



COMMISSION EUROPÉENNE

Prévention et réduction intégrées de la pollution

Document de référence sur les meilleures techniques disponibles
pour les

Grandes Installations de Combustion

Juillet 2006

RÉSUMÉ

Le BREF, document de référence sur les Meilleures Techniques Disponibles (MTD), intitulé « Grandes Installations de Combustion » rend compte de l'échange d'informations qui a été organisé conformément à l'article 16 (2) de la directive 96/61/CE du Conseil (directive IPPC).

Ce résumé décrit les principaux résultats, les principales conclusions sur les MTD et les niveaux d'émissions associés. Il peut être appréhendé comme un document autonome, mais s'agissant d'un résumé, il ne présente pas toute la complexité du BREF complet (il ne reprend notamment pas le texte complet des sections sur les MTD). Il n'est donc pas conçu pour remplacer le BREF complet en qualité d'outil dans le processus décisionnel concernant les MTD, et il est vivement recommandé de lire en parallèle la préface et l'introduction des sections concernant les MTD.

Plus de 60 experts des États membres, de l'industrie et des ONG environnementales ont participé à cet échange d'informations.

Champ d'application

Le présent BREF couvre, d'une manière générale, les installations de combustion d'une puissance thermique nominale supérieure à 50 MW. Sont inclus les secteurs de la production d'électricité ainsi que les secteurs où des combustibles "conventionnels" (disponibles dans le commerce et préconisés par les constructeurs) sont utilisés, et où les unités de combustion ne sont pas couvertes par un autre BREF sectoriel. Charbon, lignite, biomasse, tourbe, combustibles liquides ou gazeux (y compris l'hydrogène et le biogaz) sont considérés comme des combustibles conventionnels. L'incinération des déchets n'est pas couverte, mais la co-combustion de combustible récupéré et de déchets dans de grandes installations de combustion est prise en compte. Le BREF couvre non seulement sur l'unité de combustion, mais aussi sur les activités d'amont et d'aval directement associées au procédé de combustion. Les installations de combustion qui brûlent des résidus de procédés ou des sous-produits, ou des combustibles qui ne peuvent être vendus en tant que tels sur le marché, ainsi que les procédés de combustion qui font partie intégrante d'un procédé spécifique de production ne sont pas couverts par le présent BREF.

Informations communiquées

Un grand nombre de documents, rapports et informations émanant des États membres, des entreprises, des exploitants et des autorités ainsi que des fournisseurs d'équipements et des ONG environnementales ont été utilisés pour rédiger le document. Des informations ont en outre été obtenues au cours de visites de sites dans différents États membres de l'UE, ainsi que par des entrevues sur certaines technologies et sur l'expérience acquise dans l'application des techniques de réductions.

Structure du document

La production d'électricité et/ou de chaleur est un secteur très diversifié en Europe. La production d'énergie se fonde sur un large éventail de combustibles, que l'on peut généralement classer selon leur état: solide, liquide ou gazeux. Le présent document a donc été rédigé selon une approche verticale, combustible par combustible, mais les techniques et aspects communs sont décrits dans les trois chapitres introductifs.

L'industrie énergétique européenne

Dans l'Union européenne, tous les types de sources d'énergie disponibles sont utilisés pour la production d'électricité et de chaleur. Les ressources nationales en combustible, telles que les disponibilités locales ou nationales de charbon, lignite, biomasse, tourbe, pétrole et gaz naturel influent fortement le choix du combustible utilisé pour la production d'énergie dans chaque État membre de l'UE. Depuis 1990, le volume d'électricité produite à partir de sources fossiles a augmenté d'environ 16%, et la demande s'est accrue d'environ 14%. La quantité d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables (y compris l'hydraulique et la biomasse) a connu une augmentation supérieure à la moyenne, environ 20%.

Les installations de combustion sont exploitées selon la demande et le besoin en énergie, que ce soit en qualité de grandes installations de centrales électriques ou d'installations de combustion industrielles fournissant de l'énergie (par exemple, sous forme d'électricité ou d'énergie mécanique), de la vapeur ou de la chaleur pour des procédés de production industrielle.

Technologies utilisées

La production d'énergie fait appel, en général, à un éventail de technologies de combustion. Pour la combustion de combustibles solides, les techniques sous forme pulvérisée, en lit fluidisé ou en couche sont toutes considérées comme les MTD dans les conditions décrites dans le présent document. Pour les combustibles liquides ou gazeux, les chaudières, moteurs et turbines à gaz sont considérés comme les MTD dans les conditions prescrites dans le présent document.

Le choix du système employé dans une installation se fonde sur des considérations économiques, techniques, environnementales et locales, telles que la disponibilité des combustibles, les exigences opérationnelles, les conditions du marché, les exigences liées au réseau. L'électricité est principalement obtenue par production de vapeur dans une chaudière fonctionnant au combustible sélectionné, la vapeur étant utilisée pour entraîner une turbine couplée à un alternateur pour produire de l'électricité. Le cycle vapeur présente un rendement inhérent limité par la nécessité de condenser la vapeur en sortie de la turbine.

Certains combustibles liquides ou gazeux peuvent être directement brûler pour d'entraîner des turbines avec les gaz de combustion, ou ils peuvent être utilisés dans des moteurs à combustion interne qui peuvent ensuite entraîner des alternateurs. Chaque technologie offre certains avantages à l'exploitant, en particulier la capacité à fonctionner en répondant à une demande variable.

Questions environnementales

La plupart des installations de combustion utilisent un combustible ou d'autres matières premières provenant des ressources naturelles de la terre, afin de les convertir en énergie utile. Les combustibles fossiles constituent aujourd'hui la source d'énergie la plus abondante utilisée. Toutefois, leur combustion entraîne des incidences parfois importantes sur l'environnement dans son ensemble. Le procédé de combustion donne lieu à des émissions dans l'air, l'eau et le sol, les émissions atmosphériques étant considérées comme un des principaux sujets de préoccupation concernant l'environnement.

Les émissions atmosphériques les plus importantes qui résultent de la combustion des combustibles fossiles sont le SO_2 , les NO_x , le CO , les particules (PM_{10}) ainsi que les gaz à effet de serre, tels que le N_2O et le CO_2 . D'autres substances, tels que les métaux lourds, les composés d'halogénure et les dioxines sont émises en plus faibles quantités.

Conditions

Les niveaux d'émissions associés aux MTD sont fondées sur une moyenne journalière, les conditions normales et un niveau d' O_2 de 6% / 3% / 15% (combustibles solides / combustibles liquides et gazeux / turbines à gaz), qui représentent une situation de charge typique. Pour les pointes de charge, les périodes de démarrage et d'arrêt ainsi que pour les problèmes opérationnels des systèmes d'épuration des fumées, des pics de valeurs sur de courtes périodes, qui pourraient être supérieures, sont à prendre en considération.

Déchargement, stockage et manipulation des combustibles et des additifs

Certaines MTD pour la prévention des rejets dus au déchargement, au stockage et à la manipulation des combustibles ainsi que des additifs tels que la chaux, le calcaire, l'ammoniac, etc. sont présentées de manière succincte au tableau 1.

	MTD
Particules	<ul style="list-style-type: none"> • utilisation d'équipement de chargement et de déchargement qui réduit au minimum la hauteur de chute du combustible sur le stock, afin de réduire la production de poussières fugitives (combustibles solides). • dans les pays qui ne connaissent pas le gel, utilisation de systèmes de pulvérisation d'eau pour réduire la formation de poussières fugitives provenant des entrepôts de combustibles solides (combustibles solides). • placement des convoyeurs de transfert dans des zones sûres et ouvertes en surface afin d'éviter les dommages causés par les véhicules et autres équipements (combustibles solides). • utilisation de convoyeurs clos munis, aux points de transfert, d'un équipement d'extraction et de filtration bien conçu et robuste afin de prévenir l'émission de poussières (combustibles solides). • rationalisation des systèmes de transport de manière à réduire au minimum la production et le déplacement de poussières sur le site (combustibles solides). • mise en œuvre d'une bonne conception, de bonnes pratiques de construction ainsi que d'une maintenance adéquate (tous combustibles) • stockage de la chaux ou du calcaire en silos munis d'équipements d'extraction et de filtration bien conçus et robustes (tous combustibles)
Contamination de l'eau	<ul style="list-style-type: none"> • stockage sur des surfaces étanches munies d'un système de drainage, de collecte et de traitement de l'eau par décantation (combustibles solides). • utilisation de systèmes de stockage des combustibles liquides confinés à l'intérieur d'enceintes étanches d'une capacité suffisante pour retenir 75% de la capacité maximale de toutes les réservoirs, ou au moins le volume maximal du plus grand réservoir. Le taux de remplissage des réservoirs devrait être affiché, et des systèmes de contrôle automatique et d'alarme peuvent être utilisés pour prévenir le remplissage excessif des réservoirs de stockage (combustibles solides). • placement des canalisations dans des zones sûres et ouvertes en surface afin de pouvoir détecter rapidement les fuites et d'éviter les dommages causés par les véhicules et autres équipements. Dans le cas de canalisations non accessibles, on peut utiliser des canalisations à double paroi avec contrôle automatique de l'interstice (combustibles liquides et gazeux). • collecte des eaux de ruissellement de surface (eau de pluie) des zones de stockage du combustible, qui entraînent du combustible, et traitement des eaux recueillies (décantation ou station d'épuration) avant rejet (combustibles solides).
Prévention des incendies	<ul style="list-style-type: none"> • contrôler les zones de stockage de combustibles solides à l'aide de systèmes automatiques, afin de détecter les incendies provoqués par l'auto-inflammation et identifier les points à risque (combustibles solides).
Émissions fugitives	<ul style="list-style-type: none"> • utiliser des systèmes de détection des fuites de combustible gazeux et des alarmes (combustibles liquides et gazeux)
Utilisation efficace des ressources naturelles	<ul style="list-style-type: none"> • utilisation de turbines de détente afin de récupérer l'énergie contenu dans les gaz combustibles sous pression (gaz naturel acheminé par gazoducs sous pression) (combustibles liquides et gazeux); • préchauffage du gaz combustible avec la chaleur perdue issue de la chaudière ou de la turbine à gaz (combustibles liquides et gazeux).
Risques, y compris sanitaires, liés à l'ammoniac	<ul style="list-style-type: none"> • pour la manutention et le stockage d'ammoniac pur liquéfié: les réservoirs à pression pour ammoniac pur liquéfié >100 m³ devraient être à double paroi et enterrés; les réservoirs de 100 m³ et moins devraient être construits selon des procédés de recuit (tous combustibles) • du point de vue de la sécurité, l'utilisation d'une solution aqueuse d'ammoniac est moins dangereuse que le stockage et la manutention d'ammoniac pur liquéfié (tous combustibles).

Tableau 1: Quelques MTD pour le stockage et la manipulation des combustibles et des additifs

Prétraitement des combustibles

Le prétraitement des combustibles solides consiste principalement en des opérations de mélange destinées à assurer des conditions de combustion stables et à réduire les pics d'émissions. Afin de réduire la quantité d'eau dans la tourbe et la biomasse, le séchage du combustible est également considéré comme un élément des MTD. Pour les combustibles liquides, l'utilisation de dispositifs de prétraitement tels que les unités d'épuration de carburant diesel utilisés dans les turbines à gaz et les moteurs, sont des MTD. Le traitement du fioul lourd fait appel à des dispositifs tels que des appareils de chauffage électrique ou à serpentin à vapeur, des systèmes de dosage désémulsifiant, etc.

Rendement thermique

Une gestion prudente des ressources naturelles et l'utilisation efficace de l'énergie constituent deux des principales exigences de la directive IPPC. À ce titre, le rendement avec lequel l'énergie peut être produite est un indicateur essentiel des émissions de CO₂, gaz qui influe sur le climat. Une voie de réduction des émissions de CO₂ par unité d'énergie produite est l'optimisation de l'utilisation de l'énergie, ainsi que du procédé de production énergétique. La L'augmentation du rendement thermique a des conséquences sur la charge, le système de refroidissement, les émissions, le type de combustible utilisé, etc.

La cogénération est considérée comme l'option la plus efficace pour réduire la quantité globale de CO₂ rejeté, et convient pour toute centrale électrique nouvelle construite, lorsque la demande locale de chaleur est suffisamment élevée pour justifier la construction d'une centrale de cogénération, plus coûteuse, au lieu d'une centrale produisant uniquement de l'électricité ou de la chaleur. Les conclusions relatives aux MTD pour améliorer le rendement et les niveaux associés aux MTD sont présentées succinctement aux tableaux 3 à 5. À cet égard, il faut noter que les installations au fioul lourd sont considérées comme ayant un rendement équivalent à celui des installations au charbon.

Combustible	Technique combinée	Rendement thermique de l'installation (net) (en %)	
		Nouvelles installations	Installations existantes
Charbon et lignite	Cogénération	75 – 90	75 – 90
Charbon	PC (DBB et WBB)	43 – 47	L'amélioration possible du rendement thermique dépend de l'installation spécifique, mais à titre indicatif, un niveau de rendement de 36* à 40%, ou une augmentation supérieure à 3 points de pourcentage peut être associé à l'utilisation des MTD dans les installations existantes
	FBC	>41	
	PFBC	>42	
Lignite	PC (DBB)	42 – 45	
	FBC	>40	
	PFBC	>42	
PC: combustion sous forme pulvérisée chaudière à cendres fondues DBB: chaudière à cendres pulvérulentes WBB: chaudière à cendres pulvérulentes			
FBC: combustion en lit fluidisé PFBC: combustion en lit fluidisé sous pression			
*Quelques points de divergence concernant cette valeur sont rapportés à la section 4.5.5 du document principal			

Tableau 2: niveaux de rendement thermique associés à l'application de mesures MTD pour les installations de combustion au charbon et au lignite

Combustible	Technique combinée	Rendement thermique de l'installation (net) (en %)	
		Rendement électrique	Utilisation du combustible (cogénération)
Biomasse	Combustion en couche	20 environ	75 – 90
	Foyer à projection	>23	Dépend de l'application spécifique de l'installation et la demande de chaleur et d'électricité
	FBC (CFBC)	>28 – 30	
Tourbe	FBC (BFBC et CFBC)	>28 – 30	
FBC: combustion en lit fluidisé		CFBC: combustion en lit fluidisé circulant	
BFBC: combustion en lit fluidisé bouillonnant		CHP: Cogénération	

Tableau 3: niveaux de rendement thermique associés à l'application de mesures MTD pour les installations de combustion à tourbe et à biomasse

Il n'y a pas eu de conclusion concernant les valeurs de rendement thermique dans le cas de l'utilisation de combustibles liquides dans des chaudières et des moteurs. Toutefois, certaines techniques à considérer sont indiquées dans les sections MTD respectives.

Type d'installation	Rendement électrique (en %)		Utilisation du combustible (en %)
	Nouvelles installations	Installations existantes	Installations nouvelles et existantes
Turbine à gaz			
Turbine à gaz	36 – 40	32 – 35	-
Moteur à gaz			
Moteur à gaz	38 – 45		-
Moteur à gaz avec HRSG en mode cogénération	>38	>35	75 – 85
Chaudière à gaz			
Chaudière à gaz	40 – 42	38 – 40	
CCGT			
Cycle combiné avec ou sans HRSG pour la production d'électricité uniquement	54 – 58	50 – 54	-
Cycle combiné sans HRSG, en mode cogénération	<38	<35	75 – 85
Cycle combiné avec HRSG, en mode cogénération	<40	<35	75 – 85
HRSG: générateur de vapeur à récupération de chaleur CHP: Cogénération			

Tableau 4: Rendement des installations de combustion au gaz associées à l'utilisation des MTD

Émissions de particules (poussières)

Les particules (poussières) émises pendant la combustion de combustibles solides ou liquides proviennent presque entièrement de leur fraction minérale. Dans le cas des combustibles liquides, de mauvaises conditions de combustion entraînent la formation de suie. La combustion du gaz naturel ne donne pas lieu à des émissions significatives de poussières. Les niveaux d'émission de poussières, dans ce cas, sont normalement bien inférieurs à 5 mg/Nm³, en l'absence de toute mesure technique additionnelle.

Aux fins de dépoussiérage des gaz émis par les installations de combustion nouvelles et existantes, les MTD sont considérées comme étant l'utilisation d'un électrofiltre (ESP) ou d'un filtre à manches (FF), ce dernier permettant normalement d'atteindre des niveaux émissions inférieures à 5 mg/Nm³. Les cyclones et les collecteurs mécaniques utilisés seuls ne sont pas des MTD, mais peuvent servir d'étape de prétraitement sur le trajet des fumées.

Les conclusions relatives aux MTD pour le dépoussiérage et les niveaux d'émission associés sont présentées succinctement au tableau 5. En ce qui concerne les installations de combustion d'une puissance supérieure à 100 MW_{th}, et plus particulièrement au-dessus de 300 MW_{th}, les niveaux de poussières sont inférieures en raison des techniques de désulfuration des fumées, qui font déjà partie des conclusions relatives aux MTD pour la désulfuration, et qui entraînent également une réduction des particules.

Puissance (MWth)	Niveau d'émission de poussières (mg/Nm³)						MTD pour atteindre ces niveaux
	Charbon et lignite		Biomasse et tourbe		Combustibles liquides pour chaudières		
	Nouvelles installations	Installations existantes	Nouvelles installations	Installations existantes	Nouvelles installations	Installations existantes	
50 – 100	5 – 20*	5 – 30*	5 – 20	5 – 30	5 – 20*	5 – 30*	ESP ou FF
100 – 300	5 – 20*	5 – 25*	5 – 20	5 – 20	5 – 20*	5 – 25*	ESP ou FF combiné à FGD (hum, sds ou dsi) pour PC
>300	5 – 10*	5 – 20*	5 – 20	5 – 20	5 – 10*	5 – 20*	ESP ou FF pour FBC
Remarques ESP : électrofiltre FF : filtre à manches FGD (hum) : désulfuration des fumées par voie humide FGD (sds) : désulfuration des fumées par procédés semi-secs FGD (dsi) : désulfuration des fumées par procédés secs (injection de sorbant sec) FBC : combustion en lit fluidisé PC : combustion sous forme pulvérisée * Quelques points de divergence concernant cette valeur sont rapportés à la section 4.5.6 et 6.5.3.2 du document principal.							

Tableau 5: MTD pour la réduction des émissions de particules émises par certaines installations de combustion

Métaux lourds

L'émission de métaux lourds résulte de leur présence naturelle dans les combustibles fossiles. La plupart des métaux lourds considérés (As, Cd, Cr, Cu, Hg, Ni, Pb, Se, V, Zn) sont normalement rejetés sous forme de composés (oxydes et chlorures notamment) associés à des particules. De ce fait, les MTD pour réduire les émissions de métaux lourds consistent en général en l'application de dispositifs de dépoussiérage à hautes performances, tels que des électrofiltres ou des filtres à manches.

Seuls Hg et Se sont au moins partiellement présents dans la phase vapeur. Le mercure a une pression de vapeur élevée aux températures typiques de fonctionnement des dispositifs de réduction, et sa collecte par les dispositifs de réduction des particules est extrêmement fluctuante. Dans le cas d'électrofiltres ou de filtres à manches combinés à des techniques de désulfuration des fumées (FGD), tels que des épurateurs à calcaire humide, des épurateurs par procédés semi-secs ou épurateur par procédés secs (injection de sorbant sec), on peut obtenir un taux moyen d'élimination de Hg de 75% (50% dans l'électrofiltre et 50% dans la FGD), et de 90% si l'on ajoute un dispositif de réduction catalytique sélective (SCR) à hautes performances.

Émissions de SO₂

Les émissions d'oxyde de soufre résultent principalement de la présence de soufre dans le combustible. Le gaz naturel est généralement considéré comme exempt de soufre. Ce n'est pas le cas pour certains gaz industriels, qui peuvent nécessiter une désulfuration.

En général, dans le cas d'installations de combustion fonctionnant avec un combustible solide ou liquide, l'utilisation de combustible à faible teneur en soufre et/ou la désulfuration est considérée comme la MTD. Toutefois, l'utilisation de combustible à faible teneur en soufre pour des installations d'une puissance supérieure à 100 MWth ne peut, dans la plupart des cas, être considérée que comme une mesure supplémentaire de réduction des émissions de SO₂ combinée à d'autres mesures.

Outre l'utilisation de combustible à faible teneur en soufre, les techniques considérées parmi les MTD sont principalement les épurateurs à voie humide (taux de réduction compris entre 92 et 98%) et la désulfuration par procédés semi-secs (taux de réduction compris entre 85 et 92%), dont la part de marché dépasse déjà les 90%. Les techniques de désulfuration des fumées par voie sèche, tels que l'injection de sorbant sec, sont principalement utilisées pour les installations d'une puissance thermique inférieure à 300

MWth. L'épurateur par voie humide présente l'avantage de réduire également les émissions de HCl, HF, poussières et métaux lourds. Du fait des coûts élevés, le procédé d'épuration par voie humide n'est pas considéré comme la MTD pour les installations d'une puissance inférieure à 100 MWth.

Puissance (MWth)	Niveau d'émission de SO ₂ (mg/Nm ³)						MTD pour atteindre ces niveaux
	Charbon et lignite		Tourbe		Combustibles liquides pour chaudières		
	Nouvel- les instal- lations	Instal- lations exis- tantes	Nouvel- les instal- lations	Instal- lations exis- tantes	Nouvel- les instal- lations	Instal- lations exis- tantes	
50 – 100	200 – 400* 150 – 400* (FBC)	200 – 400* 50 – 400* (FBC)	200 – 300	200 – 300	100 – 350*	100 – 350*	Combustible à faible teneur en soufre et/ou FGD (dsi) ou FGD (sds) ou FGD (hum) (selon la taille de l'installation). Épuration à l'eau de mer. Techniques combinées pour la réduction des NOx et du SO ₂ Injection de calcaire (FBC).
100 – 300	100 – 200	100 – 250*	200 – 300 150 – 250 (FBC)	200 – 300 150 -300 (FBC)	100 – 200*	100 – 250*	
>300	20 – 150* 100 – 200 (CFBC/ PFBC)	20 – 200* 100 – 200* (CFBC/ PFBC)	50 – 150 50 – 200 (FBC)	50 – 200	50 – 150*	50 – 200*	
Notes: FBC : combustion en lit fluidisé PFBC : combustion en lit fluidisé sous pression FGD (hum) : désulfuration des fumées humides FGD (sds) : désulfuration des fumées par procédés semi-secs FGD (dsi) : désulfuration des fumées par procédés secs (injection de sorbant sec) * Quelques points de divergence concernent cette valeur et sont rapportés à la section 4.5.8 et 6.5.3.3 du document principal.							

Tableau 6: MTD pour la réduction des émissions de SO₂ émises par certaines installations de combustion

Émissions de NO_x

Les principaux oxydes d'azote émis pendant la combustion sont le monoxyde d'azote (NO) et le dioxyde d'azote (NO₂), dénommés NO_x.

Dans les installations de combustion à charbon pulvérisé, la réduction des émissions de NO_x par des mesures primaires et secondaires, telles que la réduction sélective catalytique (SCR), est une MTD ; la SCR atteignant un taux de réduction compris entre 80 et 95%. L'utilisation de la réduction sélective catalytique (SCR) ou non catalytique (SNCR) présente l'inconvénient d'une éventuelle émission d'ammoniac non réagi ("fuite d'ammoniac"). Dans le cas de petites installations à combustible solide sans forte variation de charge et avec une qualité stable du combustible, la technique SNCR est également considérée comme une MTD pour la réduction des émissions de NO_x.

Dans le cas des installations de combustion au lignite et à la tourbe pulvérisée, la combinaison de différentes mesures primaires est considérée comme la MTD. Cela consiste par exemple en l'utilisation de brûleurs bas NO_x avancés combinée à d'autres mesures primaires telles que la recirculation des fumées, la combustion étagée (étagement de l'air), la recombustion (reburning), etc. Le recours à des mesures primaires tend à provoquer une combustion incomplète, aboutissant à un niveau élevé de carbone imbrûlé dans les cendres volantes et à des émissions de monoxyde de carbone.

Dans le cas des chaudières en lit fluidisé à combustible solide, la MTD consiste à réduire les émissions de NO_x par la distribution de l'air ou la recirculation des fumées. On observe un léger écart entre les émissions de NO_x d'une combustion en lit fluidisé bouillonnant (BFBC) et d'une combustion en lit fluidisé circulant (CFBC).

Tableau 7: MTD pour la réduction des émissions de NOx émises par des installations de combustion au charbon et au lignite

Tableau 8: MTD pour la réduction des émissions de NOx émises par des installations de combustion brûlant de la tourbe, de la biomasse ou des combustibles liquides

Pour les turbines à gaz neuves, les MTD consistent en des brûleurs bas NOx (bas NOx par voie sèche - DLN, dry low NOx) à prémélange. Pour les turbines existantes, l'injection d'eau et de vapeur ou la conversion à la technique DLN est la MTD. Dans le cas des installations stationnaires à moteur à gaz, l'approche par mélange pauvre est une MTD au même titre que la technique à bas NOx par voie sèche dans les turbines à gaz.

Pour la plupart des turbines et des moteurs à gaz, la SCR est également considérée comme une MTD. L'installation d'un système SCR sur une turbine à gaz à cycle combiné est techniquement faisable mais

pas économiquement justifiée pour les installations existantes. Cela tient au fait que l'espace requis pour le générateur de vapeur à récupération de chaleur (HRSG) n'a pas été prévu et n'est donc pas disponible.

Type d'installation	Niveau d'émission associé aux MTD (mg/Nm³)		Niveau d'O₂ (%)	Options MTD pour atteindre ces niveaux
	NOx	CO		
Turbines à gaz				
Turbines à gaz neuves	20 – 50	5 – 100	15	Brûleurs bas NOx (voie sèche) à prémélange ou SCR
DLN pour les turbines à gaz existantes	20 – 75	5 – 100	15	Brûleurs bas NOx (voie sèche) à prémélange, s'il est possible de les adapter
Turbines à gaz existantes	50 – 90*	30 – 100	15	Injection d'eau et de vapeur ou SCR
Moteurs à gaz				
Moteurs à gaz neufs	20 – 75*	30 – 100*	15	Mélange pauvre ou SCR et catalyseur d'oxydation pour le CO
Moteur à gaz neuf avec HRSG en mode cogénération	20 – 75*	30 – 100*	15	Mélange pauvre ou SCR et catalyseur d'oxydation pour le CO
Moteurs à gaz existants	20 – 100*	30 – 100	15	Réglage à bas NOx
Chaudières à gaz				
Chaudières à gaz neuves	50 – 100*	30 – 100	3	Brûleurs bas NOx ou SCR ou SNCR
Chaudières à gaz existantes	50 – 100*	30 – 100	3	
Turbine à gaz à cycle combiné (CCGT)				
CCGT neuves sans HRSG	20 – 50	5 – 100	15	Brûleurs bas NOx (voie sèche) à prémélange ou SCR
CCGT existantes sans HRSG	20 – 90*	5 – 100	15	Brûleurs bas NOx (voie sèche) à prémélange ou injection d'eau ou de vapeur ou SCR
CCGT neuves avec HRSG	20 – 50	30 – 100	Selon l'installation	Brûleurs bas NOx (voie sèche) à prémélange et brûleurs bas NOx pour la partie chaudière ou SCR ou SNCR
CCGT existantes avec HRSG	20 – 90*	30 – 100	Selon l'installation	Brûleurs bas NOx (voie sèche) à prémélange ou par injection d'eau ou de vapeur et brûleurs bas NOx pour la partie chaudière ou SCR ou SNCR
SCR: réduction sélective catalytique; SNCR: réduction sélective non catalytique; DLN : brûleur bas NOx par voie sèche; HRSG: générateur de vapeur à récupération de chaleur; CHP: cogénération				
* Quelques points de divergence concernent cette valeur et sont rapportés à la section 7.5.4 du document principal.				

Tableau 9: MTD pour la réduction des émissions de NO_x et de CO émises par des installations de combustion au gaz

Émissions de CO

Le monoxyde de carbone (CO) est toujours présent comme produit intermédiaire du procédé de combustion; la MTD pour la minimisation des émissions de CO est la combustion complète, qui passe par une bonne conception de la chaudière, l'utilisation de techniques à hautes performances pour le suivi et la conduite des procédés, et la maintenance du système de combustion. Certains niveaux d'émission associés à l'utilisation de MTD pour différents combustibles sont indiqués dans les sections relatives aux MTD, mais seuls sont indiqués dans le présent résumé les niveaux pour les installations de combustion à gaz.

Contamination de l'eau

Outre la pollution de l'air qu'elles entraînent, les grandes installations de combustion constituent également une source importante de rejets aqueux (eau de refroidissement et eaux usées) dans les rivières, les lacs et le milieu marin.

Toutes les eaux de ruissellement de surface (eau de pluie) provenant des zones de stockage, qui entraînent des particules de combustible, devraient être recueillies et traitées (décantation) avant d'être rejetée. De petites quantités d'eau contaminée par du pétrole (eau de lavage) sont inévitables, occasionnellement, dans une centrale électrique. Les puits de séparation du pétrole constituent la MTD pour éviter tout dommage à l'environnement.

La conclusion concernant les MTD pour la désulfuration par voie humide est liée à la mise en oeuvre d'une station d'épuration des eaux usées. Cette épuration consiste en différents traitements chimiques visant à éliminer les métaux lourds et à réduire la quantité de matières solides rejetées dans l'eau. La station comprend un ajustement du pH, la précipitation des métaux lourds et l'élimination des matières solides. Le document complet indique certains niveaux d'émission.

Déchets et résidus

Une grande attention a déjà été prêtée par le secteur à l'utilisation des résidus de combustion et des sous-produits, plutôt que leur simple mise en décharge. L'utilisation et la réutilisation constituent donc la meilleure option et sont prioritaires. De nombreuses utilisations sont possibles pour les différents sous-produits, tels que les cendres. Chaque option renvoie à des critères particuliers. Il n'a pas été possible d'aborder tous ces critères dans le présent BREF. Les critères de qualité sont habituellement liés aux propriétés structurelles des résidus ainsi qu'à la teneur en substances nocives, par exemple la quantité de combustible imbrûlé ou la solubilité des métaux lourds, etc.

Le produit final de la technique d'épuration par voie humide est le gypse, un produit que l'installation, dans la plupart des pays de l'UE, peut ensuite commercialiser. Il peut être vendu et utilisé en remplacement du gypse naturel. La majeure partie du gypse produit dans les centrales électriques est utilisé dans l'industrie des plaques de plâtre. La pureté du gypse limite la quantité de calcaire qui peut être apporté dans le procédé.

Co-combustion de déchets et de combustible récupéré

Les grandes installations de combustion, conçues et exploitées selon les MTD, mettent en oeuvre des techniques et des mesures efficaces pour l'élimination des poussières (y compris, en partie, des métaux lourds), du SO₂, des NO_x, du HCl, HF et d'autres polluants, ainsi que des techniques de prévention de la contamination de l'eau et du sol. D'une manière générale, ces techniques peuvent être jugées suffisantes et sont donc considérées comme des MTD pour la co-combustion d'un combustible secondaire. Cela se fonde sur les conclusions relatives aux MTD, et notamment sur les niveaux d'émission associés à l'utilisation des MTD telles que définies dans les chapitres par type de combustible. Un apport accru de polluants dans le système de combustion peut être compensé, jusqu'à un certain point, par l'adaptation d'un système d'épuration des fumées ou par la limitation du pourcentage de combustible secondaire qui peut être brûlé.

Concernant l'impact de la co-combustion sur la qualité des résidus, la principale question liée aux MTD est le maintien de la qualité du gypse, des cendres, du mâchefer et d'autres résidus et sous-produits au même niveau que celui observé sans co-combustion d'un combustible secondaire, à des fins de recyclage. Si la co-combustion entraîne des volumes de rejets importants (additionnels) de sous-produits ou de résidus, ou une contamination supplémentaire par des métaux (Cd, Cr ou Pb par ex.) ou des dioxines, des mesures additionnelles doivent être prises pour y remédier.

Degré de consensus

Le présent document bénéficie dans son ensemble d'un large soutien des membres du groupe de travail technique. Toutefois, l'industrie et principalement deux États membres n'ont pas donné leur entière approbation au présent projet final, et ont fait part de "points de divergence" concernant certaines conclusions présentées dans le document, en particulier les niveaux d'émission et de rendement associés aux MTD dans le cas du charbon et de lignite, des combustibles liquides et gazeux, ainsi qu'en ce qui concerne l'utilisation de la SCR pour des raisons économiques. Ils contestent que les fourchettes indiquées pour les niveaux d'émission associés à l'utilisation des MTD soient d'une manière générale trop basses aussi bien pour les centrales électriques neuves qu'existantes. Il convient toutefois de noter que les niveaux d'émission les plus élevés associés aux MTD, en particulier pour les installations existantes, sont similaires à certaines valeurs limites d'émission fixées dans certains États membres. Une partie de l'industrie a exprimé un avis particulier concernant la mesure dans laquelle le présent document reflète l'expérience et les conditions de toutes les grandes installations de combustion. Cela étaye la position des membres du groupe de travail technique selon laquelle les niveaux d'émission associés aux MTD sont raisonnables, et indique que ces niveaux sont déjà atteints par bon nombre d'installations en Europe.

La Commission Européenne lance et soutien, dans le cadre de ses programmes de Recherche et Développement Technologique, une série de projets traitant des technologies propres, des nouvelles technologies de traitement et de recyclage des effluents ainsi que des nouvelles stratégies de management. Ces projets pourraient fournir une contribution utile aux futures révisions du BREF. Les lecteurs sont donc invités à informer le bureau européen de l'IPPC de tout résultat de recherche présentant de l'intérêt pour le présent document (voir également la préface du présent document).

PRÉFACE

1. Statut du présent document

Sauf mention contraire, les références à la « Directive » dans le présent document concernent la Directive du Conseil 96/61/CE relative à la prévention et la réduction intégrées de la pollution. Comme la Directive s'applique sans préjudice aux dispositions de la Communauté sur la santé et la sécurité sur le lieu de travail, il en est de même pour ce document.

Le présent document fait partie d'une série de documents présentant les résultats d'un échange d'informations entre les États membres de l'UE et les industries concernées par les meilleures techniques disponibles (MTD), les développements et la surveillance associés à celles-ci. Il est publié par la Commission Européenne en application de l'Article 16(2) de la Directive, et doit par conséquent être pris en compte conformément à l'Annexe IV de la Directive lors de la détermination des « meilleures techniques disponibles ».

2. Obligations juridiques relevant de la Directive IPPC et définition des MTD

Pour aider le lecteur à comprendre le contexte juridique dans lequel le présent document a été élaboré, certaines des dispositions les plus pertinentes de la Directive IPPC, y compris la définition du terme « meilleures techniques disponibles », sont décrites dans cette préface. Inévitablement, cette description est incomplète et elle est fournie uniquement à des fins d'information. Elle ne possède aucune valeur juridique et ne modifie ni ne porte en aucun cas préjudice aux dispositions réelles de la Directive.

L'objectif de la Directive consiste à mettre en oeuvre la prévention et la réduction intégrées de la pollution provenant des activités répertoriées dans son Annexe I, entraînant un niveau élevé de protection de l'environnement dans son ensemble. La base juridique de la Directive se rapporte à la protection de l'environnement. Sa mise en oeuvre doit également prendre en compte les autres objectifs de la Communauté telle que la compétitivité des industries de la Communauté contribuant ainsi à un développement durable.

La Directive prévoit plus particulièrement un système d'autorisation pour certaines catégories d'installations industrielles, nécessitant que les exploitants et les organismes de contrôle aient une vue d'ensemble intégrée sur le potentiel de pollution et de consommation de l'installation. L'objectif global de cette approche intégrée doit être l'amélioration de la gestion et du contrôle des procédés industriels afin de garantir un niveau de protection élevé pour l'environnement dans son ensemble. Le principe général fournit dans l'Article 3 est essentiel à cette approche. Il indique que les exploitants doivent prendre toutes les mesures préventives appropriées contre la pollution, en particulier par le biais de l'application des meilleures techniques disponibles qui leur permettront d'améliorer leurs performances environnementales.

Le terme « meilleures techniques disponibles » est défini dans l'Article 2(11) de la Directive comme « le stade de développement le plus efficace et avancé des activités et de leurs modes d'exploitation, démontrant l'aptitude pratique de techniques particulières à constituer, en principe, la base des valeurs limites d'émission visant à éviter et, lorsque cela s'avère impossible, à réduire de manière générale les émissions et l'impact sur l'environnement dans son ensemble. » L'Article 2(11) approfondit cette définition comme suit :

- « techniques », on entend aussi bien les techniques employées que la manière dont l'installation est conçue, construite, entretenue, exploitée et mise à l'arrêt,
- « disponibles », on entend les techniques mises au point sur une échelle permettant de les appliquer dans le contexte du secteur industriel concerné, dans des conditions économiquement et techniquement viables, en prenant en considération les coûts et les avantages, que ces techniques soient utilisées ou produites ou non sur le territoire de l'État membre en question, pour autant qu'elles soient raisonnablement accessibles pour l'opérateur,
- « meilleures », désigne les plus efficaces pour atteindre un niveau général élevé de protection de l'environnement dans son ensemble.

En outre, l'Annexe IV de la Directive contient une liste de « considérations à prendre en compte en général ou dans des cas particuliers lors de la détermination des meilleures techniques disponibles... compte tenu des coûts et des avantages pouvant résulter d'une mesure et des principes de précaution et de

prévention. » Ces considérations comprennent les informations publiées par la Commission dans le respect de l'Article 16(2).

Il est nécessaire que les autorités compétentes responsables de la délivrance d'autorisations prennent en compte les principes généraux présentés dans l'Article 3 lors de la définition des conditions d'autorisation. Ces conditions doivent inclure les valeurs limites d'émission, complétées ou remplacées le cas échéant par des paramètres ou des mesures techniques équivalents. Conformément à l'Article 9(4) de la Directive, ces valeurs limites d'émission, paramètres et mesures techniques équivalents doivent, sans préjudice au respect des normes de qualité environnementales, se fonder sur les meilleures techniques disponibles, sans prescrire l'utilisation d'une technique ou d'une technologie spécifique et en prenant en compte les caractéristiques techniques de l'installation concernée, son implantation géographique et les conditions locales de l'environnement. Dans tous les cas, les conditions de l'autorisation doivent inclure des dispositions sur la minimisation de la pollution à longue distance ou transfrontalières et doivent garantir un niveau élevé de protection de l'environnement dans son ensemble.

En vertu de l'Article 11 de la Directive, les États membres ont l'obligation de s'assurer que les autorités compétentes se tiennent informées ou sont informées de l'évolution des meilleures techniques disponibles.

3. Objectif du présent document

L'Article 16(2) de la Directive demande que la Commission organise « un échange d'informations entre les États membres et les industries concernés sur les meilleures techniques disponibles, le contrôle associé et leurs développements », et publie les résultats de cet échange.

L'objectif de l'échange d'informations est indiqué au préambule 25 de la Directive, qui mentionne que « le développement et échange d'informations au niveau communautaire en ce qui concerne les meilleures techniques disponibles permettront de réduire les déséquilibres au plan technologique dans la Communauté, favoriseront la diffusion au plan mondial des valeurs limites et des techniques utilisées dans la Communauté et aideront les États membres dans la mise en oeuvre efficace de la présente Directive. »

La Commission (DG Environnement) a mis en place un forum d'échange d'information (IEF) pour assister les travaux conformément à l'Article 16(2), et plusieurs groupes de travail techniques ont été créés sous l'égide de l'IEF. L'IEF et les groupes de travail techniques comprennent une représentation des États membres et de l'industrie, conformément à l'Article 16(2).

Cette série de documents vise à refléter avec précision l'échange d'informations qui a été établi conformément à l'Article 16(2), et à fournir des informations de référence à l'autorité délivrant les autorisations pour qu'elle les prenne en considération lors de la définition des conditions d'autorisation. En fournissant des informations pertinentes sur les meilleures techniques disponibles, ces documents doivent agir comme des outils essentiels pour l'amélioration des performances environnementales.

4. Sources d'information

Le présent document représente une synthèse des informations recueillies à partir de plusieurs sources, y compris l'expertise des groupes créés pour assister la Commission dans son travail, et vérifiées par les services de la Commission. Toute contribution sera appréciée.

5. Comment comprendre et utiliser ce document

Les informations fournies dans le présent document sont destinées à être utilisées comme une contribution à la détermination des MTD dans des cas spécifiques. Lors de la détermination des MTD et de l'établissement des conditions d'autorisation basées sur les MTD, il convient de toujours prendre en compte l'objectif global qui vise à atteindre un niveau de protection élevé pour l'environnement dans son ensemble.

Le type d'information qui est fourni dans chaque section du document est décrit ici.

Le Chapitre 1 fournit des informations générales sur le secteur industriel, et décrit les principaux problèmes environnementaux.

Le Chapitre 2 propose une introduction aux principes et concepts des cycles de combustion et de la production d'énergie. Il s'agit d'une brève description, mais elle permet d'aider le lecteur à comprendre la technologie de combustion et la production d'énergie.

Le Chapitre 3 fournit des informations sur les procédés et techniques communes utilisés dans le secteur afin de réduire les émissions des grandes installations de combustion.

Les Chapitres 4 à 8 fournissent des informations sur les techniques utilisées pour la combustion de différents combustibles. Chaque chapitre est consacré à un type de combustible différent. C'est pour cette raison que l'on fait ultérieurement référence à ces chapitres en parlant de « chapitres dédiés aux combustibles ». La structure de ces chapitres se base sur la présentation générale des BREF :

La première section de chaque chapitre (Chapitres 4 à 8) fournit des informations sur les procédés et techniques utilisés dans la combustion des combustibles particuliers.

La deuxième section de chaque chapitre (Chapitres 4 à 8) fournit des exemples de procédés et techniques utilisés dans la combustion des combustibles particuliers.

La troisième section de chaque chapitre (Chapitres 4 à 8) présente des informations sur les niveaux de consommation, reflétant la situation dans les installations existantes au moment de la rédaction.

La quatrième section de chaque chapitre (Chapitres 4 à 8) décrit plus en détail la réduction des émissions et d'autres techniques qui sont considérées comme étant les plus pertinentes dans la détermination des MTD et des conditions d'autorisation basées sur les MTD. Ces informations comprennent des détails sur les niveaux de consommation, les rendements thermiques et les niveaux d'émission considérés atteignable par l'utilisation de la technique ; quelques indications sur le niveau et le type de coûts ; des informations sur les effets croisés associés à la technique ; mais aussi quelques détails sur le paramètre d'application de la technique sur la gamme des installations nécessitant des autorisations IPPC (par exemple, si elle est applicable aux installations petites ou grandes, nouvelles ou existantes). Les techniques qui sont généralement considérées comme étant obsolète ne sont pas incluses.

La dernière section de chaque chapitre (Chapitres 4 à 8) est une « section de conclusions ». Il présente les techniques, la consommation, le rendement thermique et les niveaux d'émission qui sont considérés comme étant généralement compatibles avec les MTD. L'objectif de cette section consiste donc à fournir des indications générales sur la consommation, le rendement thermique et les niveaux d'émission qui peuvent être considérés comme des points de référence appropriés dans la détermination des conditions d'autorisation basées sur les MTD ou dans la mise en place de règles générales obligatoires conformément à l'Article 9(8) de la Directive.

Il convient cependant de souligner que le présent document ne propose aucune valeur limite d'émission. La détermination des conditions d'autorisation appropriées impliquera la prise en considération de facteurs locaux et spécifiques au site comme les caractéristiques techniques de l'installation, son implantation géographique et les conditions environnementales locales. Dans le cas des installations existantes, la viabilité économique et technique de leur mise à niveau (modernisation) doit également être prise en compte. Même l'unique objectif qui consiste à garantir un niveau élevé de protection de l'environnement dans son ensemble impliquera souvent la prise de décisions de compromis entre différents types d'impact sur l'environnement, et cette prise de décision sera souvent influencée par des considérations locales.

Bien qu'il existe une tentative de résoudre certains de ses problèmes, il est impossible de les prendre entièrement en compte dans ce document. Les techniques et les niveaux présentés dans la section de conclusions sur les meilleures techniques disponibles dans chacun des chapitres dédiés aux combustibles (Chapitres 4 à 8) ne seront par conséquent pas nécessairement adaptés à toutes les installations. D'autre part, l'obligation visant à garantir un niveau élevé de protection environnementale, notamment la minimisation de la pollution à longue distance ou transfrontalière, implique que les conditions d'autorisation ne peuvent pas être définies sur la base de considérations purement locales. Par conséquent, il est de la plus haute importance que les informations contenues dans le présent document soient intégralement prises en considération par les autorités délivrant les autorisations.

Comme les meilleures techniques disponibles évolueront dans le temps, le présent document sera révisé et mis à jour comme approprié. Tous les commentaires et suggestions doivent être faits au Bureau IPPC européen à l'Institut des études de prospective technologique.

Bureaux à l'adresse ci-dessous :

Edificio Expo, Inca Garcilaso s/n, E-41092 Séville – Espagne
Téléphone : +34 95 4488 284 Fax : +34 95 4488 426
Adresse électronique : JRC-IPTS-EIPPCB@ec.europa.eu
Internet: <http://eippcb.jrc.es>

6. Interface entre les directives IPPC et Grandes Installations de Combustion

La présentation des questions ci-dessous concerne l'interface entre la Directive 2001/80/CE du 23 octobre 2001 sur la limitation des émissions atmosphériques de certains polluants provenant des grandes installations de combustion (Directive GIC) et la Directive 96/61/CE du 24 septembre 1996 concernant la prévention et la réduction intégrées de la pollution (Directive IPPC).

Il convient de noter que la dernière interprétation de la loi de la Communauté est du ressort de la Cour de Justice Européenne et on ne peut donc pas exclure que l'interprétation par la Cour puisse donner lieu à de futures nouvelles questions.

La Directive GIC contient les principales références explicites suivantes à la Directive IPPC :

Le préambule 8 de la Directive GIC mentionne que « le respect des valeurs limites d'émission fixées dans la présente Directive doit être considéré comme une condition nécessaire mais non suffisante du respect des exigences de la directive 96/61/CE concernant l'utilisation des meilleures techniques disponibles. Ce respect peut entraîner la fixation de valeurs limites d'émission plus strictes visant d'autres substances et d'autres milieux ainsi que d'autres conditions appropriées. » Le préambule est précis : le respect des valeurs limites d'émission fixées dans la Directive GIC ne supprime pas l'obligation de se conformer à la Directive IPPC, en particulier lors du fonctionnement en conformité avec une autorisation (Article 9(4) de la Directive IPPC) contenant les conditions déterminées en vertu de la Directive.

L'Article 4(3) et l'Article 4(6) de la Directive GIC permettent aux Etats Membres de mettre en place un schéma national de réduction des émissions pour les installations existantes, ou d'appliquer aux installations existantes les valeurs limites d'émission spécifiées dans la Directive GIC. Toutefois, le schéma « ne peut en aucun cas accorder à une installation une dérogation aux dispositions de la législation communautaire pertinente, y compris, notamment, la directive 96/61/CE. » Ainsi, même si une installation est couverte par un schéma national, elle doit fonctionner en conformité avec les dispositions prévues par la Directive IPPC, y compris une autorisation contenant les valeurs limites d'émission ou les paramètres et mesures techniques équivalents, déterminés selon les dispositions de l'Article 9(4) ou de l'Article 9(8) de la Directive IPPC. En outre, telle que présentée dans la préface standard des BREF, une certaine flexibilité est ancrée dans les dispositions de l'Article 9(4) de la Directive IPPC ainsi que dans la définition des MTD.

L'Article 4(4) de la Directive GIC fournit une dérogation possible pour les installations « en fin de vie » qui ne sont pas tenues de respecter les valeurs limites d'émission ou qui peuvent être incluses dans un schéma national de réduction des émissions « sans préjudice de la Directive 96/61/CE. » Comme dans le cas précédent, l'installation concernée doit toujours fonctionner conformément à une autorisation IPPC. » Telles que présentées ci-dessus, les dispositions de l'Article 9(4) de la Directive IPPC et la définition des MTD permet aux autorités compétentes de prendre en compte les spécificités de ces installations « en fin de vie ». De plus, le demandeur doit joindre la déclaration écrite conformément à l'Article 4(4)(a) de la Directive GIC aux documents répertoriés dans l'Article 6 de la Directive IPPC concernant les demandes d'autorisation.

Document de référence sur les meilleures techniques disponibles pour les grandes installations de combustion

RÉSUMÉ.....	I
PRÉFACE.....	XII
PORTÉE ET ORGANISATION DU DOCUMENT	XXVI
1 GÉNÉRALITES	1
1.1 Présentation de l'industrie	1
1.2 Situation économique	7
1.3 Questions clé liés à l'environnement	10
1.3.1 Rendement.....	11
1.3.2 Émissions atmosphériques	12
1.3.2.1 Oxydes de soufre.....	13
1.3.2.2 Oxydes d'azote (NOx).....	13
1.3.2.3 Les poussières et les particules.....	15
1.3.2.4 Métaux lourds.....	15
1.3.2.5 Monoxyde de carbone	18
1.3.2.6 Gaz à effet de serre (dioxyde de carbone et autres).....	18
1.3.2.7 Acide chlorhydrique	22
1.3.2.8 Fluorure d'hydrogène.....	22
1.3.2.9 Ammoniac (NH ₃)	22
1.3.2.10 Composés organiques volatiles (VOC en anglais, COV en français).....	23
1.3.2.11 Polluants organiques persistants (POP), hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP), dioxines et furannes	23
1.3.3 Émissions dans l'eau.....	23
1.3.4 Résidus de combustion et sous-produits.....	25
1.3.5 Émissions sonores	28
1.3.6 Émission de substances radioactives	28
2 TECHNIQUES COURANTES DE PRODUCTION D'ENERGIE.....	29
2.1 Principes de combustion	29
2.2 Techniques générales de combustion.....	30
2.2.1 Conversion de la chaleur du combustible.....	30
2.2.2 Combustion de combustibles solides pulvérisés	30
2.2.3 Combustion en lit fluidisé	30
2.2.4 Combustion en couche	31
2.2.5 Combustion au gaz et au fioul.....	31
2.2.6 Gazéification	31
2.3 Conversion directe	31
2.3.1 Généralités.....	31
2.3.2 Moteurs à combustion	32
2.3.3 Turbine à gaz.....	32
2.4 Procédés vapeur courants	33
2.4.1 Généralités.....	33
2.4.2 Centrale électrique à condensation.....	33
2.4.3 Cogénération (Production combinée d'électricité et de chaleur).....	33
2.5 Cycle combiné	34
2.5.1 Généralités.....	34
2.5.2 Combustion supplémentaire des turbines à gaz à cycle combiné et réalimentation (repowering) des centrales électriques existantes	35
2.6 Éléments typiques d'un cycle de vapeur.....	35
2.6.1 La chaudière	38
2.6.2 Turbine à vapeur.....	39
2.6.3 Condenseur.....	39
2.6.4 Système de refroidissement.....	39
2.6.5 Coûts spécifiques des différentes installations de centrales électriques	39
2.7 Rendement.....	40
2.7.1 Rendement de Carnot	40
2.7.2 Rendement thermique	41
2.7.3 Rendement global.....	41

2.7.4	Rendement global du soutirage de vapeur.....	42
2.7.5	Concept et rendement de l'exergie.....	42
2.7.6	Influence des conditions climatiques sur le rendement.....	45
2.7.7	Relation entre les questions de rendement et d'environnement.....	47
2.7.8	Pertes de rendement dans les installations de combustion.....	47
2.7.9	Mesures techniques génériques permettant d'améliorer le rendement des grandes installations de combustion.....	48
3	PROCEDES ET TECHNIQUES GÉNÉRALES DE RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DES GRANDES INSTALLATIONS DE COMBUSTION.....	50
3.1	Quelques mesures primaires visant à réduire les émissions.....	51
3.1.1	Changement de combustible.....	51
3.1.2	Modifications de la combustion.....	51
3.2	Techniques de réduction des émissions de particules.....	53
3.2.1	Électrofiltres (ESP).....	54
3.2.2	Électrofiltres humides.....	57
3.2.3	Filtres à manches.....	57
3.2.4	Précipitation centrifuge (cyclones).....	60
3.2.5	Épurateur par voie humide.....	60
3.2.6	Performance générale des dispositifs de réduction des particules.....	63
3.3	Techniques de réduction des émissions d'oxyde de soufre.....	65
3.3.1	Mesures primaires de réduction des émissions d'oxyde de soufre.....	65
3.3.1.1	Utilisation d'un combustible faiblement soufré ou d'un combustible avec des composés de cendres basiques pour la désulfuration interne.....	65
3.3.1.2	Utilisation d'adsorbants dans des systèmes de combustion en lit fluidisé.....	65
3.3.2	Mesures secondaires de réduction des émissions d'oxyde de soufre.....	65
3.3.3	Épurateurs par voie humide.....	67
3.3.3.1	Épurateurs humides au calcaire/à la chaux.....	68
3.3.3.2	Épurateur à l'eau de mer.....	75
3.3.3.3	Épurateur au magnésium par voie humide.....	76
3.3.3.4	Épurateur à l'ammoniac par voie humide.....	77
3.3.4	Épurateurs semi-secs.....	77
3.3.5	Injection de sorbant.....	80
3.3.5.1	Injection de sorbant dans le foyer.....	80
3.3.5.2	Injection de sorbant dans le conduit (désulfuration des fumées par voie sèche).....	82
3.3.5.3	Injection de sorbant hybride.....	85
3.3.5.4	Absorbeur en lit fluidisé circulant (CFB) par voie sèche.....	86
3.3.6	Procédé régénérable.....	86
3.3.6.1	Procédé sulfite/bisulfite de sodium.....	86
3.3.6.2	Procédé d'oxyde de magnésium.....	87
3.3.7	Performance générale des techniques de désulfuration des fumées.....	89
3.4	Techniques de réduction des émissions d'oxyde d'azote.....	94
3.4.1	Mesures primaires de réduction des NO _x :.....	94
3.4.1.1	Faible excès d'air.....	95
3.4.1.2	Étagement de l'air.....	96
3.4.1.3	Recirculation des fumées.....	97
3.4.1.4	Préchauffage d'air réduit.....	97
3.4.1.5	Étagement du combustible (recombustion (reburning)).....	97
3.4.1.6	Brûleurs bas NO _x	100
3.4.1.7	Performance générale des mesures primaires de réduction des émissions des NO _x	105
3.4.2	Mesures secondaires pour réduire les émissions des NO _x	107
3.4.2.1	Réduction sélective catalytique (SCR).....	107
3.4.2.2	Réduction sélective non catalytique (SNCR).....	114
3.4.2.3	Aspects de sécurité du stockage de l'ammoniac.....	116
3.4.2.4	Performance générale des mesures secondaires de réduction des émissions des NO _x	117
3.5	Techniques combinées de réduction des émissions d'oxyde de soufre et d'oxyde d'azote.....	118
3.5.1	Régénération/adsorption solide.....	118
3.5.1.1	Procédé de charbon actif.....	118
3.5.1.2	Le procédé NOXSO.....	119
3.5.1.3	Autres procédés d'adsorption/de régénération solide.....	119
3.5.2	Procédés catalytiques gazeux/solides.....	119
3.5.2.1	Procédé WSA-SNO _x	120

3.5.2.2	Procédé DESONOX.....	120
3.5.2.3	Le procédé SNRB.....	121
3.5.2.4	Procédé catalytiques gazeux/solides.....	121
3.5.3	Irradiation par faisceau électronique.....	121
3.5.4	Injection alcaline.....	122
3.5.5	Épurateur par voie humide avec des additifs pour extraire le NO _x	122
3.5.6	Performance générale des techniques combinées pour réduire le SO ₂ et le NO _x	123
3.6	Techniques de réduction des émissions de métaux (métaux lourds).....	124
3.6.1	Contrôle des émissions de mercure (Hg).....	125
3.6.1.1	Mesures primaires visant à réduire la teneur en Hg du combustible solide.....	125
3.6.1.2	Technologies de traitement des fumées visant à réduire les émissions de mercure.....	125
3.6.2	Réduction des émissions de métaux dans les systèmes de contrôle des particules.....	125
3.6.3	Réduction des émissions de métaux dans les systèmes de désulfuration des fumées.....	126
3.6.4	Réduction des émissions de métaux dans les systèmes de contrôle des NO _x	126
3.6.5	Réduction des émissions de métaux par des systèmes conçus pour l'élimination des métaux.....	126
3.7	Techniques de réduction des émissions de CO et d'hydrocarbures non brûlés.....	127
3.8	Techniques de réduction des émissions de composés halogénés.....	128
3.8.1	Réduction des émissions de métaux dans les systèmes de réduction des particules.....	128
3.8.2	Réduction des émissions d'halogènes dans les systèmes de désulfuration des fumées.....	128
3.8.3	Réduction des émissions d'halogènes dans les systèmes de contrôle des NO _x	129
3.9	Réduction des émissions de gaz à effet de serre des grandes installations de combustion.....	129
3.9.1	Réduction des émissions de dioxyde de carbone en augmentant le rendement thermique.....	129
3.9.2	Élimination du dioxyde de carbone des fumées.....	132
3.10	Techniques de contrôle des rejets dans l'eau.....	132
3.10.1	Eaux usées provenant des stations d'épuration.....	133
3.10.2	Eaux usées provenant des systèmes du circuit de refroidissement.....	133
3.10.3	Eaux usées provenant d'autres sources du procédé de génération de vapeur.....	134
3.10.4	Eaux usées provenant des systèmes d'épuration des fumées.....	134
3.10.5	Eaux usées provenant des sanitaires.....	135
3.10.6	Techniques de traitement des eaux usées.....	135
3.10.7	Autres eaux usées.....	137
3.11	Techniques de contrôle des rejets dans le sol.....	137
3.12	Mesures de contrôle des émissions sonores.....	138
3.12.1	Options de base.....	138
3.12.2	Bruit de structure.....	139
3.12.3	Bruit dans les tuyauteries et les conduites.....	139
3.12.4	Silencieux.....	139
3.12.5	Bruit des machines.....	140
3.12.6	Conclusions.....	140
3.13	Techniques de refroidissement.....	140
3.14	Surveillance et analyse des émissions.....	141
3.14.1	Composants d'émission.....	141
3.14.2	Conditions de référence et paramètres.....	142
3.14.3	Emplacements tests.....	142
3.14.4	Surveillance des émissions.....	143
3.14.4.1	Surveillance en continu.....	144
3.14.4.2	Mesures discontinues.....	144
3.14.4.3	Estimations des émissions basées sur la mesure des paramètres d'exploitation.....	144
3.14.4.4	Facteurs d'émission.....	144
3.14.5	Analyse des données d'émissions.....	145
3.15	Outils de gestion de l'environnement.....	146
3.15.1	Meilleures techniques disponibles pour la gestion de l'environnement.....	152
3.16	Une introduction à l'approche intégrée de protection de l'environnement dans son ensemble.....	153
4	TECHNIQUES DE COMBUSTION DE CHARBON ET DE LIGNITE.....	155
4.1	Procédés et techniques appliqués.....	156
4.1.1	Déchargement, stockage et manipulation/manutention du charbon, du lignite et des additifs.....	156
4.1.1.1	Charbon et lignite.....	156
4.1.1.2	Additifs et réactifs de traitement.....	157
4.1.2	Prétraitement du charbon et du lignite.....	157
4.1.3	Préparation des combustibles.....	159
4.1.3.1	Préparation des combustibles pour la combustion à charbon pulvérisé.....	159

4.1.3.2	Préparation des combustibles pour la combustion du lignite pulvérisé	162
4.1.3.3	Préparation des combustibles pour la combustion en lit fluidisé (FBC).....	163
4.1.3.4	Préparation des combustibles pour la combustion en couche (GF)	163
4.1.4	Types de chaudières et générateur de vapeur	163
4.1.4.1	Centrales électriques.....	163
4.1.4.2	Combustion en lit fluidisé (FBC)	167
4.1.4.3	Combustion en lit fluidisé sous pression	170
4.1.4.4	Combustion en couche (GF).....	171
4.1.5	Gazéification intégrée à cycle combiné.....	171
4.1.6	Cogénération	173
4.1.7	Combustion en cycle combiné (repowering (remplacement des installations existantes par des installations plus performantes)).....	174
4.1.8	Rendement des grandes installations de combustion au charbon et au lignite	174
4.1.8.1	Rendement de la chaudière.....	174
4.1.8.2	Techniques visant à optimiser le rendement des chaudières au charbon	174
4.1.9	Maîtrise des émissions atmosphériques des grandes installations de combustion au charbon et au lignite	175
4.1.9.1	Maîtrise des émissions de la combustion au charbon sous forme pulvérisée	175
4.1.9.2	Réduction des émissions issues de la combustion en lit fluidisé	182
4.1.9.3	Réduction des émissions issues de la combustion en couche	183
4.1.10	Traitement de l'eau et des eaux usées	184
4.1.11	Traitement des sous-produits et des résidus de combustion.....	184
4.2	Exemples de procédés et techniques appliqués.....	187
4.2.1	Exemples de techniques individuelles appliquées.....	187
4.2.2	Exemples de techniques appliquées visant à améliorer les performances environnementales des grandes installations de combustion au charbon et au lignite existantes	210
4.2.3	Exemples de techniques appliquées aux nouvelles grandes installations de combustion au lignite et au charbon.....	216
4.3	Consommation et niveaux d'émission actuels	225
4.3.1	Charbon et lignite utilisés dans les grandes installations de combustion	225
4.3.2	Rendement des installations de combustion au charbon et au lignite.....	228
4.3.3	Émissions atmosphériques	231
4.3.3.1	Émissions atmosphériques des installations de combustion au charbon	231
4.3.3.2	Émissions atmosphériques des installations de combustion au lignite	234
4.3.3.3	Émissions de métaux lourds	236
4.3.4	Émissions dans l'eau des installations de combustion au charbon	240
4.3.5	Émissions dans l'eau des installations de combustion au lignite.....	244
4.3.6	Sous-produits et résidus de combustion	245
4.3.7	Émissions du bruit.....	249
4.4	Techniques à prendre en compte pour déterminer les MTD de la combustion du charbon et du lignite	250
4.4.1	Techniques de déchargement, stockage et manipulation/manutention du combustible	251
4.4.2	Techniques de prétraitement des combustibles	252
4.4.3	Techniques pour augmenter le rendement et l'utilisation des combustibles	253
4.4.4	Techniques de prévention et de réduction des émissions de poussières et de métaux lourds liés aux particules.....	255
4.4.5	Techniques de prévention et de réduction des émissions de SO ₂	256
4.4.6	Techniques de prévention et de réduction des émissions de NO _x et de N ₂ O	258
4.4.7	Techniques de prévention et de réduction de la pollution de l'eau	260
4.5	Meilleures techniques disponibles (MTD) en matière de combustion du charbon et du lignite	261
4.5.1	Introduction.....	261
4.5.2	Déchargement, stockage et manipulation/manutention des combustibles et des additifs.....	263
4.5.3	Prétraitement des combustibles	264
4.5.4	Combustion	264
4.5.5	Rendement thermique	264
4.5.6	Poussières.....	266
4.5.7	Métaux lourds.....	268
4.5.8	Émissions de SO ₂	268
4.5.9	Émissions de NO _x	272
4.5.10	Monoxyde de carbone (CO)	276
4.5.11	Acide fluorhydrique (HF) et acide chlorhydrique (HCl).....	276
4.5.12	Ammoniac (NH ₃).....	276

4.5.13	Pollution de l'eau	276
4.5.14	Résidus de combustion	278
4.6	Nouvelles techniques de combustion au charbon et au lignite	279
4.6.1	Installation pilote d'un pré-sécheur de lignite avec de la chaleur à basse température	279
4.6.2	Réduction simultanée du SO _x , NO _x et mercure	279
5	TECHNIQUES DE COMBUSTION DE LA BIOMASSE ET DE LA TOURBE.....	281
5.1	Procédés et techniques appliqués	281
5.1.1	Déchargement, stockage et manipulation/manutention de la biomasse et de la tourbe	281
5.1.1.1	Transport et manipulation/manutention de la biomasse et de la tourbe	281
5.1.1.2	Transport et manipulation/manutention de la paille	282
5.1.2	Prétraitement de la biomasse et de la tourbe	283
5.1.3	Aspects spécifiques de la combustion et de la gazéification de la biomasse et de la tourbe ...	283
5.1.3.1	Combustion en couche	283
5.1.3.2	Combustion de la paille	284
5.1.3.3	Combustion à la tourbe pulvérisée	284
5.1.3.4	Combustion en lit fluidisé	285
5.1.3.5	Gazéification de la biomasse	287
5.1.3.6	Cogénération	288
5.1.3.7	Co-combustion de biomasse et de combustibles fossiles	288
5.1.4	Épuration des fumées	291
5.1.4.1	Réduction des émissions issues de la combustion en couche	291
5.1.4.2	Réduction des émissions atmosphériques provenant de la combustion de tourbe pulvérisée	292
5.1.4.3	Réduction des émissions provenant de la combustion en lit fluidisé de biomasse et de tourbe	293
5.1.5	Traitement de l'eau et des eaux usées	294
5.1.6	Gestion des sous-produits et résidus de combustion	294
5.2	Exemples de procédés et techniques appliqués	295
5.2.1	Techniques individuelles de réduction des émissions des grandes installations de combustion à la biomasse et à la tourbe	296
5.2.2	Optimisation des performances environnementales des grandes installations de combustion à la tourbe et à la biomasse	297
5.2.3	Performances environnementales de nouvelles grandes installations de combustion à la tourbe et à la biomasse	302
5.3	Consommation et niveaux d'émission actuels	309
5.3.1	Présentation du débit massique	309
5.3.2	Présentation de la biomasse et de la tourbe utilisées dans les grandes installations de combustion	309
5.3.2.1	Biomasse	309
5.3.2.2	Tourbe	312
5.3.3	Rendement des installations de combustion de biomasse et de tourbe	314
5.3.4	Émissions atmosphériques	314
5.3.4.1	Émissions atmosphériques des installations de combustion à la biomasse	314
5.3.4.2	Émissions atmosphériques des installations de combustion à la tourbe	316
5.3.5	Résidus de combustion et autres	317
5.3.6	Sources potentielles d'émission sonore	317
5.4	Techniques à prendre en compte pour déterminer les MTD de la combustion de la biomasse et de la tourbe	318
5.4.1	Techniques de déchargement, stockage et manipulation/manutention du combustible	319
5.4.3	Techniques de combustion	321
5.4.4	Techniques pour augmenter le rendement	322
5.4.5	Techniques à prendre en compte pour la prévention et la réduction des poussières et de métaux lourds	323
5.4.6	Techniques de prévention et de réduction des émissions de SO ₂ des installations de combustion à la tourbe	324
5.4.7	Techniques de prévention et de réduction des émissions de NO _x et de N ₂ O	325
5.4.8	Techniques de prévention et de réduction de la pollution de l'eau	326
5.4.9	Techniques de manipulation/manutention, réduction et réutilisation des résidus de combustion	327
5.5	Meilleures techniques disponibles (MTD) pour la combustion de la biomasse et de la tourbe	328

5.5.1	Déchargement, stockage et manipulation/manutention de la biomasse, de la tourbe et des additifs	330
5.5.2	Prétraitement des combustibles	330
5.5.3	Combustion	331
5.5.4	Rendement thermique	331
5.5.5	Poussières	332
5.5.6	Métaux lourds	333
5.5.7	Émissions de SO ₂	333
5.5.8	Émissions de NO _x	336
5.5.9	Monoxyde de carbone (CO)	337
5.5.10	Acide fluorhydrique (HF) et acide chlorhydrique (HCl)	337
5.5.11	Ammoniac (NH ₃)	338
5.5.12	Dioxines et furannes	338
5.5.13	Bruit	338
5.5.14	Pollution de l'eau	338
5.5.15	Résidus de combustion	339
5.6	Nouvelles techniques de combustion de la biomasse et de la tourbe	340
6	TECHNIQUES DE COMBUSTION POUR COMBUSTIBLES LIQUIDES	341
6.1	Procédés et techniques utilisés	341
6.1.1	Déchargement, stockage et manipulation/manutention de combustibles liquides	341
6.1.2	Prétraitement des combustibles liquides	342
6.1.2.1	Prétraitement du fioul utilisé dans les chaudières classiques	342
6.1.2.2	Prétraitement des combustibles liquides utilisés dans les turbines à gaz	342
6.1.2.3	Prétraitement de combustibles liquides pour moteurs Diesel	342
6.1.3	Chaudières alimentées au fioul	342
6.1.4	Installations de combustion alimentées au fioul pour applications industrielles (dispositif de production de chaleur industrielle)	344
6.1.5	Combustion en lit fluidisé	344
6.1.6	Moteurs (Diesel) à allumage par compression	344
6.1.7	Turbines à gaz alimentées par du combustible liquide	346
6.1.8	Cogénération (CHP)	346
6.1.9	Combustion à cycle combiné	347
6.1.10	Réduction des émissions atmosphériques	347
6.1.10.1	Réduction des émissions atmosphériques de chaudières utilisant un combustible liquide	347
6.1.10.2	Réduction des émissions atmosphériques des dispositifs de production de chaleur industrielle utilisant un combustible liquide	351
6.1.10.3	Réduction des émissions atmosphériques de moteurs (Diesel) utilisant des combustibles liquides	352
6.1.10.4	Réduction des émissions atmosphériques de turbines à gaz utilisant du combustible liquide	356
6.1.11	Traitement de l'eau et des eaux usées	357
6.1.12	Traitement des sous-produits et des résidus de combustion	358
6.2	Exemples de procédés et techniques appliqués	358
6.2.1	Techniques individuelles pour réduire les émissions des grandes installations de combustion à combustible liquide	358
6.2.2	Amélioration des performances environnementales des grandes installations de combustion à combustible liquide existantes	359
6.2.3	Performances environnementales des nouvelles installations de combustion à combustible liquide	364
6.3	Consommation et niveaux d'émission actuels	369
6.3.1	Aperçu des combustibles liquides utilisés dans les grandes installations de combustion	369
6.3.2	Le rendement des installations de combustion au combustible liquide	370
6.3.2.1	Techniques pour augmenter le rendement des chaudières au fioul	371
6.3.2.2	Consommation d'énergie des auxiliaires	371
6.3.3	Emissions atmosphériques	372
6.3.3.1	Emissions atmosphériques issues d'installations de chaudière à combustible liquide	372
6.3.3.2	Réduction des émissions de NO _x de procédés de chauffage utilisés en applications industrielles	373
6.3.3.3	Émissions mesurées dans les installations à base de moteur alimenté en combustible liquide	373
6.3.3.4	Émissions dans l'eau	376

6.3.3.5	Déchets et résidus.....	377
6.3.3.6	Résidus d'une installation de traitement des eaux usées.....	379
6.4	Techniques à prendre en compte pour déterminer les MTD de la combustion des combustibles liquides.....	381
6.4.1	Techniques de déchargement, stockage et manipulation/manutention du combustible liquide et des additifs.....	382
6.4.2	Techniques pour augmenter le rendement des chaudières à combustible liquide.....	383
6.4.3	Techniques pour la prévention et la réduction des émissions de poussières et de métaux lourds.....	385
6.4.4	Techniques de prévention et de réduction des émissions de SO ₂	386
6.4.5	Techniques de prévention et de réduction des émissions de NO _x et de N ₂ O.....	388
6.4.6	Techniques de prévention et de réduction de la pollution de l'eau.....	390
6.5	Meilleures techniques disponibles (MTD) pour la combustion de combustibles liquides.....	391
6.5.1	Déchargement, stockage et manipulation/manutention des combustibles liquides et des additifs.....	392
6.5.2	Prétraitement des combustibles liquides utilisés dans les turbines à gaz et les moteurs.....	392
6.5.3	MTD pour chaudières à combustible liquide.....	393
6.5.3.1	Rendement thermique.....	393
6.5.3.2	Émissions de poussières et de métaux lourds.....	394
6.5.3.3	Émissions de SO ₂	395
6.5.3.4	Émissions de NO _x	397
6.5.3.5	Monoxyde de carbone (CO).....	398
6.5.3.6	Ammoniac (NH ₃).....	398
6.5.3.7	Pollution de l'eau.....	398
6.5.3.8	Résidus de combustion.....	400
6.5.4	MTD pour les turbines à gaz à combustible liquide.....	401
6.5.5	MTD pour moteurs à combustible liquide (Diesel).....	401
6.5.5.1	Rendement thermique.....	401
6.5.5.2	Émissions de poussières et de métaux lourds.....	402
6.5.5.3	Émissions de SO ₂	402
6.5.5.4	Émissions de NO _x	402
6.5.5.5	Émissions de CO et d'hydrocarbures.....	404
6.5.5.6	Pollution de l'eau.....	404
6.6	Techniques émergentes pour la combustion de combustibles liquides.....	404
7	TECHNIQUES DE COMBUSTION POUR LES COMBUSTIBLES GAZEUX.....	405
7.1	Procédés et techniques utilisés.....	405
7.1.1	Déchargement, stockage et manipulation/manutention des combustibles gazeux.....	405
7.1.2	Turbines à gaz (TG).....	406
7.1.3	Moteurs à allumage par compression.....	409
7.1.3.1	Moteurs à allumage commandé.....	409
7.1.3.2	Moteurs dual fuel.....	409
7.1.3.3	Moteurs gaz à injection haute pression.....	410
7.1.3.4	Cogénération par le biais de moteurs à gaz.....	410
7.1.4	Chaudières et systèmes de chauffage à gaz.....	411
7.1.5	Combustion à cycle combiné.....	411
7.1.5.1	Cycle combiné avec ou sans combustion supplémentaire (HRSG).....	413
7.1.6	Cogénération.....	416
7.1.7	Réduction des émissions atmosphériques provenant des turbines à gaz et des cycles combinés.....	419
7.1.7.1	Réduction des émissions de poussières.....	419
7.1.7.2	Réduction des émissions de SO ₂	419
7.1.7.3	Réduction des émissions de NO _x	419
7.1.8	Réduction des émissions de NO _x des moteurs à allumage commandé et des moteurs dual fuel (mode gaz).....	425
7.1.9	Réduction des émissions de NO _x des chaudières à gaz.....	425
7.1.10	Traitement de l'eau et des eaux usées.....	425
7.1.11	Réduction des émissions sonores.....	426
7.1.12	Installations de combustion offshore.....	426
7.1.12.1	Réduction des émissions atmosphériques provenant des turbines à gaz offshore.....	428
7.1.12.2	Rendement des turbines à gaz offshore.....	429
7.2	Exemples de techniques et de procédés appliqués.....	430

7.2.1	Techniques individuelles de réduction des émissions dans les grandes installations de combustion alimentées au gaz	430
7.2.2	Amélioration des performances environnementales des grandes installations de combustion existantes alimentées au gaz	438
7.2.3	Performances environnementales des installations de combustion alimentées au gaz	440
7.2.4	Techniques d'amélioration des performances environnementales des installations de combustion exploitées sur des plateformes offshore	446
7.3	Consommation et niveaux d'émissions actuels	454
7.3.1	Vue d'ensemble du flux massique.....	454
7.3.2	Vue d'ensemble des combustibles gazeux utilisées dans les grandes installations de combustion	454
7.3.3	Rendement des installations de combustion alimentées au gaz.....	455
7.3.4	Emissions atmosphériques	456
7.3.5	Emissions dans l'eau	460
7.3.6	Résidus des installations de combustion et des autres installations.....	460
7.3.7	Emissions sonores	460
7.4	Techniques à prendre en compte pour déterminer les MTD pour la combustion de combustibles gazeux	461
7.4.1	Techniques de stockage et de manipulation/manutention des combustibles gazeux et des additifs liquides.....	462
7.4.2	Techniques permettant d'augmenter le rendement des chaudières et des turbines alimentées au gaz.....	463
7.4.3	Techniques de prévention et de réduction des émissions de NOx et de CO.....	464
7.4.4	Techniques de prévention et de réduction de la pollution de l'eau	465
7.4.5	Techniques à prendre en compte pour déterminer les MTD pour les installations offshore ...	467
7.5	MTD pour la combustion des combustibles gazeux	469
7.5.1	Alimentation et manipulation/manutention des combustibles gazeux et additifs.....	470
7.5.2	Rendement thermique des installations de combustion alimentées au gaz.....	470
7.5.3	Emissions de poussières et SO ₂ provenant des installations de combustion alimentées au gaz	472
7.5.4	Emissions de NOx et de CO provenant des installations de combustion alimentées au gaz ...	473
7.5.4.1	Pollution de l'eau.....	476
7.5.4.2	Résidus de combustion.....	477
7.5.5	MTD pour les installations de combustion exploitées sur des plateformes offshore.....	477
7.6	Techniques émergentes de combustion de combustibles gazeux.....	478
7.6.1	Combustion catalytique.....	478
7.6.2	Refroidissement par vapeur	479
7.6.3	Potentiels de développements futurs	479
7.6.4	Options de récupération.....	480
7.6.4.1	Turbine à gaz à récupération à refroidissement intermédiaire.....	480
7.6.4.2	Cycle HAT	480
7.6.4.3	Procédé TOPHAT	480
7.6.4.4	Cycle CHAT.....	480
8	CO-COMBUSTION DES DECHETS ET DU COMBUSTIBLE RECUPERE	481
8.1	Procédés appliqués et techniques utilisées dans la co-combustion des combustibles secondaires dans les grandes installations de combustion.....	482
8.1.1	Procédures d'acceptation et de pré-acceptation.....	482
8.1.2	Déchargement, stockage et manipulation/manutention.....	482
8.1.3	Prétraitement des combustibles secondaires.....	483
8.1.3.1	Broyage	483
8.1.3.2	Précombustion.....	483
8.1.3.3	Séchage.....	483
8.1.3.4	Pyrolyse.....	484
8.1.3.5	Gazéification	484
8.1.3.6	Méthanisation	487
8.1.4	Techniques d'introduction de combustibles secondaires dans le procédé de combustion.....	487
8.1.4.1	Mélange avec le combustible principal	487
8.1.4.2	Lances distinctes ou brûleurs existants modifiés.....	488
8.1.4.3	Grilles spéciales.....	488
8.1.4.4	Alimentation des combustibles secondaires dans une chaudière à lit fluidisé.....	489
8.1.5	Co-combustion des combustibles secondaires	489

8.1.6	Réduction des émissions atmosphériques provenant de la co-combustion du combustible secondaire	490
8.1.7	Traitement de l'eau et des eaux usées	490
8.1.8	Gestion des sous-produits et résidus de combustion	490
8.2	Exemples de co-combustion du combustible secondaire	491
8.3	Consommation actuelle et niveaux d'émission dans la co-combustion du combustible secondaire dans les grandes installations de combustion	500
8.3.1	Présentation des combustibles secondaires dans les grandes installations de co-combustion	500
8.3.1	Degré de combustibles secondaires dans les grandes installations de co-combustion	502
8.3.3	Effets généraux de la co-combustion du combustible secondaire	505
8.3.4	Effets de la co-combustion sur le rendement de l'installation	505
8.3.5	Effets de la co-combustion sur les performances de l'installation	506
8.3.6	Effets de la co-combustion sur les émissions atmosphériques	507
8.3.6.1	Particules	507
8.3.6.2	Gaz acides	508
8.3.6.3	Oxydes de carbone	508
8.3.6.4	Halogénures	508
8.3.6.5	Oxydes d'azote	508
8.3.6.6	Oxydes de soufre	508
8.3.6.7	COV et dioxines	508
8.3.6.8	Métaux	509
8.3.6.9	Panache	510
8.3.6.10	Odeur	510
8.3.7	Effets de la co-combustion sur les émissions dans l'eau	510
8.3.8	Effets de la co-combustion sur la qualité des résidus de combustion et des sous-produits	511
8.4	Techniques à prendre en compte pour déterminer les MTD de co-combustion des combustibles récupérés et dérivés de déchets	513
8.4.1	Techniques de stockage et de manipulation/manutention du combustible secondaire poussiéreux et odorant	514
8.4.2	Techniques de prétraitement du combustible secondaire	515
8.4.3	Techniques d'introduction du combustible secondaire dans le procédé de combustion	517
8.4.4	Techniques de prévention et de réduction des émissions atmosphériques provenant de la co-combustion du combustible secondaire	518
8.4.5	Techniques de prévention et de réduction des émissions dans l'eau provenant de la co-combustion du combustible secondaire	520
8.4.6	Techniques de réduction de l'impact de la co-combustion sur les résidus de combustion et les sous-produits	520
8.5	Meilleures techniques disponibles (MTD) pour la co-combustion des combustibles récupérés et dérivés de déchets	520
8.5.1	Critères d'acceptation et de pré-acceptation	522
8.5.2	Stockage et manipulation/manutention du combustible secondaire	522
8.5.3	Prétraitement du combustible secondaire	522
8.5.4	Introduction du combustible secondaire dans le procédé de combustion	522
8.5.5	Émissions atmosphériques	523
8.5.6	Pollution de l'eau	524
8.5.7	Sous-produits et résidus de combustion	524
8.6	Techniques émergentes de co-combustion de combustibles récupérés et des combustible dérivés de déchets	524
9	CONCLUSIONS	525
9.1	Historique des travaux	525
9.2	Sources des informations	525
9.3	Degré de consensus	526
9.4	Recommandations pour les travaux futurs	526
	GLOSSAIRE	529
10	ANNEXES	535
10.1	Annexe 1: Principes des cycles de combustion et concepts de rendement	535
10.1.1	Annexe 2: Principes thermodynamiques	535
10.1.1.1	Première loi de la thermodynamique	535
10.1.1.2	Seconde loi de la thermodynamique	535
10.1.1.3	Enthalpie et entropie	536

10.1.1.4	Le concept de la réversibilité.....	536
10.1.1.5	Le cycle idéal (cycle de Carnot).....	536
10.1.1.6	Propriétés de la vapeur (vapeur d'eau).....	537
10.1.2	Le cycle de Rankine, cycle standard pour les centrales thermiques à vapeur	538
10.1.2.1	Le cycle de Rankine extérieurement irréversible	539
10.1.2.2	Amélioration du rendement du cycle de Rankine.....	540
10.1.2.3	Réchauffement	542
10.1.2.4	Régénération.....	543
10.1.2	Le cycle de Brayton ou de Joule considéré comme cycle standard pour les turbines à gaz	544
10.1.3.1	Le cycle idéal de Brayton.....	544
10.1.3.2	Cycle non idéal de Brayton	546
10.1.3.3	Régénération.....	547
10.1.3.4	Refroidissement intermédiaire du compresseur.....	547
10.1.3.5	Postcombustion de turbine	548
10.1.4	Cycles combinés.....	548
10.1.5	Cogénération (CHP).....	550
10.2	Annexe 2. Options techniques pour éliminer le CO ₂ des fumées.....	552
10.2.1	Techniques d'absorption pour l'élimination du CO ₂ des fumées.	552
10.2.2	Techniques d'absorption pour éliminer le CO ₂ des fumées.....	552
10.2.3	Techniques cryogéniques d'élimination du CO ₂ des fumées	553
10.2.4	Techniques membranaire pour l'élimination du CO ₂ des fumées	553
10.2.5	La technique de Carnot pour l'élimination du CO ₂ des fumées.....	553
10.2.6	Comparaison de diverses options d'élimination du CO ₂	553

PORTÉE ET ORGANISATION DU DOCUMENT

Conformément à l'Annexe I de la Directive IPPC, le présent BREF couvre, en général, les installations de combustion dont la puissance thermique nominale est supérieure à 50 MW. Les installations dont la puissance thermique est inférieure à 50 MW seront en revanche abordées lorsque cela sera pertinent d'un point de vue technique car les installations plus petites peuvent potentiellement être ajoutées à une autre installation afin de créer une installation plus grande dont la puissance thermique est supérieure à 50 MW. Cela signifie que tous les types de centrale électrique classiques (par exemple, chaudières de la centrale électrique, installations de cogénération, installations de chauffage urbain, etc.) utilisés pour la production d'énergie mécanique et la production de chaleur, sont couverts par le présent ouvrage. Les installations de combustion industrielles sont abordées lorsqu'elles utilisent un combustible classique. La disponibilité commerciale du combustible sur le marché a été utilisée comme indicateur permettant d'identifier les combustibles classiques. Le critère pour classer un combustible de « combustible classique » est une composition connue qui reste relativement constante, et qui est en fait souvent normalisée. Le charbon, lignite, biomasse, tourbe, combustibles liquides et gazeux (y compris l'hydrogène et le biogaz) sont considérés comme des combustibles classiques.

Les installations de combustion suivantes présentes sur des sites industriels, par exemple, ne sont pas couvertes par le présent BREF sur les grandes installations de combustion :

- les installations de combustion qui utilisent des résidus liés aux procédés ou des sous-produits comme combustible (par exemple la chaudière à liqueur noire qui est utilisée dans l'industrie du papier et de la cellulose), où les installations de combustion qui utilisent des gaz combustibles du raffinage et des combustibles liquides qui ne peuvent pas être vendus comme combustibles spécifiques sur le marché des combustibles
- Les installations dans lesquelles le procédé de combustion fait partie intégrante d'une production spécifique, par exemple le four à coke qui est utilisé dans l'industrie du fer et de l'acier ou dans l'industrie du papier et de la cellulose, où le four à ciment qui est utilisé dans la production de ciment

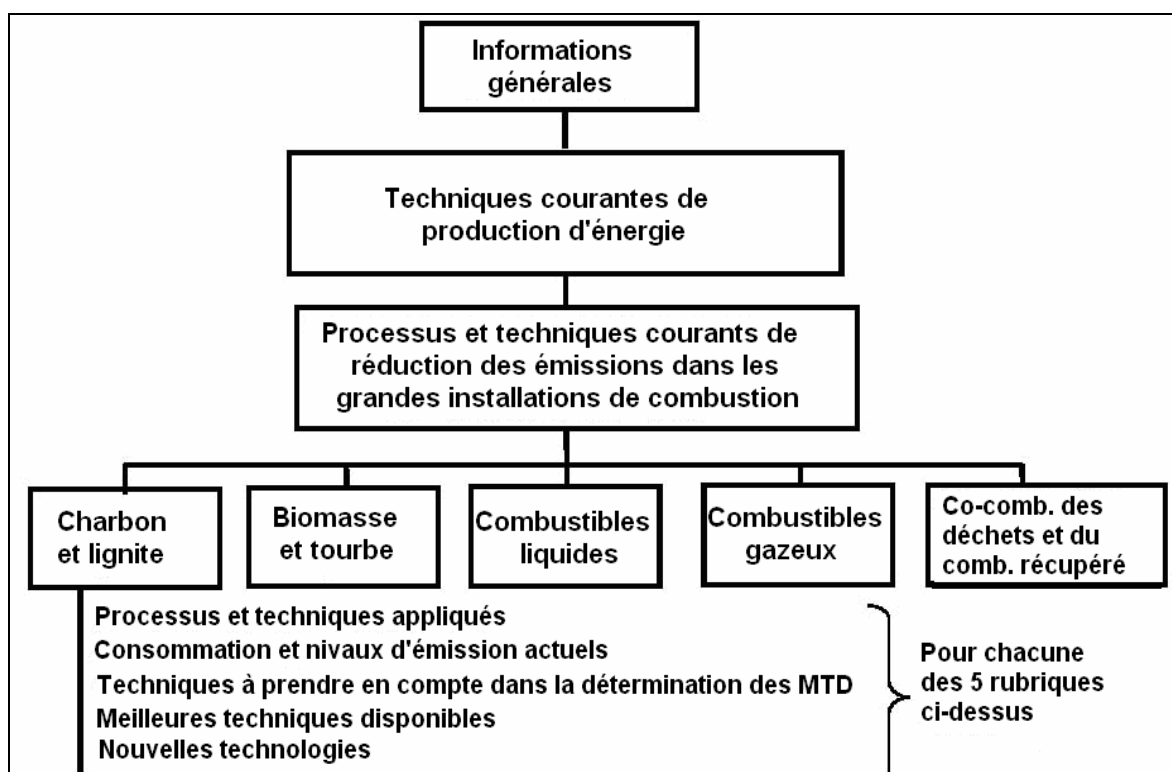
La co-combustion d'un certain pourcentage de combustible secondaire tel que les déchets, le combustible récupéré, les boues d'épuration ou le combustible dérivé de la biomasse (bois pollué), est un procédé qui est actuellement appliqué dans certaines installations de combustion européennes. Du fait des éventuelles différences dans le procédé de combustion lors de l'utilisation de ces combustibles, il a été décidé de décrire la co-combustion dans un chapitre distinct du présent document BREF (le Chapitre 8).

Dans le périmètre de ce BREF, on suppose que les combustibles secondaires sont prétraités avant de pénétrer dans la grande installation de combustion, ce qui signifie généralement que les parties combustibles sont séparées des parties non combustibles. Ces aspects de prétraitement (comme le tri, le broyage, la préparation) sont abordés dans le BREF sur le traitement des déchets.

Les grandes installations de combustion sont classées et exploitées selon les demandes et les besoins qui les concernent. Elles sont classées en installations en base, semi-base ou de pointe. Leur charge peut varier de charge partielle à pleine charge. Leurs heures de fonctionnement peuvent également varier, allant de seulement quelques heures par an de production d'énergie à une exploitation à plein temps. Grâce à cette grande variabilité, ce BREF ne peut pas fournir des conclusions sur les MTD pour chaque mode de fonctionnement différent.

Ce BREF porte non seulement sur l'unité de combustion, mais aussi sur les activités en amont et en aval qui sont directement associées au procédé de combustion. Cela signifie que ce document décrit par exemple la manipulation du combustible ainsi que le traitement des effluents gazeux, la gestion des résidus de combustion et le traitement des eaux usées.

La production d'électricité et de chaleur en Europe est un secteur très diversifié. La production d'énergie à l'aide de combustibles fossiles se fonde sur un large éventail de combustibles, que l'on peut généralement classer selon leur état global : solide, liquide ou gazeux. Le présent BREF a donc été rédigé selon une approche verticale, combustible par combustible, mais les techniques et aspects communs sont décrits dans les trois chapitres introductifs. L'organisation de ce BREF est représentée schématiquement dans le graphique suivant :



Organisation du BREF sur les grandes installations de combustion

1 GÉNÉRALITES

1.1 Présentation de l'industrie

La consommation mondiale d'énergie primaire commerciale (charbon, pétrole, gaz) a connu une hausse soutenue au cours des années 60 avec une croissance annuelle moyenne de 5 % entre 1960 et 1973. Cependant, la croissance mondiale a connu un ralentissement visible après le premier choc pétrolier de 1973 (une croissance réduite à 3,1 % annuel entre 1973 et 1979) et a même chuté après le deuxième choc pétrolier de 1979 (la consommation a enregistré une baisse de 0,7 % par an entre 1979 et 1982).

À partir de 1983, et plus particulièrement après 1986, grâce à la reprise énergétique (au cours de laquelle le prix du brut a diminué de moitié) et au retour à une croissance économique plus forte dans les pays industrialisés, la consommation énergétique est repartie à la hausse avec des taux de croissance plus élevés (+3 % entre 1983 et 1989).

Après avoir stagné en 1990, puis augmenté d'environ 0,5 % en 1991, la demande énergétique mondiale est restée à peu près constante en 1992, malgré des contrastes régionaux importants : une croissance modérée aux États-Unis (+ 1,8 %), une forte croissance en Asie (+ 5 %), une réduction substantielle en Europe de l'Est (- 8 %) et une quasi stagnation en Europe de l'Ouest [4, OSPAR, 1997].

La Figure 1.1 présente la répartition des sources énergétiques mondiales dans le secteur de la production électrique en 1995.

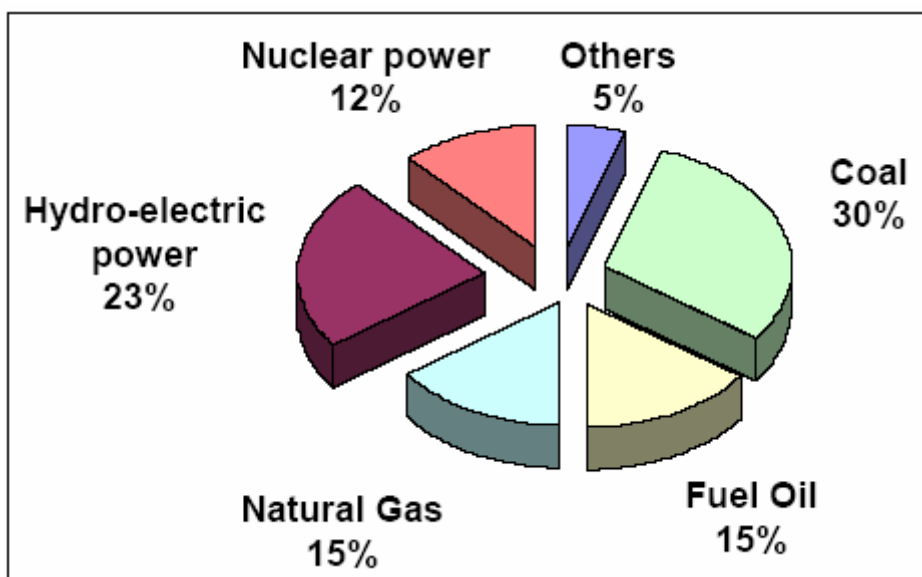


Figure 1.1 : les sources énergétiques mondiales dans le secteur de la production électrique (1995)
[32, Rentz, et al., 1999]

Près de la moitié de l'électricité mondiale est produite à partir de différents combustibles fossiles dont 30 % est produite à partir de charbon [133, Strömberg, 2001].

La Figure 1.2 montre les principales différences dans l'utilisation de différentes sources d'énergie pour la production d'électricité dans différentes régions du monde en 1997.

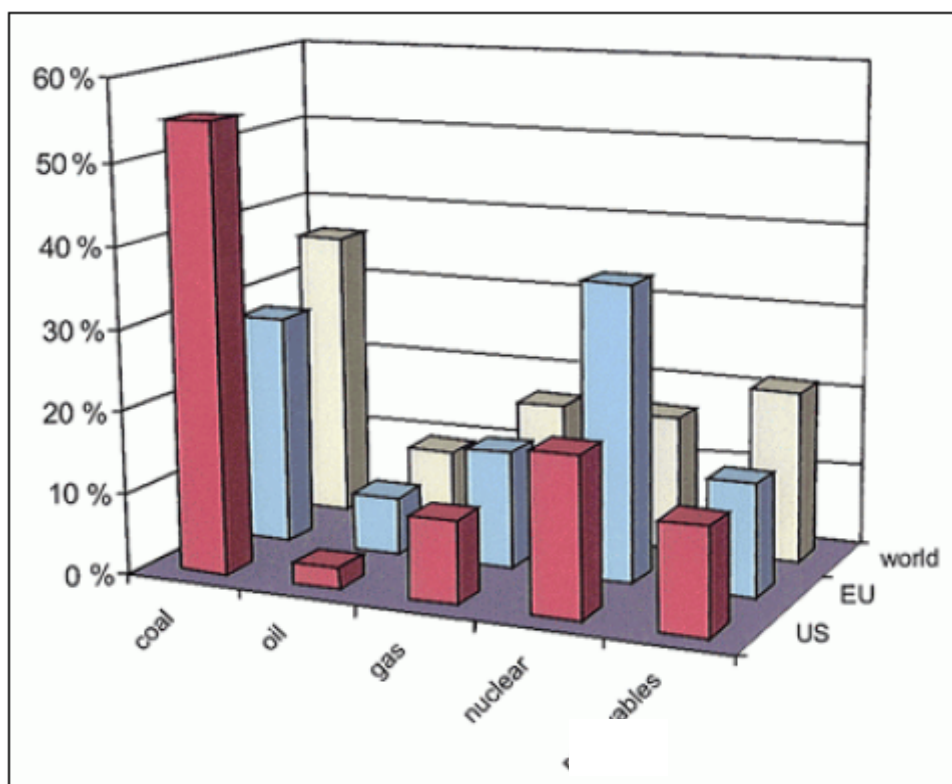


Figure 1.2 : la consommation énergétique pour la production d'électricité par type de combustible (1997) [105, Steen, 2001]

En 1997, l'Europe comptait 1 214 entreprises produisant de l'électricité et de l'énergie thermique. De plus, on comptait environ 590 entreprises industrielles possédant leurs propres installations de combustion leur permettant de produire l'électricité et l'énergie thermique couvrant leurs propres besoins.

Par ailleurs, en 1997, environ 90 % de la production totale d'électricité de l'Union Européenne d'environ 2 423 TWh (brut) a été produite par des installations appartenant à des grandes compagnies de production d'électricité et à peine 10 % de cette production a été effectuée par des installations de combustion industrielles.

Si, en Europe, ce sont 35 compagnies à peine qui alimentent les réseaux haute tension et très haute tension utilisés, 2 050 compagnies assurent la distribution d'électricité au consommateur final (données : 1997).

En 1997, la puissance installée dans l'ensemble de l'Europe s'est établie à un total autour de 580 GW (en termes de « puissance électrique nette ») dont 307 GW environ (soit environ 53 %) proviennent des centrales thermiques classiques. Le Tableau 1.1 présente la répartition des installations de production d'électricité.

Type de centrale électrique		GW	% du total
Centrales électriques alimentées par des énergies fossiles	Vapeur	249,679	43,03
	Turbines à gaz	25,310	4,36
	Cycles combinés	25,776	4,44
	Combustion interne	5,873	1,01
Centrales nucléaires		124,151	21,40
Centrales hydrauliques	Puissance installée totale	116,189	20,02
	Accumulation par pompage	29,686	5,12
Géothermie		0,539	0,1
Eolien		3,024	0,51
Puissance totale de toutes les installations installées		580,227	

Tableau 1.1 : capacité électrique installée dans les 15 états membres de l'Union Européenne [58, Euroelectric, 2001]

Dans l'Union européenne, tous les types de sources d'énergie disponibles pour produire de l'électricité et de la chaleur sont exploités. Le type de combustible utilisé pour produire de l'énergie dans chacun des états membres de l'Union Européenne est largement tributaire des ressources nationales en combustible telles que la disponibilité nationale ou locale de charbon, de lignite, de gaz naturel ou de pétrole. Par exemple, en Grèce et dans des parties de l'Allemagne et de la Pologne, d'importantes ressources en lignite sont disponibles pour la production d'énergie. En Finlande et en Irlande, en revanche, la tourbe constitue une source d'énergie nationale importante : c'est le pilier de la politique énergétique nationale. En France, ce sont les centrales nucléaires qui satisfont l'essentiel de la demande énergétique du pays. L'utilisation des combustibles fossiles se limite à un petit nombre d'installations qui sont sollicitées lors des pics de consommation électrique.

Dans l'Union Européenne, les installations de combustion s'adaptent aux besoins et à la demande de leurs propriétaires, comme les grandes installations de service public ou les installations de combustion industrielles produisant de l'électricité, de la vapeur ou de la chaleur qui seront utilisées dans des procédés de production industrielle. Les grandes installations de combustion sont classées et gérées en fonction de la demande et de leurs propres besoins. Les fournisseurs d'électricité se classent comme suit : installations en base, semi-base et de pointe. On peut également les classer comme des centrales électriques à réserve tournante (principalement des turbines de gaz qui sont gérées comme des unités de secours) c'est-à-dire des installations qui ne sont utilisées que pour assurer la stabilité du réseau dans des zones urbaines à forte densité de population ou pour les installations de secours. Dans cette optique, leur charge peut être partielle ou totale et elles peuvent être en activité soit juste quelques heures par an, soit à plein temps.

Les combustibles fossiles utilisés sont le charbon, le lignite, les dérivés du pétrole, le gaz naturel, les gaz dérivés, la biomasse et la tourbe ainsi que d'autres combustibles (goudron, bitume, coke de pétrole, etc.). L'énergie nucléaire est la deuxième source la plus importante de production d'énergie électrique : elle représente environ 35 % du marché. Les énergies renouvelables, dont l'hydroélectricité, représentent environ 14 % du total (cf. tableau 1.2).

Type de combustible		Production d'électricité brute totale (GWh)	% du total
Centrales électriques alimentées par des énergies fossiles	Charbon	471797	19,5
	Lignite	183140	7,6
	Dérivés du pétrole	185755	7,7
	Gaz naturel	332331	13,7
	Gaz dérivés	27793	1,1
	Autres combustibles	7707	0,3
Biomasse et tourbe		27283	1,1
Nucléaire		859894	35,5
Hydroélectricité		316116	13,0
Géothermie		3957	0,2
Eolien		6909	0,3
Production brute totale		2422682	

Tableau 1.2 : Production brute d'électricité dans les états membres de l'Union Européenne en 1997 [58, Eurelectric, 2001]

La production nette fournie au réseau a été approximativement de 2 300 000 GWh (soit 2 300 TWh). La consommation d'énergie auxiliaire des centrales électriques s'est donc établie à environ 5,1 %.

En assurant plus de 50 % de la production d'électricité, l'électricité thermique conventionnelle prédomine en Europe. Toutefois, le développement des sources d'énergie individuelles utilisées dans les centrales depuis 1990 reflète les changements importants de politiques énergétiques européennes au cours de cette période, c'est-à-dire l'influence croissante des décisions prises en matière de politique d'environnement. Aussi, tandis que la quantité d'électricité générée à partir des combustibles fossiles a augmenté d'environ 16 % et que la demande a augmenté d'environ 14 %, la quantité d'énergie électrique produite à partir de sources d'énergie renouvelables (dont l'hydroélectricité et la biomasse) affiche une hausse moyenne d'environ 20 %.

La vaste gamme des sources d'énergie fossiles utilisées pour la production d'électricité a connu des développements très différents.

Au cours de la période étudiée (1990-1997), le charbon a baissé d'environ 14 %, le gaz naturel a affiché une hausse d'environ 134 % et le lignite a augmenté de 49 %, même si la hausse du lignite est exclusivement imputable à l'installation d'installations dans l'ancienne Allemagne de l'Est, suite à la réunification allemande.

Le Tableau 1.3 et le Tableau 1.4 font la synthèse des chiffres les plus importants concernant la production et la consommation énergétique dans l'Union Européenne.

UNION EUROPÉENNE : Synthèse du bilan énergétique												
							Variation annuelle					
	1990	1997	2000	2010	2020	2030	1990/1997	1997/2000	2000/2010	2010/2020	2020/2030	2000/2030
Population (en millions)	365,3	374,1	375,7	376,3	371,6	362,4	0,3 %	0,1 %	0,0 %	-0,1 %	-0,2 %	-0,1 %
PIB (USD₉₅ x 10⁹ppa)	6806,1	7529,4	8163,8	10032,5	12157,1	13996,1	1,5 %	2,7 %	2,1 %	1,9 %	1,4 %	1,8 %
PIB par hab. (USD₉₅ x 10³/cap)	18,6	20,1	21,7	26,7	32,7	38,6	1,1 %	2,6 %	2,1 %	2,1 %	1,7 %	1,9 %
Consommation intérieure brute/PIB (t/(USD₉₅ x 10³))	194,0	187,8	178,4	152,0	133,5	120,1	-0,5 %	-1,7 %	-1,6 %	-1,3 %	-1,1 %	-1,3 %
Consommation intérieure brute par hab. (t/hab.)	3,6	3,8	3,9	4,1	4,4	4,6	0,6 %	0,8 %	0,4 %	0,8 %	0,6 %	0,6 %
Production électrique/hab. (kWh/hab.)	5,9	6,4	6,4	7,1	8,4	9,9	1,2 %	0,0 %	1,0 %	1,7 %	1,6 %	1,4 %
Emissions de CO₂ (Mt)	869,4	858,5	903,0	927,4	1010,0	1057,4	-0,2 %	1,7 %	0,3 %	0,9 %	0,5 %	0,5 %
Emissions de CO₂ (tonnes de C/hab.)	2,4	2,3	2,4	2,5	2,7	2,9	-0,5 %	1,6 %	0,2 %	1,0 %	0,7 %	0,6 %
Production primaire (Mt)	non disp.	725,2	774,6	631,7	612,1	595,4	non disp.	2,2 %	-2,0 %	-0,3 %	-0,3 %	-0,9 %
Matières solides	212,8	126,6	125,6	101,4	105,8	110,1	-7,1 %	-0,3 %	-2,1 %	0,4 %	0,4 %	-0,4 %
Pétrole	123,7	163,5	167,4	82,1	47,1	38,7	4,1 %	0,8 %	-6,9 %	-5,4 %	-1,9 %	-4,8 %
Gaz naturel	131,2	179,3	213,9	167,0	170,6	140,3	4,6 %	6,1 %	-2,4 %	0,2 %	-1,9 %	-1,4 %
Nucléaire	154,8	184,9	203,4	208,4	204,9	211,0	2,6 %	3,2 %	0,2 %	-0,2 %	0,3 %	0,1 %
Hydro + géothermie	24,0	27,5	27,6	29,0	30,2	31,0	1,9 %	0,2 %	0,5 %	0,4 %	0,3 %	0,4 %
Biomasse traditionnelle	17,2	17,0	17,3	18,2	19,2	20,4	-0,2 %	0,5 %	0,5 %	0,6 %	0,6 %	0,6 %
Autres énergies renouvelables	non disp.	26,4	19,4	25,6	34,1	43,9	non disp.	-9,7 %	2,8 %	2,9 %	2,6 %	2,8 %
Importations nettes (Mt)	639,6	658,2	681,8	893,2	1011,1	1085,0	0,4 %	1,2 %	2,7 %	1,2 %	0,7 %	1,6 %
Matières solides	90,2	96,9	106,4	110,3	154,9	197,4	1,0 %	3,2 %	0,4 %	3,4 %	2,5 %	2,1 %
Pétrole	432,8	435,9	441,1	540,7	599,3	602,8	0,1 %	0,4 %	2,1 %	1,0 %	0,1 %	1,0 %
Gaz naturel	89,4	117,6	134,3	242,3	256,9	284,9	4,0 %	4,5 %	6,1 %	0,6 %	1,0 %	2,5 %
Électricité	2,3	0,7	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-16,3 %	non disp.	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Consommation intérieure brute (Mt)	1320,6	1413,8	1456,4	1524,9	1623,2	1680,4	1,0 %	1,0 %	0,5 %	0,6 %	0,3 %	0,5 %
Matières solides	303,0	223,5	232,0	211,7	260,7	307,4	-4,3 %	1,3 %	-0,9 %	2,1 %	1,7 %	0,9 %
Pétrole	556,5	599,4	608,6	622,7	646,4	641,5	1,1 %	0,5 %	0,2 %	0,4 %	-0,1 %	0,2 %
Gaz	220,6	296,9	348,2	409,3	427,6	425,2	4,3 %	5,5 %	1,6 %	0,4 %	-0,1 %	0,7 %
Autres	non disp.	297,6	267,6	281,1	288,5	306,3	non disp.	-3,5 %	0,5 %	0,3 %	0,6 %	0,5 %

Tableau 1.3 : synthèse du bilan énergétique européen de 1990 à 2030 (projections énergétiques (estimées))
[77, IEPE/IPTS, 2000]

UNION EUROPÉENNE : Synthèse du bilan énergétique												
							Variation annuelle					
	1990	1997	2000	2010	2020	2030	1990/1997	1997/2000	2000/2010	2010/2020	2020/2030	2000/2030
Production d'électricité (en TWh)	2164,9	2444,0	2463,9	2732,1	3193,9	3646,9	8,1 %	1,8 %	12,5 %	14,5 %	16,3 %	2164,9
Thermique	1153,6	1218,4	1275,3	1479,2	1890,1	2258,3	0,8 %	1,5 %	1,5 %	2,5 %	1,8 %	1153,6
dont :												
Charbon	non disp.	non disp.	0,0	166,7	457,2	801,7	non disp.	non disp.	240,3 %	10,6 %	5,8 %	non disp.
Turbines à gaz	46,2	149,0	263,6	444,2	544,8	642,1	18,2 %	20,9 %	5,4 %	2,1 %	1,7 %	46,2
Biomasse	14,8	24,2	27,3	31,9	35,6	38,3	7,3 %	4,0 %	1,6 %	1,1 %	0,7 %	14,8
Nucléaire	720,2	859,9	803,9	823,8	816,5	855,9	2,6 %	-2,2 %	0,2 %	-0,1 %	0,5 %	720,2
Hydro + géothermie	279,3	319,5	321,4	337,4	351,6	361,0	1,9 %	0,2 %	0,5 %	0,4 %	0,3 %	279,3
Solaire	0,0	0,0	0,2	2,2	7,4	11,9	27,5 %	63,5 %	30,6 %	13,0 %	4,8 %	0,0
Eolien	0,2	7,5	15,2	35,7	72,4	103,8	73,7 %	26,6 %	8,9 %	7,3 %	3,7 %	0,2
Petite hydroélectricité	11,6	38,7	48,0	53,7	55,9	56,0	18,8 %	7,4 %	1,1 %	0,4 %	0,0 %	11,6
Cogénération	56,6	226,0	177,5	236,8	247,8	230,7	21,9 %	-7,7 %	2,9 %	0,5 %	-0,7 %	56,6
Capacité de production (GW_e)	392,3	546,5	593,9	743,0	840,4	946,4	4,9 %	2,8 %	2,3 %	1,2 %	1,2 %	392,3
Thermique	192,0	300,8	338,9	471,6	541,9	621,9	6,6 %	4,1 %	3,4 %	1,4 %	1,4 %	192,0
Nucléaire	92,4	124,0	124,0	120,0	118,4	123,7	4,3 %	0,0 %	-0,3 %	-0,1 %	0,4 %	92,4
Hydro + géothermie	105,5	110,6	112,3	118,9	124,0	127,5	0,7 %	0,5 %	0,6 %	0,4 %	0,3 %	105,5
Solaire + Eolien + Petite hydroélectricité	2,4	11,2	18,7	32,5	56,1	73,2	24,6 %	18,6 %	5,7 %	5,6 %	2,7 %	2,4
Facteur de charge moyen (%)	62,7	50,2	46,4	41,1	42,5	43,2	-3,1 %	-2,6 %	-1,2 %	0,3 %	0,2 %	62,7
Combustible utilisé pour la production d'énergie thermique (en Mt)	non disp.	292,7	291,4	299,7	365,1	416,3	non disp.	-0,1 %	0,3 %	2,0 %	1,3 %	non disp.
Combustibles solides	non disp.	187,4	192,1	178,6	230,6	281,5	non disp.	0,8 %	-0,7 %	2,6 %	2,0 %	non disp.
Pétrole	43,5	39,9	31,5	28,2	29,2	24,0	-1,2 %	-7,6 %	-1,1 %	0,3 %	-1,9 %	43,5
Gaz	32,9	65,4	67,8	92,9	105,3	110,9	10,3 %	1,2 %	3,2 %	1,3 %	0,5 %	32,9
Rendement thermique moyen (%)	non disp.	35,8	37,6	42,4	44,5	46,6	non disp.	1,7 %	1,2 %	0,5 %	0,5 %	non disp.
Consommation d'énergie finale	non disp.	non disp.	1059,6	1129,9	1197,7	1233,0	non disp.	non disp.	0,6 %	0,6 %	0,3 %	non disp.
Combustibles solides	non disp.	non disp.	42,2	40,2	42,5	42,6	non disp.	non disp.	-0,5 %	0,5 %	0,0 %	non disp.
Pétrole	non disp.	non disp.	538,4	554,7	576,6	579,5	non disp.	non disp.	0,3 %	0,4 %	0,1 %	non disp.
Gaz	non disp.	non disp.	240,6	266,0	268,3	260,7	non disp.	non disp.	1,0 %	0,1 %	-0,3 %	non disp.
Chaleur :	16,9	22,7	22,6	23,4	24,3	25,3	4,3 %	-0,2 %	0,4 %	0,4 %	0,4 %	16,9
Électricité	156,7	176,7	187,5	212,8	248,8	282,9	1,7 %	2,0 %	1,3 %	1,6 %	1,3 %	156,7
Renouvelables	non disp.	non disp.	28,4	32,7	37,1	41,9	non disp.	non disp.	1,4 %	1,3 %	1,2 %	non disp.
par secteur :												
Industrie	345,1	350,8	359,1	375,9	386,1	383,0	0,2 %	0,8 %	0,5 %	0,3 %	-0,1 %	345,1
Transport	non disp.	296,5	309,8	336,2	357,8	371,7	non disp.	1,5 %	0,8 %	0,6 %	0,4 %	non disp.
Résidentiel, tertiaire et agriculture	340,5	374,4	390,7	417,8	453,8	478,3	1,4 %	1,4 %	0,7 %	0,8 %	0,5 %	340,5

Tableau 1.4 : Synthèse du bilan énergétique européen de 1990 à 2030 (projections énergétiques estimées)

[77,

IEPE/IPTS,

2000]

1.2 Situation économique

Le processus de dérégulation ainsi que l'ouverture des marchés de l'électricité sont des phénomènes mondiaux actuels. Le principal objectif est d'augmenter la concurrence dans le secteur en favorisant la baisse des coûts de production, de transmission, de distribution et d'approvisionnement dont les consommateurs industriels et les particuliers seront bénéficiaires.

Parallèlement à la libéralisation du marché de l'électricité, se dessine une tendance à l'utilisation d'instruments économiques visant à atteindre les objectifs des politiques nationales et internationales en matière d'énergie et d'environnement. Ces instruments peuvent prendre différentes formes : des taxes, des mesures d'incitation et des opportunités commerciales basées sur le marché.

L'ouverture du marché européen a commencé à la fin des années 80 et c'est le Royaume-Uni qui a ouvert la voie. Par la suite, en 1996, l'Union Européenne a voté la directive 96/92/EC instituant le Marché Intérieur de l'Électricité (IEM) et demandant aux états membres d'ouvrir jusqu'à 25 % de leurs marchés respectifs à la concurrence tout en pouvant aller au-delà. Le niveau d'ouverture réel des marchés varie d'un état à l'autre de l'UE : certains marchés sont entièrement ouverts à la concurrence comme le Royaume-Uni, l'Allemagne, l'Espagne, la Finlande et la Suède, d'autres sont partiellement ouverts tels que la France et l'Italie.

Le processus de développement du marché continue étape par étape dans chaque état membre, y compris après l'ouverture complète du marché. Les disparités entre les systèmes nationaux sont liées aux modèles de concurrence particuliers adoptés par les gouvernements nationaux (négocié, accès des tiers ou système d'acheteur unique). Par conséquent, les réglementations dans les états membres varient en fonction d'un grand nombre de facteurs. Cette situation était prévisible car les structures du marché ont évolué séparément.

Les exemples de politiques transfrontalières et d'alignement technique dépendent surtout de la taille des pays concernés, de la coopération mutuelle historique et de leur enclavement. La géographie interne d'un état membre peut avoir une influence significative en raison de la disponibilité des ressources naturelles et avoir un impact direct sur les systèmes de réseaux électriques. Par exemple, en Suède et en Finlande, la plupart des installations hydroélectriques se situent dans le nord du pays et elles fournissent donc les régions du sud les plus peuplées à l'aide de longues lignes électriques ; toutefois, les centrales nucléaires se situent dans le sud. L'Allemagne possède un modèle de système centralisé développé autour d'une concentration élevée de sites de production dans certaines régions avec un développement conséquent des systèmes de transmission dans ces régions.

L'un des objectifs clés de la directive IEM est l'ouverture des marchés nationaux d'électricité à la concurrence internationale. Cela peut modifier de façon importante les systèmes nationaux en les privatisant, en les dégroupant et en imposant des systèmes de régulation appropriés. Dans des pays où les services publics intégrés verticalement ont un quasi monopole de la production, de la transmission et de l'approvisionnement d'électricité, la dérégulation permet aussi à des nouveaux venus de pénétrer le marché et donc d'accroître la concurrence.

Des problèmes importants entravent la concurrence internationale. Parmi ces problèmes, il faut évoquer la tarification de la transmission transfrontalière, la surcapacité de certains systèmes et les goulets dans les capacités d'interconnexion du réseau entre les nations ou états. En clair, les marchés internationaux mettront un certain temps avant de mettre en place une véritable concurrence internationale.

L'ouverture des marchés à la concurrence peut avoir un impact significatif sur un ensemble de facteurs liés au fonctionnement et la régulation de grandes installations de combustion qui pourront influencer le choix des techniques permettant de réduire des émissions dans l'air, l'eau et les sols. La nécessité pour certaines installations de gérer des besoins spécifiques de clients, en assurant des services auxiliaires tels que le maintien des tensions et des fréquences, conduit à effectuer un suivi de charge, être capable de produire en période de pics de consommation et pouvoir redémarrer après une panne générale. Voici quelques exemples significatifs, mais non exhaustifs [58, Eurelectric, 2001] :

- la sécurité de l'approvisionnement énergétique. Cela peut affecter les niveaux de capacités excessives d'un système et la diversité des combustibles, même si la capacité est elle-même influencée par le besoin de réserve tournante et par la disponibilité des stocks de combustibles
- le coût du combustible

- le niveau de sécurité du système requis par un marché donné. Ce niveau peut influencer de manière importante des facteurs tels que la redondance dans la conception d'installation, avec une influence directe sur les coûts d'investissements et le niveau du prix de l'électricité requis pour compenser l'investissement initial
- l'impact de la forme du marché (courbes de durée de charge par exemple) qui, associé aux facteurs tels que le coût marginal de production, peut influencer le niveau d'utilisation de certains types d'installation, les besoins en disponibilité et le niveau de capacité excessive
- les structures de rémunération sur des marchés particuliers tels que des contrats de marché, des marchés d'équilibre, du marché boursier via un pool électrique, des paiements de capacité, etc.
- le niveau du prix à terme sur le marché et la structure de prix relative à l'utilisation de l'installation et aux coûts de production qui pourraient influencer la capacité d'un marché donné à rémunérer les investissements
- le fait que les tarifs dans un marché donné soient définis pour contrôler l'approvisionnement ou la consommation d'électricité produite selon une technique donnée ou provenant d'un combustible particulier pour supporter les besoins énergétiques des Etats membres. D'autres instruments sont également utilisés par les états membres pour atteindre ces objectifs incluant des taxes sur le charbon, l'énergie et sur les polluants
- le besoin d'une installation donnée de gérer les demandes d'une interface client spécifique incluant les services auxiliaires tels que le maintien de la tension et de la fréquence du système, le suivi de charge, la structure de charge, la capacité à pouvoir redémarrer après une panne générale et le besoin spécifique de satisfaire des besoins locaux du réseau ont un fort impact sur les caractéristiques opérationnelles de cette installation
- l'interaction des marchés connectés tels que les systèmes dans lesquels les réseaux de gaz et d'électricité permettent de compenser l'approvisionnement en gaz et la production d'électricité sur la base des écarts entre les prix des combustibles qui peut également être pilotée par la demande à court terme
- l'infrastructure du réseau et la structure de charge particulière sur un marché donné peut avoir des implications particulières au niveau de l'installation, par exemple une perte de transmission, un accès au réseau ou une utilisation des charges du système
- des mesures incitatives réglementaires sur des marchés particuliers pour encourager la production intégrée et distribuée. Ils peuvent également influencer le niveau de production d'énergies renouvelables où les cibles nationales peuvent être atteintes grâce à des mécanismes de support complémentaires incluant les engagements ou subventions du fournisseur.

Situation des installations de combustion

En Europe, les installations de production d'électricité utilisant la combustion des énergies fossiles sont généralement situées dans des lieux générant les coûts minima d'installation et de fonctionnement et où les infrastructures locales supportent leur fonctionnement. Chacun de ces facteurs varient de façon importante en fonction des considérations locales et nationales, mais dans de nombreux cas l'existence d'un raccordement au réseau d'électricité, la proximité de la demande en électricité et la présence d'eau pouvant alimenter les systèmes de refroidissement ainsi que la proximité de zones d'exploitation minière/ports maritimes ont souvent été des facteurs déterminants dans le choix du lieu pour l'implantation de grandes installations de combustion. Dans le passé, la prévision des besoins électriques futurs de chaque pays et les coûts optimaux à long terme pour le type d'installation préféré ont déterminé la taille choisie et l'emplacement des centrales électriques.

D'autres facteurs sont souvent d'une importance moindre lorsqu'on choisit l'emplacement d'une grande installation de combustion. La disponibilité du terrain adéquat, l'impact visuel ainsi que les conséquences sur la qualité de l'air au niveau local, l'accessibilité pour les livraisons et le stockage de combustibles influencent souvent la conception et l'implantation d'une centrale électrique. Toutefois, ces facteurs sont souvent considérés dans le détail uniquement lorsque l'emplacement général a été choisi ; en principe, ils ne remettent pas en question la poursuite des travaux d'installation de l'installation.

Le développement des infrastructures énergétiques en Europe va de pair avec un autre changement concernant l'influence relative de chacun des facteurs ayant déterminé le choix de l'emplacement de la centrale électrique. Il est maintenant plus facile d'acheminer le combustible et de réaliser le raccordement électrique au site de l'installation que de choisir où implanter une installation en fonction des infrastructures existantes. La hausse importante de l'utilisation du gaz naturel en tant que combustible a contribué à améliorer les infrastructures d'approvisionnement en gaz qui peuvent fournir la pression et la quantité de gaz requises pour le fonctionnement des turbines à gaz permettant de produire de l'électricité ; de plus, les coûts de transport sont faibles et le combustible n'a pas besoin d'être stocké. Le développement d'un système intégré de distribution d'électricité favorise l'établissement de bonnes connexions permettant à la centrale de fournir de l'électricité au système. Les nouveaux dispositifs de

commutation et systèmes de contrôle permettent également des connexions plus sécurisées et plus efficaces.

Le nombre d'emplacements disponibles satisfaisant les principaux besoins des centrales électriques est en augmentation. En même temps, les changements dans la production d'énergie et les techniques de lutte contre la pollution ont augmenté de manière importante le rendement des centrales électriques. De plus, les rejets gazeux sont beaucoup plus propres que ceux des anciennes installations utilisant des combustibles fossiles. L'utilisation des turbines à gaz pour produire de l'électricité, le développement de nouvelles installations de combustion et le traitement des rejets gazeux ont créé une génération de centrales électriques qui peuvent utiliser une large gamme de combustibles gazeux, liquides ou solides, émettant moins de polluants par unité d'électricité produite qu'avant. Les nouvelles installations sont souvent plus petites que les anciennes installations à puissance équivalente. Par ailleurs, les installations utilisant la combustion du gaz pour produire de l'électricité permettent de faire l'économie d'un terrain de stockage du combustible. L'impact global que les nouvelles installations ont sur leur environnement local est beaucoup moins important par rapport à celui des anciennes installations.

De plus, suite aux mutations récentes et à l'ouverture du marché européen du gaz et de l'électricité, les coûts variables à long terme de sélection des installations ne sont plus appropriés. On opte de plus en plus pour la construction d'installations plus petites ayant un rendement supérieur, des coûts d'investissement inférieurs et des temps de construction plus rapides.

Les installations nouvelles ont des rendements de production supérieurs qui a pour conséquence des émissions (dans l'eau et dans l'air) par unité d'électricité produite réduites. Les futures améliorations des installations en matière de rendement ne seront pas illimitées à cause :

- des lois de la thermodynamique
- des retours sur investissements réduits par rapport à des coûts de développement en hausse
- des coûts d'investissement en hausse entraînant une production plus élevée.

1.3 Questions clé liés à l'environnement

L'exploitation d'installations utilisant des combustibles fossiles pour produire de l'électricité et/ou de la chaleur, notamment l'électricité produite par des grosses installations électriques centralisées, est un pilier de notre société moderne et de l'économie européenne. Par ailleurs, les installations de combustion utilisent de grandes quantités de combustibles fossiles et d'autres matières premières provenant des ressources naturelles terrestres et les convertissent en énergie utile. Ces installations génèrent un grand nombre de résidus, de déchets et une grande quantité d'émissions à tous les niveaux de l'environnement. Pour vous donner un aperçu des différents flux massiques, la Figure 1.3 vous présente le schéma général d'une installation de combustion et de ses opérations associées.

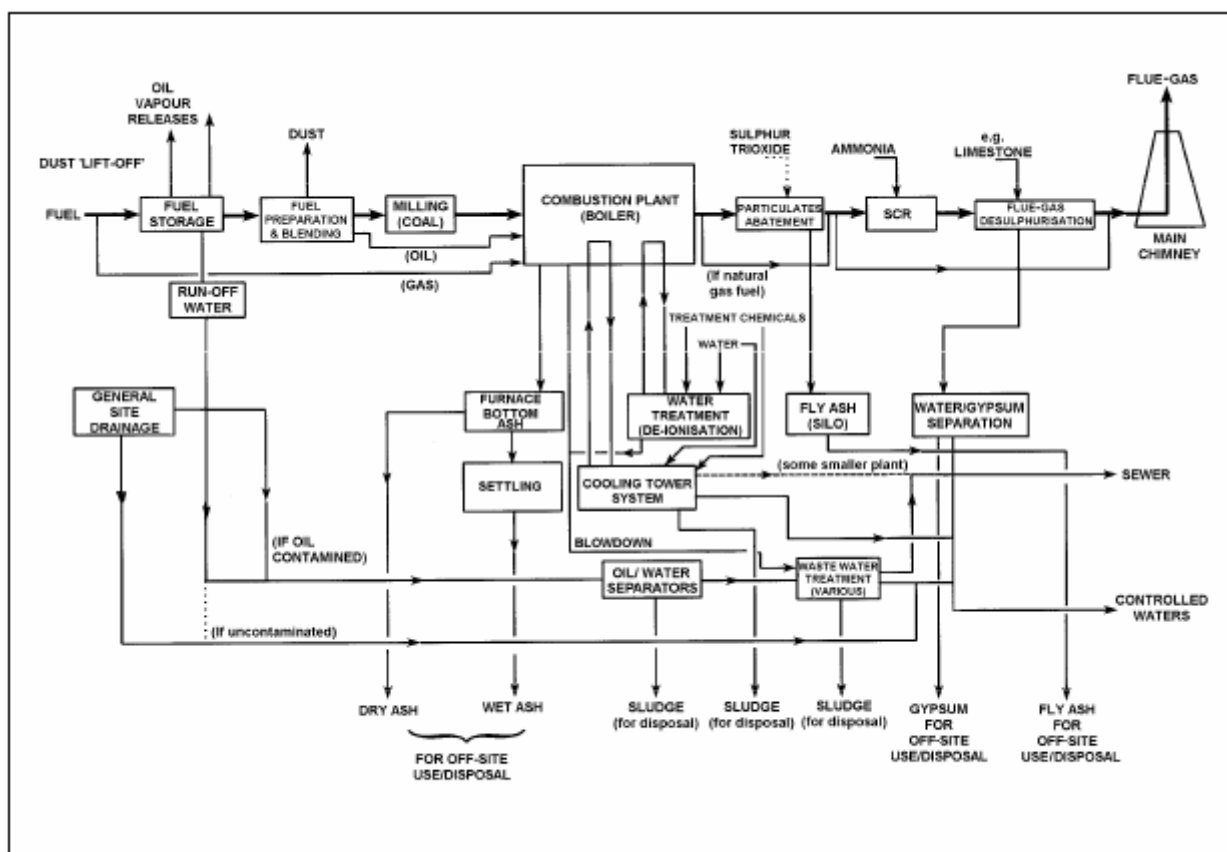


Figure 1.3 : schéma général d'une installation de combustion et de ses opérations associées [5, HMIP, 1995]

Les combustibles fossiles représentent la source d'énergie la plus abondante utilisée aujourd'hui. Toutefois, leur combustion a des conséquences parfois lourdes sur l'ensemble de l'environnement. Le procédé de combustion génère des émissions dans l'air, dans l'eau et dans les sols, les rejets dans l'atmosphère étant considérés comme l'un des principaux sujets de préoccupation en matière d'environnement. Les sections qui suivent fournissent des informations générales sur les principales substances émises. Le Tableau 1.5 vous présente les substances émises, leur origine et leur impact sur l'environnement.

SOURCE DE REJET Air Eau Sols (A) (E) (S)	Substances												
	Particules	Oxydes de soufre	Oxydes d'azote	Oxydes de carbone	Composés organiques	Sels/acides/alcalins	Chlorure/Fluorure d'hydrogène	Composés organiques volatiles	Métaux et leurs sels	Chlorures (tels que l'hypochlorite)	Mercure et/ou cadmium	HAP	Dioxines
Manipulation et stockage du combustible	A				E			A					
Traitement de l'eau	E								E		E		
Rejets gazeux	A	A	A	A	A		A	A	A		A	A	A
Traitement des rejets gazeux	E				E				ES		E		
Drainage du site, y compris les eaux de pluie	E				E								
Traitement des eaux usées	E				E	E							
Purge de l'eau de refroidissement	E				E				E	E	E		
Rejets de la tour de refroidissement								A					

Tableau 1.5 : Voies potentielles d'émissions par type de source et par substance
[5, HMIP, 1995]

1.3.1 Rendement

Une gestion prudente des ressources naturelles et l'utilisation efficace de l'énergie constituent deux des principales exigences de la directive IPPC. C'est pourquoi le rendement avec lequel l'énergie sera et peut être générée joue désormais un rôle de plus en plus important en tant qu'indicateur de l'impact d'un procédé sur l'environnement. Le rendement n'est pas seulement important en tant que marqueur de l'utilisation précautionneuse des ressources combustibles naturelles, c'est également un indicateur des émissions produites pour fabriquer une unité d'énergie ; parmi ces émissions, le CO₂, ayant un fort impact sur l'environnement. On peut atteindre ce résultat en optimisant l'utilisation de l'énergie et le rendement du procédé de production d'énergie. L'optimisation du rendement spécifique dépend d'un ensemble de facteurs incluant la nature et la qualité du combustible, le type de système de combustion, les températures de fonctionnement de la turbine de gaz et/ou de la turbine de vapeur, les conditions climatiques locales, le type de système de refroidissement utilisé, etc.

Chaque étape séquentielle du procédé de conversion du combustible en énergie utile a son propre rendement. Le rendement global du procédé est atteint en multipliant tous les rendements individuels. Le niveau et la comparabilité du rendement dépendent des limites de l'équipement choisi si les conversions nécessaires doivent être faites (pour la même température de référence par exemple).

L'efficacité nette prend en compte toutes les pertes imputables à l'approvisionnement de la station auxiliaire (et la demande de chaleur industrielle), la préparation du combustible, le traitement des sous-produits, le traitement des fumées, le traitement des eaux usées, le système de refroidissement, les ventilateurs et les pompes. Le rendement peut être optimisée par tous les rendements individuels incluant tous les équipements utilisés pour la protection de l'environnement. Le strict contrôle des émissions permet d'améliorer l'approvisionnement de la station auxiliaire en fonction du combustible utilisé et des émissions de CO₂ propres au produit. Pour les consommateurs d'électricité, toute perte au niveau du réseau et du transformateur doit être prise en compte et pour les consommateurs de chaleur provenant de systèmes de cogénération, ce sont les pertes dues au transport depuis le réseau de chauffage urbain et les centrales à accumulation qui doivent être pris en compte.

Les périodes au cours desquelles la température ambiante est élevée sur le site réduisent l'efficacité de la production d'électricité au niveau des turbines à gaz et à vapeur. Pour les moteurs diesel et les turbines à gaz, la température ambiante est beaucoup plus importante tandis que pour les turbines à vapeur, c'est la température du moyen de refroidissement qui est plus importante. Pour la condensation de la vapeur détendue refroidie, on distingue trois types de systèmes de refroidissement : le refroidissement direct avec de l'eau de mer ou de rivière, le refroidissement direct ou indirect avec des tours de refroidissement

humides et le refroidissement indirect avec des tours de refroidissement sèches. Pour en savoir plus, consultez le BREF « Systèmes de refroidissement industriel ».

Efficacité et émissions

Même les centrales électriques les plus efficaces rejettent une quantité importante de leur production totale d'énergie dans l'environnement sous forme de chaleur rejetée. Cette chaleur peut être absorbée localement ou dans des cours d'eau en entraînant des dommages peu significatifs, mais chaque unité d'énergie consommée représente des rejets de CO₂ dans l'atmosphère. A l'heure actuelle, la façon la plus efficace d'améliorer l'efficacité de la production d'énergie consiste à exploiter de façon utile la chaleur produite au lieu de s'en débarrasser.

Pour l'utilisation de la chaleur rejetée, plusieurs critères thermodynamiques, techniques et économiques doivent être pris en compte. Le critère thermodynamique implique d'une part la température et d'autre part le contenu exergétique des rejets thermiques. La température doit être prise en compte si le rejet thermique doit être utilisé pour le chauffage. Le contenu exergétique doit être pris en compte si le rejet thermique doit être utilisé pour la production d'électricité et d'énergie. Le critère technique varie en fonction des conditions de chaque site.

En réduisant et en utilisant le rejet thermique, on doit en principe économiser de l'énergie, réduire les émissions et préserver les ressources. Les centrales électriques ont de plus en plus souvent la possibilité de s'installer près de sites où l'énergie qui n'est pas convertie en électricité peut être transformée en chaleur dont peuvent bénéficier les consommateurs. De nombreux procédés nécessitent des approvisionnements continus de chaleur sous forme de vapeur, d'eau chaude ou d'air chaud dans leurs installations de production. Cette technique est connue sous le nom de cogénération ou production combinée de chaleur et d'électricité (CHP, combined heat and power) et la consommation de chaleur associée se situe habituellement entre 70 et 90 % et a pour effet d'augmenter le rendement global d'une centrale électrique. Les avantages d'un rendement accru se retrouvent dans la réduction des émissions de CO₂ et permettent d'éviter que le consommateur de chaleur ne brûle des combustibles dans une installation de combustion séparée. Dans de nombreux cas, on note également une réduction des émissions globales d'oxydes d'azote (NOx) et d'autres polluants en remplaçant les petites installations de combustion non régulées avec de la chaleur provenant d'une centrale électrique adjacente. Néanmoins, seules les mesures significatives sur le plan technique et économique pour la réduction des rejets thermiques et l'utilisation de ces rejets thermiques permettra d'atteindre à la fois les objectifs environnementaux et économiques.

Effet du chauffage urbain sur la qualité de l'air

En ce qui concerne les chaudières de chauffage urbain qui se situent en principe dans des régions à forte densité de population ou à proximité de celles-ci, il faut souligner les avantages que représente le chauffage urbain sur la qualité de l'air local.

Un petit nombre de grosses chaudières bien entretenues, équipées de dispositifs d'épuration des fumées et de cheminées élevées peuvent remplacer un grand nombre d'installations individuelles de chauffage qui ont des cheminées plus petites et une combustion souvent mal contrôlée. Les émissions totales de particules, de CO et d'hydrocarbures non brûlés pourraient être considérablement réduites. Avec la technologie moderne, il n'y a pas d'augmentation des émissions de SO₂ et de NO₂, même si la qualité du combustible dans les chaudières de chauffage urbain est inférieure à celle qu'elle remplace dans le chauffage individuel. Avec la même quantité d'émissions totales, les cheminées élevées entraînent un niveau plus élevé de dilution avant que les polluants n'atteignent la surface du sol. Il en résulte que la qualité de l'air local dans les villes et les villages chauffés avec des chaudières du chauffage urbain est bien meilleure que si des chauffages individuels avaient été utilisés.

La ville d'Helsinki (Finlande) constitue un exemple typique des avantages du chauffage urbain en termes d'amélioration de l'efficacité énergétique, des réductions des émissions et de l'environnement. L'utilisation du chauffage urbain y a démarré dans les années 50 et il est presque arrivé à saturation avec 92 % des constructions raccordées au réseau de chauffage urbain. Au cours de la dernière décennie, la substitution partielle du charbon par le gaz naturel a également contribué à une réduction des émissions. Certaines conclusions de l'étude sur les approvisionnements énergétiques de Helsinki indiquent une hausse de la consommation en électricité et de l'efficacité de l'approvisionnement énergétique ainsi qu'une baisse considérable des émissions spécifiques et des concentrations en SO₂ mesurées. À Helsinki, les émissions totales de SO₂ au cours des deux dernières décennies ont fortement baissé tandis que les émissions totales de NO₂ ont commencé à diminuer il y a seulement dix ans.

1.3.2 Émissions atmosphériques

Les émissions atmosphériques les plus importantes qui résultent de la combustion des combustibles fossiles sont le SO₂, les NO_x, le CO, les particules ainsi que les gaz à effet de serre, tels que le CO₂. Les autres substances telles que les métaux lourds, le fluorure d'hydrogène, les composés d'halogénure, les hydrocarbures imbrûlés, les composés organiques volatiles non-méthaniques (COV non méthaniques en français, NMVOC en anglais) et les dioxines sont émis en petites quantités, mais elles peuvent avoir un impact significatif sur l'environnement en raison de leur toxicité ou de leur persistance. Les émissions de cendres volantes peuvent également inclure des émissions de particules d'un diamètre aérodynamique inférieur à 10 µm, appelées PM₁₀. Le Tableau 1.6 indique la part des différentes émissions de polluants provenant de différentes catégories de grandes installations de combustion (GIC) dans les émissions totales de ces polluants provenant des installations IPPC en fonctionnement dans l'UE des 15 en 2001.

Catégorie GIC	Contribution des émissions totales provenant des installations IPPC (%)										
	SO ₂	NO _x	NH ₃	CO ₂	N ₂ O	CH ₄	PM ₁₀	Hg _{tot}	Dioxines + furannes	COV non méth.	CO
GIC supérieures à 300 MW	64,6	53,4	0,5	54,4	7,6	0,2	38,1	28,8	19,0	0,7	4,4
GIC 50 - 300 MW	3,6	6,0	N1	5,0	21,0	0,2	2,1	2,6	0,2	0,7	2,8
Turbines à gaz	0,9	3,6	0,03	5,5	0,4	0,3	0,1	N1	0,3	0,1	0,3
Moteur stationnaire	0,3	1,2	N1	0,1	N1	0,05	0,2	0,3	N1	0,1	0,03
Toutes les GIC	69,4	64,2	0,5	65,0	29,0	0,8	40,5	31,7	19,5	1,6	7,5
Notes:											
N1 Pas d'émissions reportée dans cette catégorie.											

Tableau 1.6 : contributions des émissions provenant de différentes catégories de GIC dans les émissions atmosphériques totales provenant des installations IPPC en fonctionnement dans l'Europe des 15 en 2001 en fonction du registre européen des émissions de polluants (EPER) en 2001
[193, EC, 2001]

1.3.2.1 Oxydes de soufre

Les émissions d'oxydes de soufre résultent principalement de la présence de soufre dans le combustible. Les combustibles fossiles contiennent du soufre sous forme de sulfures inorganiques ou de composés organiques. Par exemple, le soufre est présent dans le charbon sous forme de soufre pyritique, de soufre organique, de sels soufrés et de soufre élémentaire. Au cours de la combustion, la majorité des oxydes de soufre sont produits sous forme de dioxydes de soufre (SO₂).

Pour les combustibles solides et liquides, 3 à 4 % du soufre est également oxydé en trioxyde de soufre (SO₃) avec la présence de métaux de transition dans le combustible catalysant cette réaction. Le trioxyde de soufre est absorbé sur des particules et, dans le cas de combustibles liquides, il contribue à la formation de particules acides de suie. Les émissions de PM₁₀/PM_{2,5} sont toutefois augmentées par le SO₃. De plus, la « fumée bleue » peut être émise par les chaudières alimentées avec du fioul lourd. On considère que ce phénomène optique est causé par la formation de sulfate (SO₂ + poussières) et aggravé par la teneur en vanadium du pétrole et aussi probablement par le catalyseur de SCR.

Le gaz naturel est généralement considéré comme exempt de soufre. Cela n'est pas le cas de certains gaz industriels qui peuvent nécessiter une désulfuration.[4, OSPAR, 1997].

1.3.2.2 Oxydes d'azote (NO_x)

Les principaux oxydes d'azote émis au cours de la combustion de combustibles fossiles sont le monoxyde d'azote (NO), le dioxyde d'azote (NO₂) et le protoxyde d'azote (N₂O). Les deux premiers forment le mélange connu sous le nom de NO_x, composé à plus de 90 % de NO dans les principaux types de grandes installations de combustion.

La formation de NO_x est pilotée par trois mécanismes essentiels caractérisés par l'origine de l'azote et l'environnement où la réaction se produit :

- le NO_x thermique résulte d'une réaction entre l'oxygène et l'azote de l'air
- le NO_x combustible est formé à partir de l'azote contenu dans le combustible
- le prompt NO_x est formé par la conversion d'azote moléculaire dans le front de la flamme en présence de composés hydrocarbonés intermédiaires.

La quantité de NO_x formée par le mécanisme prompt NO_x est généralement beaucoup plus faible que celle générée par les autres mécanismes réactionnels.

La formation de NO_x thermique dépend surtout de la température. Lorsque la combustion est réalisée à des températures inférieures à 1 000 °C, les émissions de NO_x sont vraiment moins importantes. Lorsque le pic de température de flamme est inférieur à 1 000 °C, la formation de NO_x dépend essentiellement de l'azote du combustible. La formation de NO_x thermique est le mécanisme dominant par lequel le NO_x est généré dans les installations utilisant des combustibles gazeux ou liquides.

La formation de NO_x combustible dépend de la teneur en azote du combustible et de la concentration en oxygène de la réaction n°2 citée ci-dessus. La quantité de NO_x combustible produite est supérieure dans les installations utilisant du charbon car sa composition possède des quantités d'azote supérieures aux autres types de combustibles. Le Tableau 1.7 indique les teneurs moyennes en azote de différents types de combustible.

Combustible	Azote du combustible (% poids, sec, base sans cendres)
Charbon	0,5 – 2
Biomasse (bois)	<0,5
Tourbe	1,5 – 2,5
Fioul lourd	<1,0
Gaz naturel	0,0
Gaz dérivés	0.1 – 1 (>>1 sources chimie)

Tableau 1.7: azote du combustible

Le type de procédé de combustion utilisé affecte également les quantités d'oxydes d'azote émises. Dans le cas du charbon par exemple :

- Les émissions NO_x sont inférieures avec une chaudière à grille mobile en raison de la température de combustion relativement basse et de la nature progressive de la combustion au fur et à mesure de son avancement sur la grille
- les émissions sont plus élevées avec une chaudière à charbon pulvérisé et varient selon le type de brûleur et la conception de la chambre de combustion
- Les émissions NO_x avec une chaudière à lit fluidisé sont inférieures à celles produites par des chaudières conventionnelles, mais les émissions de N₂O sont supérieures [4, OSPAR, 1997].

La formation de NO_x thermique est le mécanisme dominant par lequel le NO_x est généré dans les installations utilisant des combustibles gazeux ou liquides distillés. La quantité de NO_x combustible produite est plus importante dans des installations utilisant du charbon et du fioul lourd car elles ont des plus grosses quantités d'azote combustible.

La quantité de NO_x formée par le mécanisme prompt NO_x est généralement très inférieure à celle générée par les autres mécanismes réactionnels.

Le mécanisme de formation de protoxyde d'azote (N₂O) n'a pas été complètement clarifié à ce jour. Il y a un mécanisme de formation possible basé sur les produits intermédiaires (HCN, NH₃) qui est comparable à la formation de NO. On a remarqué que les températures de combustion inférieures c'est-à-dire inférieures à 1 000 °C créent des émissions de N₂O plus élevées. À des températures inférieures, la molécule de N₂O est relativement stable ; à des températures plus élevées, le N₂O formé est réduit en N₂. Par rapport aux émissions provenant d'unités de combustion stationnaires conventionnelles, le protoxyde d'azote provenant de la combustion en lit fluidisé bouillonnant, circulant ou sous pression est relativement élevé. Dans le cadre d'expériences en laboratoire, on a remarqué que le protoxyde d'azote se formait via le procédé de réduction catalytique sélective (SCR) en dépassant ou en s'approchant de la « fenêtre » de température optimale du procédé SCR. [1, Corinair, 1996]. Le protoxyde d'azote (N₂O) contribue également directement aux effets climatiques des gaz à effet de serre via l'absorption infra rouge dans la troposphère. La durée de vie troposphérique du N₂O est assez longue car son interaction avec d'autres gaz, les nuages et les aérosols est minimale. N₂O se décompose en présence d'O₃ et forme du NO₂ et du NO, appelés NO_x.

1.3.2.3 Les poussières et les particules

Les poussières émises au cours de la combustion du charbon, de la tourbe et de la biomasse proviennent presque en totalité de la fraction minérale du combustible. Une petite partie de ces poussières peut contenir de très petites particules formées par la condensation de composés volatilisés au cours de la combustion.

Le type de procédé de combustion utilisé a un effet considérable sur la quantité de cendres entraînées dans les émissions des fumées provenant des chaudières. Par exemple, les chaudières à grilles mobiles produisent une quantité de cendres volantes relativement faible (20-40 % des cendres totales) tandis que les chaudières à charbon pulvérisé en produisent une quantité importante (80 – 90 %).

La combustion des combustibles liquides est également une source d'émissions de particules, mais moins importante que le charbon. En particulier, les mauvaises conditions de combustion conduisent à la formation de suie, susceptible de produire des agglomérats acides ayant des propriétés corrosives du fait de la présence de trioxyde de soufre.

La combustion du gaz naturel ne génère pas d'émissions importantes de poussières. D'autre part, certains gaz industriels peuvent contenir des particules qui devraient être filtrées au cours du procédé de production ou le cas échéant avant la combustion.

Pour de nombreuses installations, il y également des émissions diffuses potentielles (gestion et stockage de charbon à ciel ouvert, broyage du charbon utilisé dans des chaudières à charbon pulvérisé, gestion des cendres, etc.). [4, OSPAR, 1997].

Des problèmes environnementaux peuvent se produire à partir de particules inférieures à 2,5 µm de diamètre car elles peuvent rester en suspension dans l'atmosphère pendant plusieurs jours voire même plusieurs semaines. Des problèmes environnementaux peuvent également apparaître à cause d'une agglomération de longue durée de composés persistants dans la terre ou par dilution et transfert dans l'eau. La distance parcourue par les particules avant d'être éliminées de l'air par sédimentation ou par précipitation dépend de leurs caractéristiques physiques et des conditions météorologiques. La taille, la densité et la forme influencent la vitesse de sédimentation des particules. Les particules supérieures à 10 µm de diamètre sédimentent assez rapidement. Leur impact est observé essentiellement près de la source. De plus petites particules, inférieures à 10 µm et notamment celles qui sont inférieures à 2,5 µm, peuvent se déplacer sur des centaines de kilomètres avant de sédimenter. Les aérosols fonctionnent souvent comme un noyau de condensation pour la formation des nuages et sont élués avec la pluie.

Les techniques de réduction des émissions industrielles pour les particules (PM) sont très efficaces en traitant plus de 99,8 % (en masse de particules éliminées) des entrées de gaz brut. Pour les petites particules seulement telles que pour les PM₁₀ et inférieures, l'efficacité d'élimination diminue en passant à un pourcentage de 95 - 98 %. Pour cette raison, la majorité des particules provenant des GIC émises dans l'air ont donc un diamètre allant de 0,1 µm à 10 µm.

1.3.2.4 Métaux lourds

L'émission de métaux lourds également appelée "métaux traces" est liée à leur présence naturelle dans les combustibles fossiles. La plupart des métaux lourds considérés (As, Cd, Cr, Cu, Hg, Ni, Pb, Se, V, Zn) sont normalement rejetés sous forme de composés (oxydes et chlorures notamment) associés à des particules. Seuls Hg et Se sont au moins partiellement présents dans la phase vapeur. Hg fait notamment partie de la famille des polluants transfrontaliers qui peuvent créer des problèmes de pollution dans des zones éloignées de la source d'émission. Les éléments moins volatiles ont tendance à se condenser à la surface de petites particules dans le flux des fumées. On observe toutefois que les fractions de particules les plus fines sont enrichies. Vous trouverez ci-dessous un exemple de répartition des métaux lourds au cours de la combustion du charbon.

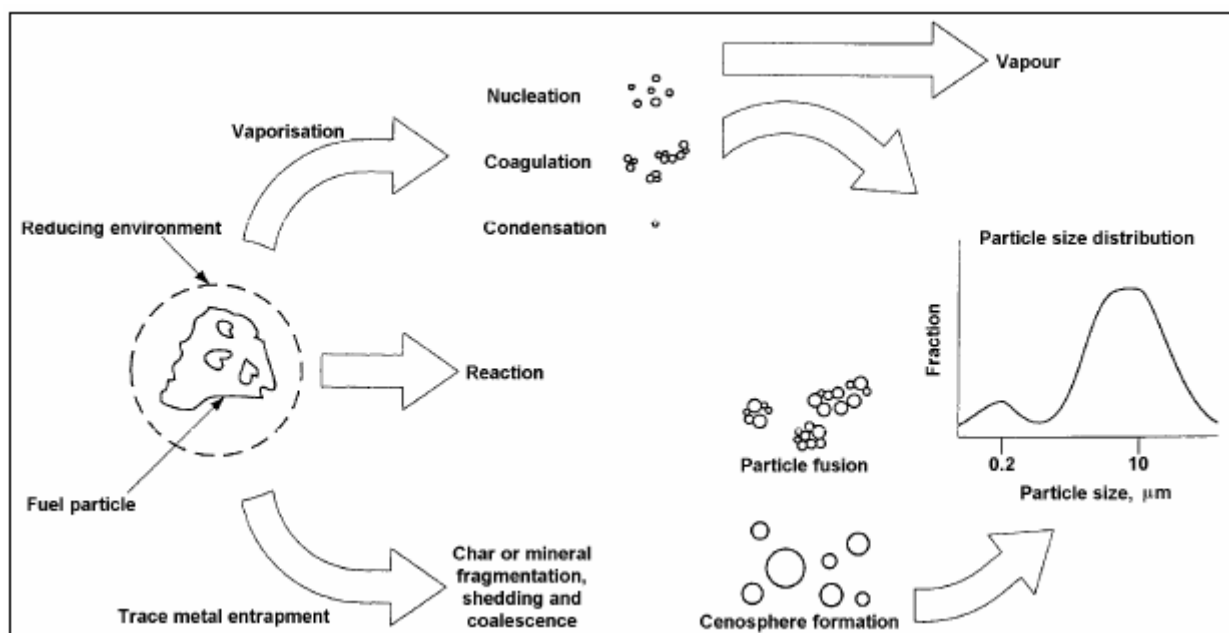


Figure 1.4 : répartition des éléments traces au cours de la combustion du charbon
[107, Davidson, 2000]

La teneur en métaux lourds dans le charbon est généralement de plusieurs ordres de grandeur plus importantes que celle dans le fioul (excepté occasionnellement pour Ni et V dans le fioul lourd) ou dans le gaz naturel. La plupart des métaux lourds sont chimiquement liés aux composés tels que les oxydes, les sulfates, les aluminosilicates et les minéraux tels que les anhydrites et le gypse. La solubilité de ces éléments dépend de la nature et de la granulométrie du composé. Au cours de la combustion du charbon par exemple, les particules subissent des modifications complexes qui entraînent la vaporisation d'éléments volatils. Le taux de volatilisation des composés de métaux lourds dépend des caractéristiques du combustibles (par exemple la concentration en charbon, la fraction de composés inorganiques tels que le calcium) et les caractéristiques de la technologie utilisée (par exemple le type de chaudière, le mode de fonctionnement).

Le Tableau 1.8 détaille les données relatives aux émissions de métaux lourds provenant d'installations de combustion dans l'Europe des 15 en 1990.

Source	Combustible	As (tonnes)	Cd (tonnes)	Cr (tonnes)	Cu (tonnes)	Hg (tonnes)	Ni (tonnes)	Pb (tonnes)	Zn (tonnes)
Total dans l'Europe des 15		575	203	1170	3040	245	4860	1930	11100
Combustion stationnaire (total des trois secteurs suivants)		491,8	57,8	397,5	390,1	89,6	2780,6	885,8	1597,8
Combustion dans le secteur de la production d'énergie (incluant les centrales électriques publiques, les installations de cogénération, les installations de chauffage urbain)	Tous combustibles (Total)	276,9	19,1	192,6	104,2	43,4	1681,5	190,5	395,4
	Lignite	20,2	3,42	19,3	40,5	8,69	24	26,6	85
	Charbon	130	4,42	40	42,1	21,2	94,4	105	219
	Combustible liquide	117	10,2	132	19,9	1,39	1560	30,3	32,5
	Autres combustibles	9,73	1,06	1,36	1,72	12,2	3,05	28,6	58,9
Combustion dans les secteurs commerciaux, institutionnels et résidentiels (incluant les chaudières, les turbines à gaz et les moteurs stationnaires)	Tous combustibles (Total)	37,7	10,1	24,2	28,3	13,4	128,9	115,9	174,4
	Lignite	2,02	0,483	0,89	0,325	4,2	15,5	21,5	0,284
	Charbon	23,4	1,39	10,9	16,3	3,3	38,4	43	33,9
	Combustible liquide	9,46	2,35	9	3,14	0,253	73	7,88	6,19
	Autres combustibles	2,82	5,91	3,42	8,53	5,61	1,94	43,5	134
Combustion dans l'industrie (incluant les chaudières, les turbines à gaz et les moteurs stationnaires)	Tous combustibles (Total)	177,2	28,6	180,7	257,6	32,8	970,2	579,4	1028
	Lignite	65,6	8,95	62,8	140	13,7	80,7	81,4	219
	Charbon	52,3	1,58	35,7	27,2	8,66	69,7	148	328
	Combustible liquide	50,6	12	69,5	43,5	1,53	805	199	148
	Autres combustibles	8,72	6,07	12,7	46,9	8,94	14,8	151	333

Tableau 1.8 : émissions annuelles de métaux lourds provenant des installations de combustion de l'Europe des 15 en 1990

Données provenant de l'inventaire européen des émissions de métaux lourds et de polluants organiques persistants pour 1990 [10, Berdowski, et al., 1997]

1.3.2.5 Monoxyde de carbone

Le monoxyde de carbone (CO) apparaît toujours comme un produit intermédiaire du procédé de combustion notamment dans des conditions de combustion sous stœchiométriques. Les exploitants des installations essaient toujours de minimiser la formation de CO car le CO est un indicateur du risque de corrosion et de combustible imbrûlé entraînant donc une perte de rendement significative. Les mécanismes de formation du CO, du NO thermique et des COV sont également influencés par les conditions de combustion [1, Corinair, 1996].

1.3.2.6 Gaz à effet de serre (dioxyde de carbone et autres)

Dès le début de l'industrialisation, l'équilibre énergétique de la planète a évolué en raison de l'augmentation des émissions de gaz à effet de serre anthropogéniques, principalement du dioxyde de carbone (CO_2). En raison de l'accumulation de CO_2 dans l'atmosphère au cours des deux dernières décennies, la quantité de rayonnement infrarouge piégé dans l'atmosphère a augmenté. En même temps, une hausse considérable de la température globale moyenne et des concentrations en CO_2 dans l'atmosphère ont été observées comme le montrent les Figures 1.5 et 1.6.

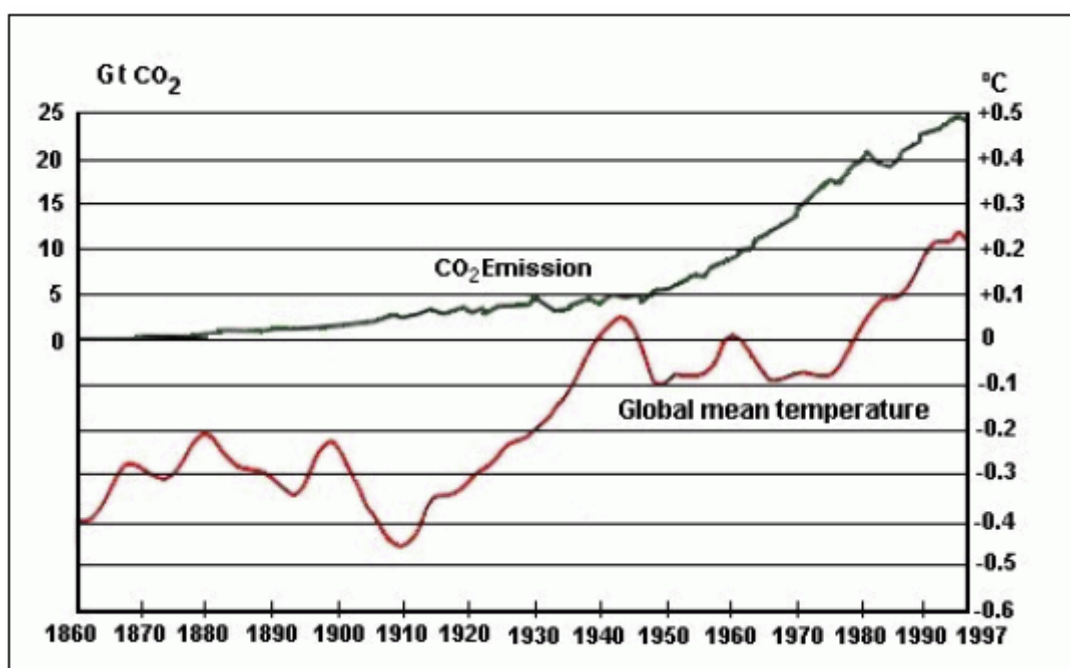


Figure 1.5 : température globale moyenne et quantité de CO_2 émise au cours du siècle dernier [13, Verbund, 1998]

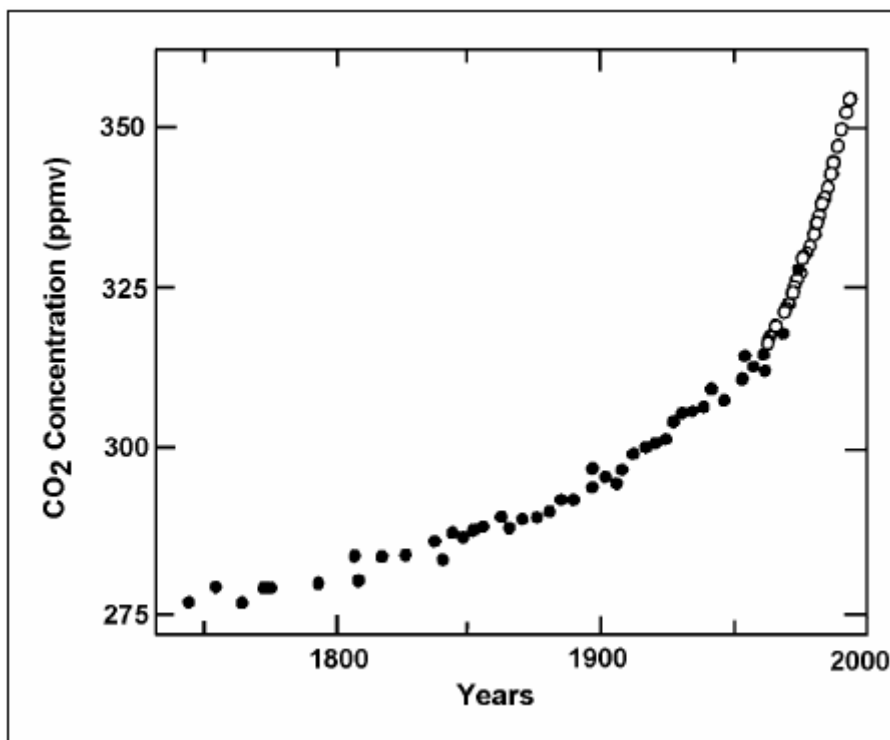


Figure 1.6 : évolution au cours du temps des concentrations en CO₂ dans l'atmosphère

On pense que l'élévation de la température globale moyenne due à l'augmentation de la concentration en gaz à effet de serre dans l'atmosphère modifiera le climat de la Terre si les émissions de ces gaz (principalement du CO₂) ne sont pas réduites.

Les seuls gaz à effet de serre importants provenant de la combustion de combustibles fossiles dans les grandes installations de combustion sont le dioxyde de carbone (CO₂) et le protoxyde d'azote (N₂O). Le dioxyde de carbone (CO₂) émis par les grandes installations de combustion est responsable d'environ un tiers des émissions totales mondiales de CO₂. De nombreux scientifiques estiment aussi que des influences naturelles telles que l'activité solaire/particules cosmiques, les éléments géologiques et, en particulier, l'augmentation de la quantité de vapeur d'eau dans l'atmosphère auront également un rôle dans le réchauffement global. Le Tableau 1.9 affiche la contribution estimée des gaz à effet de serre au réchauffement global (les données proviennent de [14, EEA, 1999]).

Gaz	Hausse de la concentration depuis environ 1750	Contribution au réchauffement de la planète ¹	Principale source anthropogénique
CO ₂	30 %	64 %	Combustion de combustible fossile (inclut la production d'énergie et le transport)
			Déforestation et utilisation de la terre
			Production de ciment
N ₂ O	15 %	6 %	Utilisation d'engrais
			Défrichage
			Production d'acide nitrique et adipique
			Combustion de la biomasse
			Combustion de combustibles fossiles

Nota :
1 Pour comparer l'impact des différents gaz, on parle souvent du potentiel de réchauffement global (GWP) relatif au CO₂ en donnant la valeur de 1 au CO₂. Le potentiel de réchauffement global est un concept qui prend en compte la capacité d'absorption d'énergie du gaz et sa durée de vie dans l'atmosphère. Le potentiel de réchauffement global devrait toujours être indiqué pour une période donnée. Des exemples de valeurs du potentiel de réchauffement global pour une période supérieure à 100 ans sont de 21 pour le CH₄, de 310 pour le N₂O et de plusieurs centaines pour de nombreux composés halogénés. Les émissions qui prennent en compte les valeurs du potentiel du réchauffement global sont appelées équivalents CO₂.

Tableau 1.9 : gaz à effet de serre : modifications de concentration, contribution au réchauffement global et principales sources
[12, IEA, 2001]

Le dioxyde de carbone (CO₂) est le principal produit de réaction de la combustion de tous les combustibles fossiles. L'émission de CO₂ est directement liée à la teneur en carbone des combustibles et les combustibles gazeux génèrent moins d'émissions de CO₂ que les autres combustibles fossiles. La teneur en carbone varie pour le charbon et le lignite (charbon et lignite) entre 61 et 87 % en poids. Pour le bois, elle représente environ 50 % en poids, pour le gasoil et pour le fioul lourd environ 85 % en poids [1, Corinair, 1996]. Le Tableau 1.10 présente les facteurs d'émission de CO₂ spécifiques aux principaux combustibles brûlés dans des grandes installations de combustion.

Combustible	Facteurs d'émissions de CO ₂ spécifiques (t CO ₂ /TJ (g/kWh))
Gaz naturel	55 (198)
Fioul lourd (HFO)	80 (288)
Fioul léger (LFO)	77 (277)
Charbon	95 (342)
Lignite	110 (396)

Tableau 1.10 : les facteurs d'émission de CO₂ spécifiques aux principaux combustibles brûlés dans des grandes installations de combustion
[192, TWG, 2003]

La Figure 1.7 présente les émissions de CO₂ calculées en kg de CO₂/MWh d'électricité produite pour différents types d'installations de combustion [133, Strömberg, 2001].

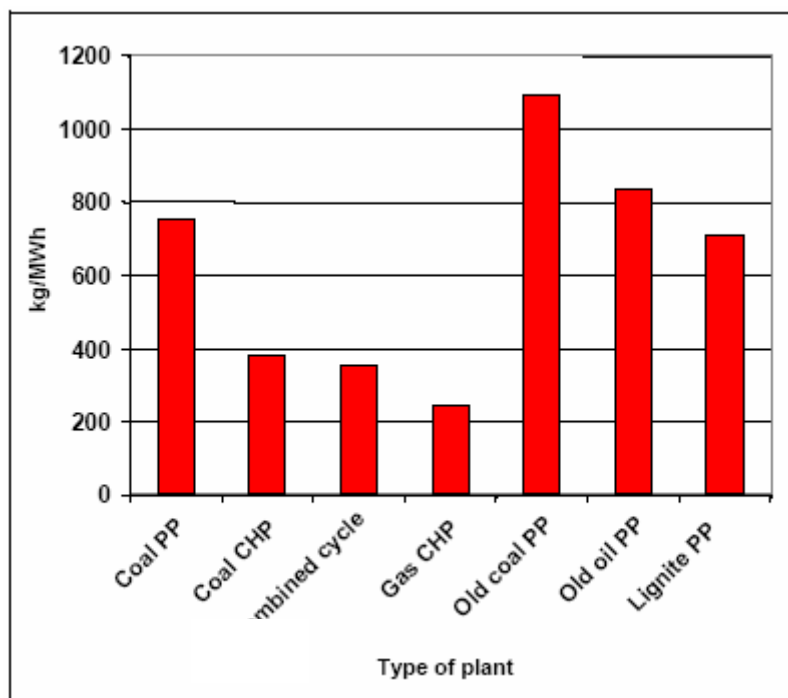


Figure 1.7 : exemples d'émissions de CO₂ pour les différents types d'installations de combustion
Nota : calculées en kg de CO₂/MWh d'électricité produite
[133, Strömberg, 2001]

Les émissions de CO₂ de l'Union Européenne ont diminué de 1 % entre 1990 et 1996, bien que la tendance varie considérablement d'un Etat Membre à l'autre. La baisse enregistrée dans l'Union Européenne dans son ensemble dépend fortement des réductions enregistrées en Allemagne et au Royaume-Uni. Au niveau européen, l'Allemagne a les plus fortes émissions nationales de CO₂ avec environ 30 % du total des émissions de l'Union Européenne en 1995. Entre 1990 et 1996, la baisse la plus importante des émissions a eu lieu en Allemagne, principalement en raison de la restructuration économique de l'ancienne R.D.A. La réduction substantielle des émissions du Royaume-Uni a été principalement causée par le changement de combustible : on est passé du charbon au gaz naturel [14, EEA, 1999]. Le Tableau 1.11 donne des informations concernant les émissions de gaz à effet de serre et les extractions/consommations de CO₂ dans les 15 états membres de l'Union Européenne (EU-15). Pour en savoir plus sur les émissions de gaz à effet de serre dans l'Union Européenne, consultez l'inventaire annuel européen des gaz à effet de serre entre 1990 – 1996 [14, EEA, 1999] (<http://www.eea.eu.int/>).

États membres	CO ₂ (en million de tonnes)		CH ₄ (kt)	N ₂ O (kt)
	Émissions	Extractions/Consommations		
Autriche	62	14	580	13
Belgique	129	2	591	35
Danemark	60	1	430	33
Finlande	66	14	270	18
France	399	60	2844	174
Allemagne	910	30	4788	210
Grèce	92	-	457	29
Irlande	35	6	800	26
Italie	448	36	2516	162
Luxembourg	7	0	24	1
Pays-Bas	185	2	1179	72
Portugal	51	1	834	14
Espagne	248	29	2370	90
Suède	63	32	297	10
Royaume-Uni	593	19	3712	189
Europe des 15	3347	247	21692	1076
Nota : Les estimations pour 1996 n'étaient pas disponibles pour l'Autriche, le Danemark, la France, l'Italie, le Portugal et l'Espagne. Pour ces pays, les estimations pour 1994 et 1995 ont été utilisées pour une estimation préliminaire de l'Europe des 15 en 1996. Les estimations de CO ₂ ne sont pas corrigées de la température ou du marché de l'électricité. Certains états membres utilisent des estimations de CO ₂ corrigées pour mieux refléter le contexte national.				

Tableau 1.11 : les émissions de gaz à effet de serre et les extractions/consommations en 1996
 [14, EEA, 1999]

1.3.2.7 Acide chlorhydrique

Les grandes installations de combustion sans désulfuration des fumées (FGD) sont reconnues comme étant la principale source de gaz chlorhydrique dans l'atmosphère. L'émission d'acide chlorhydrique est due aux traces de chlorure dans les combustibles fossiles tels que le charbon et le pétrole. Lorsque les combustibles fossiles sont brûlés, de petites quantités de chlorure sont émises. Une partie de ce chlorure se combine ensuite avec l'hydrogène pour former de l'acide chlorhydrique. Avec l'humidité dans l'air, le gaz chlorhydrique se transforme en aérosol d'acide chlorhydrique qui contribue aux problèmes d'acidification. Il devient plus dilué au fur et à mesure de son déplacement dans l'atmosphère.

1.3.2.8 Fluorure d'hydrogène

Comme le chlorure, le fluorure est un élément naturel présent dans les combustibles fossiles. Lorsque des combustibles fossiles, comme le charbon, sont utilisés pour produire de l'énergie sans utiliser de FGD, du fluorure est libéré et émis avec les fumées. Il se combine avec l'hydrogène pour former du fluorure d'hydrogène et avec l'humidité de l'air ambiant pour former du fluorure d'hydrogène. On a observé que le fluorure d'hydrogène pouvait être émis par l'échangeur thermique rotatif et le réchauffeur d'air de combustion.

1.3.2.9 Ammoniac (NH₃)

L'émission d'ammoniac (NH₃) ne provient pas de la combustion de combustibles fossiles, mais plutôt de la conséquence d'une réaction incomplète d'ammoniac dans le procédé de dénitrification. L'ammoniac est utilisé comme un additif sous forme pure ou en solution avec de l'eau dans des unités SCR et SNCR. L'ammoniac réagit chimiquement pour former du NH₄HSO₄ et il est principalement éliminé avec les cendres volantes du système. Sans dépoussiérage ou désulfuration des fumées, en aval de la DENO_x, l'ammoniac est ensuite émis avec les fumées à l'atmosphère. La fuite d'ammoniac au niveau des installations de SCR et SNCR augmente avec l'augmentation du rapport NH₃/NO_x, mais aussi avec la diminution de l'activité catalytique.

1.3.2.10 Composés organiques volatiles (VOC en anglais, COV en français)

Les sources d'émissions de composés organiques volatiles provenant des activités industrielles sont nombreuses avec la combustion de combustibles fossiles qui est l'une des plus importantes.

1.3.2.11 Polluants organiques persistants (POP), hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP), dioxines et furannes

Parmi les composés organiques persistants susceptibles d'être émis au cours de la combustion de combustibles fossiles, il faut citer les hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP), les polychlorodibenzo para-dioxines (PCDD) et les polychlorodibenzo furannes (PCDF).

Les molécules de PCDD et de PCDF ne sont pas très volatiles. Lorsqu'elles sont absorbées sur des particules produites par la combustion, elles ont une stabilité thermique et chimique élevée dans l'environnement. Elles peuvent seulement être détruites à des températures supérieures à 1 000 °C. Dans ce contexte, il faut noter que les PCDD/PCDF ne se trouvent pas uniquement dans les fumées à la cheminée, mais ils sont également présents dans les résidus solides provenant de n'importe quel procédé de combustion, tels que les cendres pulvérulentes, le mâchefer et les cendres volantes.

On compte 75 congénères pour les dioxines et 135 pour les furannes. Pour pouvoir quantifier les émissions de dioxines et de furannes en prenant en compte leur toxicité, la concentration ou le flux émis est pondéré par un coefficient (le facteur d'équivalence toxique ou TEF) caractéristique de chacune des formes moléculaires de PCDD/PCDF trouvées dans le mélange en question¹. La 2,3,7,8-tétrachlorodibenzo-dioxyne est le PCDD le plus toxique. C'est une substance de référence qui prend la valeur de TEF de 1 par convention. Les autres congénères considérés comme inquiétants sont les molécules substituées 2,3,7,8.

L'activité des dioxines d'un mélange est exprimée par son indice global de toxicité appelé TEQ qui se calcule comme suit :

$$TEQ = \sum \text{isomères} \times \text{TEF}$$

Outre la combustion du charbon, les installations de combustion utilisant du bois sont également citées comme des sources possibles d'émissions. Le principal procédé impliqué est le recyclage du bois pour la production d'énergie, par exemple sous la forme de panneaux de particules ou de déchets du bois qui ont été traités ou qui contiennent des composés organiques chlorés (PCP, lindane, PVC, NH₄Cl, etc.). De plus, l'introduction d'une combustion combinée de déchets (boue d'épuration, plastique et autres) dans certaines installations conventionnelles pourrait également entraîner des émissions de dioxines importantes [4, OSPAR, 1997].

1.3.3 Émissions dans l'eau.

Outre la pollution atmosphérique qu'elles entraînent, les grandes installations de combustion constituent également une source importante de rejets aqueux (eau de refroidissement et eaux usées) dans les rivières, les lacs et le milieu marin. Ces rejets peuvent entraîner des problèmes de qualité de l'eau qui varient largement en fonction du type de combustible utilisé, la technique de réduction des émissions utilisée, la technique de refroidissement employée et par conséquent la quantité d'eau utilisée ainsi que les réactifs de traitements chimique et biologique ajoutés pour le nettoyage et l'entretien. Les principales sources de flux de rejets dans une installation de combustion à combustible fossile peuvent être classées comme suit :

¹ Les valeurs TEF pour les différentes molécules PCDD/PCDF diffèrent en fonction du système utilisé. Toutefois, le système OTAN-CCMS (Comité OTAN sur les défis de la société moderne) est utilisé au niveau international.

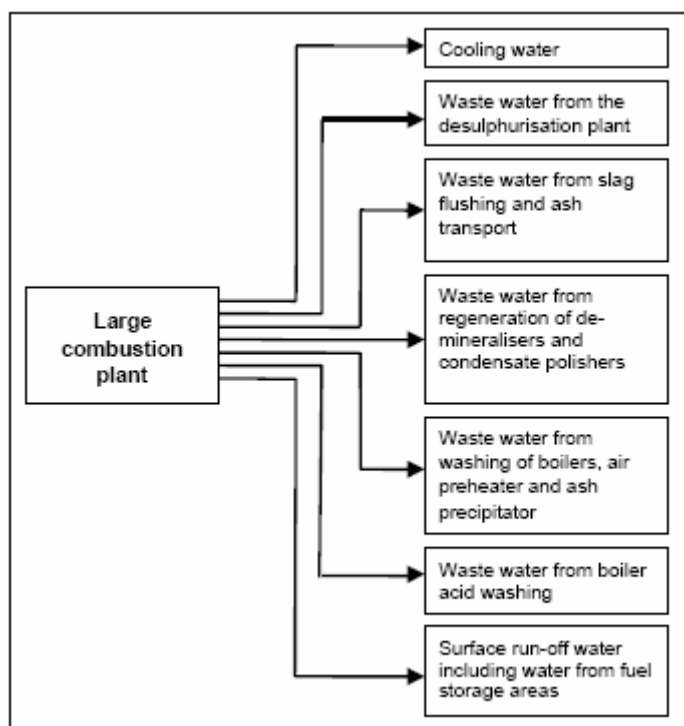


Figure 1.8 : effluents des grandes installations de combustion utilisant des combustibles fossiles

Le rendement thermique d'un cycle de combustion est restreint par les limites thermodynamiques du « Cycle de Carnot » qui est le cycle de combustion idéal. Cela signifie que toute l'énergie chimique du combustible fossile ne peut pas être transformée en énergie mécanique, puis en énergie électrique. Le résultat est qu'une part importante de l'énergie fournie par la combustion doit être dissipée au niveau du condensateur et transférée dans l'environnement qui l'entoure comme un rejet de chaleur. La plupart des installations de combustion utilisent de grandes quantités d'eau comme moyen de refroidissement qu'elles puisent dans les rivières, les lacs, les eaux souterraines ou la mer.

La chaleur rejetée est transférée (en utilisant des techniques de refroidissement tels que des tours de refroidissement humides) dans l'eau de refroidissement, puis dans l'environnement aquatique. L'impact environnemental du refroidissement industriel et donc des techniques de refroidissement utilisées dans des grandes installations de combustion est décrit dans le BREF sur les applications des MTD pour les systèmes de refroidissement industriel.

Le flux des eaux usées évoqué précédemment peut être contaminé par une variété de différentes substances polluantes. Le tableau suivant affiche les paramètres de pollution les plus importants qui posent des problèmes, tels que les émissions des GIC dans l'eau. Toutefois, l'importance de chaque paramètre dépend de la qualité de l'eau brute, de la configuration spécifique de l'installation et des procédés utilisés qui déterminent également le type et la quantité de polluants présents dans les eaux usées avant le traitement. Le contenu du Tableau 1.12 ne concerne pas complètement les centrales électriques utilisant des combustibles liquides et gazeux.

Paramètre	Paramètre*
pH	COT
Température	N (total)
Couleur	P (total)
TSS	Cd
SDT	Cr
DBO	Cu
DCO	Hg
Huiles minérales	Ni
Chlore libre	Pb
NH ₃	Zn
Toxicité du poisson	Cl ⁻
Sb	F ⁻
As	HAP
Co	BTEX
Mn	
Tl	
V	
Sn	
CN	
S	
SO ₃	
SO ₄	
EOX	
Phénol	
PCDD/PCDF	
* en fonction de la décision de la Commission 2000/479/EC sur la mise en œuvre de l'EPER : liste des sous-secteurs spécifiques pour les installations de combustion supérieures à 50 MW _{th} tels que prévus dans le document relatif à la mise en œuvre de l'EPER.	

Tableau 1.12 : liste des polluants de l'eau provenant des grandes installations combustion

En raison de leur comportement chimique, biologique et physique, certains composés peuvent avoir un fort impact sur le milieu aquatique. Ces substances peuvent entraîner des changements dans l'eau collectée, son pH peut être plus acide ou alcalin, sa salinité peut être plus importante, sa teneur en oxygène moins importante et la croissance des plantes peut être plus importante en raison de l'émission d'éléments nutritifs des plantes.

Par exemple, l'eau provenant du lavage du mâchefer et du transport des cendres a un caractère alcalin dû à la composition des cendres ; en revanche, l'eau provenant du lavage de la chaudière est acide. Les eaux usées provenant d'une installation de désulfuration par voie humide contiennent des sels tels que des chlorures et des sulfates. On trouve des sels provenant de la mer dans les principales eaux côtières. Toutefois, les rejets provenant des activités industrielles telles que les installations produisant de l'énergie fournissent des ressources en sel supplémentaires, cet effet est même encore plus important si l'eau est déversée dans une rivière ou dans un lac.

1.3.4 Résidus de combustion et sous-produits

La combustion de combustibles fossiles s'accompagne de la production d'un ensemble de résidus et de sous-produits. Le terme sous-produit est généralement utilisé pour désigner les produits qui peuvent être vendus sur le marché (le gypse provenant de la désulfuration des fumées par exemple). Selon leur origine, les résidus provenant d'une installation de combustion peuvent être triés en déchets directement liés au procédé de combustion ou en déchets générés par l'exploitation de l'installation et ses équipements tels que le broyeur à charbon ou les équipements de traitement des eaux. Les résidus directement liés au procédé de combustion des combustibles fossiles sont les résidus ainsi que les cendres volantes et pulvérulentes, générés par la désulfuration des fumées : dans l'Union Européenne, environ 55 millions de tonnes de déchets solides ont été produits par la combustion du charbon. Par exemple, en 1999 environ 31 millions de tonnes ont été utilisés (55,3 %). Les 24 millions de tonnes restants ont été éliminés.

- **Cendres pulvérulentes et/ou mâchefer** : les cendres pulvérulentes sont un matériau non combustible qui se dépose dans la partie inférieure de la chaudière et qui reste sous la forme de cendres

meubles. Si les températures de combustion dépassent la température de fusion des cendres, elles resteront à l'état de fusion jusqu'à ce qu'elles soient drainées, sous forme de mâchefer, de la partie inférieure de la chaudière.

- **Cendres du lit fluidisé :** l'exploitation d'une installation de combustion en lit fluidisé pour un combustible solide tel que le charbon, mais aussi pour brûler des biomasses et de la tourbe est liée à la production de cendres qui se composent des matériaux usagés du lit et des cendres du combustible. Les cendres sont retirées de la grille de la chambre de combustion en lit fluidisé.

- **Cendres volantes :** les cendres volantes représentent la partie de matériau non combustible qui sort de la chaudière avec les fumées. Elles sont collectées à partir d'un équipement de réduction des particules comme par exemple un électrofiltre ou un filtre à manches, mais aussi de différentes parties de la chaudière telles que l'économiseur et le préchauffeur d'air. La plus grosse partie des cendres est produite par la combustion du charbon et du lignite, suivi par la combustion de la tourbe et de la biomasse tandis que les installations utilisant des combustibles gazeux produisent de très petites quantités de cendres. La quantité de cendres produite à partir d'une installation de combustion utilisant un combustible liquide est bien plus importante que celle des chaudières alimentées au gaz, mais par rapport à la quantité de cendres résultant de la combustion du charbon, les quantités restent peu importantes.

- **Résidus de la désulfuration des fumées et sous-produits :** les combustibles fossiles tels que le charbon, la tourbe et le fioul contiennent des quantités variables de soufre. Pour éviter les émissions élevées de dioxines de soufre dans l'atmosphère, les grandes installations de combustion (en particulier les installations supérieures à 100 MW_{th}) sont généralement équipées d'installation de désulfuration des fumées (FGD). Les différentes techniques de désulfuration actuellement utilisées génèrent un grand nombre de résidus et de sous-produits. Les épurateurs à calcaire/chaux par voie humide par exemple produisent du gypse comme sous-produit tandis que les systèmes d'épuration par procédés semi-secs produisent un mélange de sorbants non réagi (chaux, calcaire, carbonates de sodium, carbonates de calcium par exemple), des sels sulfurés et des cendres volantes comme résidus.

Les cendres et les résidus de désulfuration des fumées sont de loin les quantités de déchets les plus importantes provenant des grandes installations de combustion. Ces résidus sont partiellement mis en décharge ou peuvent être utilisés à différentes fins tels que servir d'additifs à la production de ciment et de béton, d'un adjuvant de béton ou d'asphalte. Ils peuvent être utilisés pour stabiliser des déchets et comme ingrédient dans de nombreux autres produits.

Sous-produit des installations de désulfuration, le gypse est largement utilisé dans la production de panneaux de gypse et représente une contribution importante et en augmentation de la demande en gypse. Mais le gypse naturel y contribue également.

À côté des déchets qui proviennent directement du procédé de combustion et qui sont produits en grandes quantités, de plus petits volumes de déchets sont générées par l'exploitation de l'installation et des équipements.

Exemples types de déchets :

- **résidus provenant du nettoyage de la chaudière :** résidus générés au cours de la maintenance du gaz et de l'eau de la chaudière y compris par le préchauffeur d'air, l'économiseur, le surchauffeur, la cheminée, le condenseur et les équipements annexes. Au niveau des gaz, les résidus de combustion tels que les suies et les cendres volantes qui se déposent sur la surface des équipements doivent être retirés périodiquement. Au niveau de l'eau, le tartre et les produits de corrosion qui se sont déposés dans la chaudière doivent être retirés ponctuellement à l'aide de solutions acides et alcalines.

- **rejets provenant du broyage des combustibles solides :** les combustibles solides tels que le charbon et le lignite sont normalement réduits en taille de sorte à permettre de les souffler dans la chaudière. Au cours du broyage du charbon, tous les cailloux et les pyrites (un minéral à base de fer) doivent être séparés du flux du combustible. Ce résidu solide peut être éliminé avec les cendres pulvérulentes.

- **boue issue du traitement de l'eau d'appoint :** les déchets provenant du traitement de l'eau d'appoint pour le cycle de vapeur. Plusieurs traitement de l'eau d'appoint de la chaudière sont possibles : la sédimentation, la floculation, l'adoucissement, le filtrage et l'osmose. Ces méthodes de traitement entraînent la génération de boues d'épuration.

- **résines échangeuses d'ions** : ces résines échangeuses d'ions sont utilisées pour traiter les eaux d'appoint de la chaudière.
- **catalyseurs usés provenant des procédés de réduction sélective catalytique** : les catalyseurs de SCR sont utilisés pour réduire les émissions d'oxydes d'azote à l'atmosphère. En raison de la désactivation, ces catalyseurs doivent être remplacés de façon périodique (après plusieurs années d'utilisation). Aujourd'hui, différents procédés existent pour la régénération des catalyseurs
- **boue d'épuration des eaux usées** : boue produite en traitant les flux d'eaux usées d'une grande installation de combustion
- **déchets de laboratoire** : des petites quantités de déchets générés dans le laboratoire, par exemple, en analysant des échantillons de combustibles, des prélèvements d'eau, des sous-produits, des résidus, etc.
- **autres résidus** : d'autres résidus incluent ceux résultant des huiles usagées et des équipements contenant de l'huile, des équipements contenant des PCB et des déchets provenant du traitement du combustible (lavage du charbon par exemple).

La plupart des résidus et des sous-produits cités précédemment provenant du procédé de combustion (cendres par exemple) et du procédé de désulfuration (gypse par exemple) et tout autre résidu provenant de l'installation de combustion constituent un risque potentiel pour l'environnement. Les cendres provenant d'une chaudière à charbon par exemple contiennent des éléments tels que le silicium, l'aluminium, le fer, le calcium, le magnésium, le potassium, le sodium et le titane ainsi que les métaux lourds tels que l'antimoine, l'arsenic, le baryum, le cadmium, le chrome, le plomb, le mercure, le sélénium, le strontium, le zinc et d'autres métaux.

La législation actuelle de l'U.E concerne plusieurs des résidus cités précédemment, qui sont des déchets produits dans les installations de combustion. Toutefois, pendant plusieurs décennies, l'industrie a cherché à minimiser la production de résidus et/ou à les réutiliser dans différents secteurs industriels (industrie du ciment et de la construction) pour que les quantités de déchets mis en décharge soient réduites. Conformément à la Directive du Conseil 75/442/EC et à ses amendements, cette action est bénéfique pour l'environnement car l'utilisation des résidus comme matières premières aide à conserver les ressources naturelles et à réduire la quantité totale de déchets qui seront émis.

En ce qui concerne les cendres pulvérulentes et les cendres volantes provenant de la combustion du charbon, elles contiennent différents éléments issus du sol et associés au charbon. L'une des caractéristiques les plus remarquables est que la plus grosse partie de ce matériau est en poudre ou frittée et que la plupart des éléments sont stockés dans une matrice de verre. Selon la classification officielle des déchets nationaux et internationaux, il appartient à la catégorie des résidus inertes, inactifs ou non dangereux (par exemples les déchets non dangereux dans la liste européenne de déchets – Décision 2001/118/EC et fait également partie de la liste « verte » suite à la décision de l'OCDE C (92)39/final).

On sait également que certains sous-produits tels que le gypse provenant d'une installation de désulfuration (le gypse a été classé comme non dangereux dans la liste européenne des déchets - Décision 2001/118/EC) représentent une part importante du marché du gypse et qu'ils servent de matière première à la production de panneaux de gypse. Ces efforts entrepris par l'industrie aident à réduire les effets croisés et les risques de dommages pour l'environnement.

1.3.5 Émissions sonores

Le bruit et les vibrations sont des problèmes courants qui se posent dans les grandes installations de combustion, spécialement les turbines à gaz qui ont un potentiel d'émissions sonores élevé. Le bruit provenant d'une installation émis dans l'environnement voisin a été à l'origine de nombreuses plaintes par le passé et nous allons essayer d'en définir les causes et de trouver des approches permettant de prévenir et de réduire les émissions sonores ainsi que les vibrations.

Les sources les plus importantes de bruit viennent du transport et de la manutention des combustibles, des résidus et des sous-produits, de l'utilisation de grosses pompes et de ventilateurs, des soupapes de sécurité, des techniques de refroidissement et bien sûr des chaudières, des turbines à gaz et à vapeur ou des moteurs stationnaires. Le bruit et les vibrations peuvent être mesurés de différentes façons, mais généralement le détail est spécifique au site et tient compte de la fréquence du son et de l'emplacement des zones résidentielles (récepteurs sensitifs).

L'impact du bruit émis par une installation de combustion se limite à un petit périmètre autour du site. Le problème le plus fréquent, notamment au cours de la nuit, peut être la nuisance sonore causée aux habitants à proximité de l'usine. C'est la raison pour laquelle, dans certains pays, les niveaux sonores nocturnes sont plus stricts.

1.3.6 Émission de substances radioactives

Conformément à l'article 2.1 de la directive IPPC, les substances radioactives naturelles ne sont pas considérées comme des substances concernées par la directive IPPC. Toutefois, le groupe de travail technique sur les grandes installations de combustion a décidé d'inclure dans la partie générale de ce document certaines informations sur l'émission des substances radioactives naturelles libérées par la combustion de combustibles fossiles.

Notons cependant que les émissions de substances radioactives naturellement présentes dans la plupart des combustibles fossiles ne sont pas considérées comme un problème environnemental clé dans le cadre de l'échange d'informations sur les MTD pour les grandes installations de combustion et nous ne les décrivons pas plus en détail. Néanmoins, au cours des dernières années, les européens (notamment les individus vivant à proximité de grandes installations de combustion) se méfient de plus en plus des émissions radioactives liées à l'utilisation de combustibles fossiles et notamment liées à la combustion de quantités importantes de charbon. Toutefois, en pratique, les émissions atmosphériques de substances radioactives d'une centrale électrique ou d'une cheminée données ont été quasi indétectables par rapport aux rayonnements ambiants naturels.

En fait, après la combustion du charbon, du lignite ou de la tourbe, la plupart des substances radioactives restent dans les cendres. Un examen de la radioactivité des matériaux solides passant dans les centrales électriques a montré que plus de 90 % de la radioactivité du charbon était retenue dans les cendres. Seul un faible pourcentage de la radioactivité peut être décelé dans les produits de désulfuration des fumées tels que le gypse de la FGD. La concentration de radionucléides dans les cendres est déterminée par la concentration de radionucléides dans le charbon, par sa teneur en cendres et par les conditions de la centrale électrique. En raison de la teneur en cendres, les concentrations en nucléides radioactifs naturels dans les cendres volantes dépassent les concentrations en charbon avec un pourcentage allant de 2 à 15 %. Les résultats des mesures internationales de l'activité radioactive dans les cendres volantes produites par la combustion du charbon vont de 60 à 1 000 Bq/kg. Les valeurs moyennes vont de 90 à 180 Bq/kg avec une valeur maximale de 1 000 Bq/kg pour la famille de l'uranium et de 70 à 150 Bq/kg avec une valeur maximale de 290 Bq/kg pour la famille du thorium.

Les cendres de tourbe sont utilisées comme remblai, pour l'architecture paysagère, comme béton et comme matériau de base pour la construction de routes. Elles peuvent également être mises en décharge ou entassées. L'exposition à la radiation liée à la manutention et à l'utilisation des cendres de tourbe a été estimée à l'aide d'indices d'activité. Dans les cendres de tourbe, les concentrations en radionucléides sont de 20 à 25 fois plus élevées que dans la tourbe seule. Les concentrations en radium et en thorium sont de la même magnitude que celles des sols et des roches. Les concentrations en uranium (jusqu'à 1 000 Bq/kg) sont en moyenne 25 fois supérieures à celles du sable et du gravier.

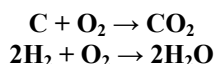
2 TECHNIQUES COURANTES DE PRODUCTION D'ENERGIE

2.1 Principes de combustion

Une chaudière nécessite une source de chaleur dont la température est suffisamment élevée pour produire de la vapeur. Les combustibles fossiles, lorsqu'ils sont utilisés pour produire de la vapeur, sont généralement brûlés dans le foyer ou la chambre de combustion de la chaudière. Les générateurs de vapeur pourraient également utiliser de l'énergie thermique sous forme de chaleur perdue issue d'un autre procédé.

La combustion peut être définie comme la combinaison chimique rapide de l'oxygène avec les éléments combustibles d'un combustible. Il existe juste trois éléments chimiques combustibles importants : le carbone, l'hydrogène et le soufre. Le soufre est en général la source de chaleur la moins importante.

Le carbone et l'hydrogène, lorsqu'ils sont complètement brûlés avec l'oxygène, sont transformés en CO_2 et H_2O selon les réactions suivantes :



L'air est la source d'oxygène habituelle des foyers de chaudière. Ces réactions de combustion sont exothermiques et la chaleur ainsi libérée s'élève à environ 32 800 kJ/kg de carbone brûlé et à environ 142 700 kJ/kg d'hydrogène brûlé. L'énergie des combustibles fossiles ne peut pas être calculée uniquement par la somme de l'énergie provenant de la teneur en hydrogène et en carbone car l'énergie chimique de la formation moléculaire doit également être prise en compte. Le soufre, mais aussi d'autres éléments contenus dans les combustibles, contribuent à libérer de l'énergie. Comme l'eau est libérée sous forme gazeuse lors de la combustion, la teneur en eau du combustible réduit la chaleur transférable au générateur de vapeur. Cette énergie est définie comme le « pouvoir calorifique inférieur » (PCI). Le PCI peut être comparé au « pouvoir calorifique supérieur » (PCS) qui est défini pour tous les produits de combustion dans des conditions standards (1 bar, 25 °C). La plus grande partie de l'énergie supplémentaire est uniquement disponible avec la condensation du H_2O gazeux provenant des gaz de combustion en H_2O liquide à des températures inférieures au point de rosée de l'eau, c'est-à-dire moins de 40 °C.

L'objectif d'une combustion réussie consiste à libérer toute sa chaleur tout en réduisant les pertes dues aux imperfections de la combustion et aux débits d'air superflus. L'association des éléments combustibles et des composés du combustible avec l'oxygène nécessite que la température soit suffisamment élevée pour enflammer les constituants, un bon mélange ou turbulence ainsi qu'un temps suffisant pour une combustion complète.

Dans un foyer de chaudière (exempt de tout travail mécanique), l'énergie thermique issue de la réaction des éléments combustibles avec l'oxygène dépend des derniers produits de la combustion, mais pas de toutes les combinaisons intermédiaires qui peuvent survenir lors du procédé visant à atteindre le résultat final.

Une simple démonstration de cette loi est la réaction de 1 kg de carbone avec de l'oxygène pour produire une quantité spécifique de chaleur. La réaction peut s'effectuer intégralement en une étape pour former du CO_2 , ou, sous certaines conditions, elle peut être réalisée en deux étapes : tout d'abord, en formant du CO , qui produit une quantité de chaleur très inférieure, et ensuite, par la réaction du CO pour former du CO_2 . Cependant, la somme de la chaleur libérée dans les deux étapes est identique aux 32 800 kJ/kg obtenues lorsque le carbone est brûlé en une seule étape pour former le CO_2 .

Le fait que le carbone puisse réagir de ces deux façons avec l'oxygène est de la plus grande importance dans la conception de l'équipement de combustion. Les méthodes de combustion doivent garantir un mélange complet du combustible et de l'oxygène pour assurer que tout le carbone brûle en CO_2 , et non pas en CO . Si cette exigence n'est pas respectée, le rendement de combustion et la quantité de chaleur libérée par le combustible connaîtront des pertes sensibles car seulement 28 % environ de la chaleur disponible dans le carbone est libérée si du CO se forme plutôt que du CO_2 .

2.2 Techniques générales de combustion

Le présent chapitre s'adresse aux personnes qui souhaitent acquérir une compréhension générale de l'industrie ainsi que pour les personnes qui sont intéressées par les liens étroits entre les procédés industriels et les thèmes abordés dans les sections ultérieures.

2.2.1 Conversion de la chaleur du combustible

Dans cette partie, les informations sont uniquement donner de façon synthétique pour donner une vue d'ensemble des différentes techniques de combustion. Si nécessaire, les procédés spécifiques de combustion sont abordés plus en détail dans les chapitres concernant les combustibles. Les techniques de combustion sont en règle générale appliquées autour de la pression atmosphérique, mais il est également possible de les développer pour une pression supérieure. Dans tous les systèmes de combustion, l'énergie du combustible (le pouvoir calorifique net) est convertie à presque 100 % en chaleur. Ce rendement de conversion est appelé « utilisation du combustible » et limite le rendement global de tous les procédés.

Généralement, dans la plupart des applications, cette chaleur combustible nette libérée est transférée, puis appliquée dans les procédés de vapeur. Le carbone imbrûlé dans les cendres, le CO et les COV, contiennent les pertes de l'énergie combustible au cours du procédé de combustion.

Dans les procédés de gazéification des combustibles solides ou liquides, la chaleur est libérée en deux étapes : la première étape correspond à la gazéification du combustible et la seconde étape, lorsque le gaz produit est brûlé. Dans les systèmes sous pression, toute la chaleur libérée peut être directement appliquée aux turbines à gaz ou aux moteurs à combustion après l'épuration des gaz.

L'extraction de combustibles gazeux (ou liquides) spécifiques conduit à des produits spécifiques, que l'on peut trouver par exemple, dans les raffineries et non pas dans les grandes installations de combustion.

Le choix du système utilisé dans une installation repose sur les charges, la disponibilité des combustibles et les contraintes énergétiques de l'installation de production d'électricité. Les installations utilisant ces systèmes ont également besoin que d'autres procédés auxiliaires pour être utilisé en soutien de la production électrique. Ces procédés auxiliaires pourraient comprendre des opérations de soutien comme le traitement du charbon et le contrôle de la pollution. [21, US EPA, 1997].

2.2.2 Combustion de combustibles solides pulvérisés

Dans plus de 90 % de la capacité des systèmes de combustion de combustibles solides, le combustible est pulvérisé avant la combustion. Deux configurations générales sont possibles :

- **foyer à cendres pulvérulentes** : ce type de foyer fonctionne à des températures bien inférieures au point de fusion des cendres par rapport à la qualité des cendres. Pour éviter toute scorification, la température des cendres doit être assez faible pour ne pas coller à la paroi, et les cendres recueillies au fond restent solides. Pour de plus amples informations, reportez-vous au chapitre 4 sur les systèmes de combustion au charbon.
- **foyer à cendres fondues** : ce type de foyer fonctionne à des températures supérieures au point de fusion des cendres pour garantir la formation de cendres liquides avec une fluidité suffisante pour s'écouler le long des parois protégées. Les cendres liquides sont trempées dans un collecteur rempli d'eau. Ce type de foyer est souvent utilisé pour les combustibles dotés de caractéristiques de combustion médiocres, et il implique le recyclage des cendres volantes. La co-combustion des déchets est souvent plus simple dans les foyers à cendres fondues. Pour de plus amples informations, reportez-vous au chapitre 4 sur les systèmes de combustion pour un combustible spécifique.

2.2.3 Combustion en lit fluidisé

Pour ce type de foyer FBC (Fluidised Bed Combustion, en français : Combustion en Lit Fluidisé), le combustible solide doit en général être grossièrement broyé. Les fines particules jailliraient du lit fluidisé et les grosses particules arrêteraient la fluidisation.

Les petites installations fonctionnent à pression atmosphérique et à fluidisation statique. Avec une taille de chaudière supérieure, l'application de la combustion en lit fluidisé circulant représente la solution préférée. Pour utiliser l'intégralité du foyer, l'extraction volumique des particules, la séparation par cyclone et le recyclage des grosses particules vers le lit font partie intégrante de l'installation. Quelques

installations pilotes de type FBC fonctionnent sous des pressions supérieures en intégrant une turbine à gaz pour la détente des fumées. Ces systèmes sont appelés PFBC (Pressurised Fluidised Bed Combustion, en français : Combustion en Lit Fluidisé sous pression). La technologie PFBC est à l'heure actuelle en cours de développement. Pour de plus amples informations, reportez-vous au chapitre 4 et 5 sur les systèmes de combustion au charbon et à la biomasse.

2.2.4 Combustion en couche

Dans la combustion en couche, le combustible utilisé doit être de taille plus petite que le système de grille. Les particules du combustible qui sont trop petites passent à travers la grille sans être brûlées et les particules qui sont trop grosses ne sont pas complètement brûlées lorsqu'elles passent à travers la grille. Vous obtiendrez ultérieurement de plus amples informations sur les systèmes de combustion au charbon ou à la biomasse.

2.2.5 Combustion au gaz et au fioul

Les systèmes de combustion au gaz et au fioul représentent le concept de base pour la combustion pulvérisée. Alors que les combustibles gazeux sont directement brûlés avec de l'air, les combustibles liquides sont pulvérisés dans le foyer par le biais des buses, créant de très petites gouttelettes, atomisées par de la vapeur à haute pression, et produisant une grande quantité de composés volatils. Seuls les fiouls lourds contiennent des quantités importantes de cendres. Tous les combustibles liquides et gazeux propres peuvent être brûlés par des brûleurs situés dans la partie inférieure du foyer. Vous obtiendrez ultérieurement de plus amples informations sur les systèmes de combustion au gaz et au fioul.

2.2.6 Gazéification

Les petites installations de gazéification qui fonctionnent à pression atmosphérique sont souvent utilisées pour la biomasse à proximité des sites de collecte de biomasse. De plus, les gaz provenant des procédés de gazéification naturelle des décharges de déchets sont utilisés après avoir été collectés. Dans les deux cas, les gaz sont brûlés dans des petits moteurs à combustion ou dans différentes applications.

La liquéfaction de combustibles solides est plus complexe et a été appliquée dans les raffineries afin de produire du pétrole secondaire destiné aux applications de transport.

Dans les procédés de gazéification, les combustibles gazeux, liquides et les combustibles solides restants sont des produits bruts.

Pour les grandes centrales électriques, la gazéification est plus intéressante sous pression et dans des conditions de températures élevées car la conversion directe de la chaleur en électricité est possible dans les turbines à gaz et indirectement dans les turbines à vapeur ou avec la combinaison des deux (cycles combinés). Les dimensions et le prix de ces systèmes ne sont généralement pas compétitifs par rapport à la production d'électricité à partir de charbon ou de fioul lourd. Pour de plus amples informations, reportez-vous aux chapitres 5 et 8 sur les systèmes de gazéification pour un combustible spécifique.

En principe, tous les types de foyer de combustion de combustibles solides peuvent être utilisés avec des mesures supplémentaires relatives aux procédés de gazéification. Le principal risque à éviter est la production d'un mélange de combustible et d'air dans une plage de concentration présentant un danger d'explosion. Les produits intermédiaires sous forme de gaz combustibles et de combustibles secondaires liquides volatilisés peuvent être utilisés dans les turbines à gaz ou les moteurs à combustion. Pour la combustion directe de combustibles solides gazéifiés en turbines à gaz, un dépoussiérage et une désulfuration des gaz hautement efficaces sont requis. Les procédés de séparation onéreux, nécessaires dans les raffineries, sont quant à eux inutiles. Cela revêt un intérêt commercial lorsque les prix des combustibles gazeux et liquides sont élevés par rapport à ceux des combustibles solides. Dans les deux cas, le procédé de gazéification nécessite une grande quantité de l'énergie du combustible, réduisant ainsi le rendement global. Cette perte de rendement peut être diminuée par la production de vapeur, en utilisant la chaleur perdue du gazéifieur. Néanmoins, la combustion des combustibles gazéifiés produit moins d'électricité que le gaz naturel dans les turbines à gaz ou les cycles combinés.

2.3 Conversion directe

2.3.1 Généralités

La détente directe des gaz (de combustion) chaud sous pression dans les turbines à gaz et les moteurs à combustion permet la production d'énergie mécanique et donc, d'énergie électrique. De tels systèmes ont été développés à partir de systèmes mobiles et ils sont souvent appliqués sur des sites isolés comme des îles, ou dans des turbines à gaz sur des réseaux de distribution de gaz. Le transfert de chaleur de combustion à température élevée en vapeur avec une température restreinte est associé à des pertes exergetiques. C'est pourquoi les systèmes à température plus élevée fournissant un rendement électrique supérieur sont de plus en plus intéressants. Ces technologies peuvent être démarrées très rapidement et peuvent ensuite résoudre les pointes de charge, stabiliser la fréquence ou fournir de la tension. En outre, ces technologies n'ont pas nécessairement besoin d'eau pour le refroidissement. Elles peuvent néanmoins être associées aux procédés vapeur, par exemple un cycle combiné, afin d'augmenter le rendement global.

Comme le rendement électrique varie avec la température ambiante, les données de tous les systèmes qui convertissent la chaleur en électricité sont calculées sous des conditions normales.

2.3.2 Moteurs à combustion

Les moteurs à combustion ont un ou plusieurs cylindres dans lesquels se produit la combustion des combustibles. Les moteurs convertissent l'énergie chimique des combustibles en énergie mécanique dans une conception semblable à celle du moteur d'une voiture. Le moteur est relié à l'arbre de l'alternateur et fournit l'énergie mécanique qui permet à l'alternateur de produire de l'électricité. Les moteurs à combustion interne des centrales électriques sont généralement conçus pour fonctionner sur des cycles à deux ou quatre temps.

Les moteurs à combustion sont de petite taille ou de taille moyenne, leur puissance variant de 2 MW à plus de 50 MW. Ils sont plus efficaces que les turbines à gaz. De plus, les coûts d'investissement sont faibles, ils sont faciles à transporter et peuvent produire de l'électricité presque immédiatement, dès leur mise en route. C'est pourquoi les moteurs à combustion interne sont plus souvent utilisés pour de faibles charges et pour assurer une alimentation de secours. [21, US EPA, 1997].

Certains moteurs (« lents à deux temps ») peuvent atteindre plus de 40 MWe. Une puissance de 30 MWe n'est plus exceptionnelle. Ces moteurs étaient dérivés des systèmes mobiles produisant de l'énergie mécanique pour les applications de transport comme les camions, trains et bateaux. Dans le secteur de la fourniture d'électricité, cette énergie mécanique est convertie en énergie électrique par un alternateur. Cette technique est souvent appliquée à l'alimentation de secours. Comparée aux turbines à gaz, la combustion n'est pas continue, mais elle se produit dans des chambres de combustion fermées. Lors de la combustion, la pression et la température augmentent considérablement, ce qui permet aux petites installations de bénéficier d'un rendement de conversion élevé. La plupart des systèmes utilisent du carburant diesel ou du fioul lourd comme combustible liquide, mais l'utilisation des combustibles gazeux est également possible. Les moteurs à combustion qui fonctionnent avec du fioul lourd sont des solutions rentables pour la fourniture d'électricité en base pour des sites isolés tels que des îles.

2.3.3 Turbine à gaz

Les turbines à gaz fonctionnent de façon similaire aux turbines à vapeur sauf que les gaz de combustion sont utilisés pour activer les aubes de turbine au lieu de la vapeur. Outre l'alternateur, la turbine commande également un compresseur tournant pour comprimer l'air, qui est ensuite mélangé aux combustibles gazeux ou liquides dans une chambre de combustion. Plus la compression est importante, plus la température et le rendement atteint dans une turbine à gaz sont élevés. Les gaz d'échappement de la turbine sont émis à l'atmosphère. Contrairement à la turbine à vapeur, la turbine à gaz ne dispose pas de chaudières ou d'alimentation en vapeur, de condenseurs ou d'un système d'élimination de la chaleur perdue. Les coûts d'investissement sont donc beaucoup plus faibles pour une turbine à gaz que pour une turbine à vapeur. Dans les applications de production électrique, les turbines à gaz sont généralement utilisées lors des pointes de charge, lorsqu'un démarrage rapide et des périodes courtes de fonctionnement sont nécessaires [21, US EPA, 1997].

Par rapport aux foyers, les turbines à gaz fonctionnent à pression élevée. Dans les turbines à gaz, seuls des combustibles propres peuvent être directement utilisés, principalement du gaz naturel avec souvent du carburant diesel comme appoint. Les combustibles contenant des cendres nécessitent des systèmes d'épuration des fumées à l'entrée de la PFBC ou une purification du gaz associée à la gazéification. Pour de plus amples informations, reportez-vous au chapitre 7 sur les systèmes de combustion au gaz.

Les turbines à gaz sont également utilisées en alimentation de secours et lors des pointes de charge, sur de le réseau électrique. Dans le cas des îles, les turbines à gaz fonctionnent avec un combustible liquide, principalement du carburant diesel en fonctionnement en base ou semi-base.

2.4 Procédés vapeur courants

2.4.1 Généralités

La plupart des centrales électriques fonctionnent en utilisant un procédé vapeur qui utilise l'énergie du combustible pour produire de la vapeur à une pression et une température élevées, toutes les deux nécessaires pour obtenir un rendement élevé. Le transfert de chaleur du combustible est utilisé pour faire évaporer l'eau de la chaudière et pour surchauffer la vapeur. Dans la turbine à vapeur, la vapeur se détend au travers de la chute de pression dans la turbine. Le taux de chute de pression dépend de la température moyenne de refroidissement. Plus la pression est basse, plus le rendement électrique est élevé. Le refroidissement est nécessaire pour condenser la vapeur.

Étant un liquide de compression, l'eau est l'élément qui consomme le moins d'énergie. L'eau d'alimentation de la chaudière est comprimée avant de retourner dans le cycle eau-vapeur. Les techniques de refroidissement sont appliquées pour supprimer l'énergie de condensation de la vapeur, par exemple pour les centrales électriques à condensation et pour les centrales électriques à cogénération ou centrales électriques à production combinée d'électricité et de chaleur.

2.4.2 Centrale électrique à condensation

Ces centrales électriques à condensation utilisent les sources de refroidissement ambiantes pour condenser la vapeur à la température disponible la plus basse et sous des conditions de vide.

Le refroidissement par l'eau de mer fournit ainsi le rendement maximal, suivi par le refroidissement direct par l'eau de rivière. Le refroidissement à l'aide d'un cycle de refroidissement intermédiaire ou de tours de refroidissement sèches est généralement la technique la moins efficace. Un gradient de température entre la vapeur et l'environnement est nécessaire pour limiter la consommation d'énergie lors du transport. Comme le rendement électrique varie avec la température ambiante, les données sont calculées sous des conditions normales.

2.4.3 Cogénération (Production combinée d'électricité et de chaleur)

Pour une production de chaleur rentable, des températures plus élevées sont nécessaires comparé à la température d'une centrale électrique à condensation. La première possibilité est le prélèvement de vapeur à plus haute pression. Cette vapeur est perdue pour la production d'électricité dans la turbine à vapeur à basse pression, mais la température est assez élevée pour fournir un réseau de chauffage urbain. La possibilité suivante pour la cogénération est de retirer la vapeur de la turbine à vapeur à basse pression avec une perte moins importante de la production électrique. La condensation, dans un système à contre-pression (au-dessus d'une atmosphère), récupère l'eau de la condensation de vapeur à plus de 100 °C. Les réseaux classiques de chauffage urbain nécessitent des températures entre 80 et 120 °C. Dans tous les cas, le prélèvement de chaleur à partir d'un circuit eau-vapeur optimisé réduit le rendement électrique. Lorsque la quantité de chaleur récupérée augmente, l'électricité perdue peut être utilisée comme de la chaleur exploitable. Le facteur habituel entre la chaleur récupérée pour le réseau de chaleur et électricité perdue est de sept. Avec des températures de prélèvement inférieures, ce facteur augmente. Mais les critères techniques et médicaux limitent la température la plus basse des réseaux de chaleur. Les taux d'utilisation classique des combustibles se situent entre 75 et 90 %, lorsque l'électricité et la chaleur de haute qualité sont combinées pour former une énergie unique.

La production combinée d'électricité et de chaleur et/ou la cogénération sont deux procédés semblables dans l'industrie et pour le chauffage urbain. L'application industrielle de la chaleur peut varier entre des températures élevées et faibles, supérieures à la température ambiante. En fonction des températures disponibles dans un procédé vapeur, la chaleur utilisée dans l'industrie peut être supérieure à la température du procédé vapeur, voire à la température de sortie de la turbine à gaz. Dans ce cas, la perte de chaleur industrielle peut être récupérée par un générateur de vapeur à récupération de chaleur pour produire de la vapeur pour une alimentation en chaleur de qualité inférieure.

Les procédés vapeur qui utilisent la chaleur émise par les gaz résiduels issus d'une turbine à gaz, d'un moteur à combustion ou la chaleur de condensation « perdue » d'une turbine à vapeur à contre-pression à la pression atmosphérique peuvent être récupérés pour des applications à faible température. Les mêmes

conditions qui sont fournies pour les applications de chauffage urbain s'appliquent pour une telle utilisation de la chaleur de condensation. En général, les applications industrielles ne sont pas limitées aux périodes hivernales qui rencontrent un accroissement de la demande pour le chauffage urbain. Ainsi, les applications industrielles sont plus rentables sous les mêmes équipements.

Si aucune alimentation en chaleur de qualité inférieure n'est disponible pour la cogénération dans l'industrie, seule la récupération pour la production d'électricité avec une centrale électrique à condensation est possible. Dans ce cas, l'utilisation de l'énergie combustible est limitée de façon semblable à la production d'électricité directe avec un générateur de vapeur à récupération de chaleur (HRSG). Pour cette production d'électricité, aucun autre combustible n'est nécessaire car la demande en chaleur du procédé principal exige l'intégralité du combustible. Uniquement avec l'augmentation de la température de vapeur par la combustion supplémentaire, la production d'électricité peut être optimisée pour un meilleur rendement. Cela montre que l'utilisation seule du combustible n'est pas une mesure efficace car elle ne mesure pas la qualité du procédé de cogénération.

La seule mesure fiable peut être l'exergie, appliquée dans l'industrie comme une mesure de qualité générale pour tous les types d'énergie.

Le tableau 2.1 fournit des informations sur la cogénération dans les 15 États membres de l'UE, et sur la cogénération comme un pourcentage de la production d'électricité totale et la production thermique au cours de l'année 1998.

État membre	Cogénération d'électricité (GWh)	Proportion de l'électricité thermique (%)	Proportion de l'électricité totale (%)
Belgique	3 410	9,6	4,1
Danemark	25 591	66,9	62,3
Allemagne	41 770	11,3	7,5
Grèce	981	2,3	2,1
Espagne	21 916	22,2	11,2
France	12 660	22,7	2,5
Irlande	404	2,0	1,9
Italie	44 856	21,6	17,3
Luxembourg	329	87,7	22,5
Pays-Bas	47 835	55,4	52,6
Autriche	14 268	76,2	24,8
Portugal	3 288	12,8	8,4
Finlande	25 128	75,6	35,8
Suède	9 544	95,5	6,0
Royaume-Uni	18 644	7,4	5,2
Ensemble des 15 États Membres de l'UE	270 624	21,0	10,9

Tableau 2.1 : cogénération dans les 15 États Membres de l'UE et cogénération comme un pourcentage de la production d'électricité totale et thermique au cours de l'année 1998
[186, Eurostat, 2001], [187, Eurostat, 2002]

2.5 Cycle combiné

2.5.1 Généralités

L'utilisation des turbines à gaz par des sociétés du service public est désormais reconnue au niveau industriel, et la température des gaz résiduels est autour des 500 °C ou plus. Cette température crée la possibilité d'appliquer un procédé à cycle vapeur supplémentaire. De tels systèmes optimisent les procédés gaz et vapeur pour optimiser le rendement électrique. Les principes du cycle combiné peuvent également être appliqués aux moteurs à combustion.

De nos jours, les systèmes à cycle combiné sont également utilisés pour la cogénération (production combinée de chaleur et d'électricité) avec une récupération de chaleur à contre-pression de l'énergie de condensation. Comme le rendement électrique varie avec la température ambiante, les données sont calculées sous des conditions normales.

2.5.2 Combustion supplémentaire des turbines à gaz à cycle combiné et réalimentation (repowering) des centrales électriques existantes

Les turbines à gaz à cycle combiné fonctionnent au maximum du rendement électrique en pleine charge. Avec 10 à 20 % de combustion supplémentaire du générateur de vapeur à récupération de chaleur (HSRG), le rendement global commence à diminuer, mais il reste plus élevé que dans le cas de l'ajout d'une chaudière séparée. C'est pour cela que la combustion supplémentaire d'un HSRG est souvent utilisée pour le fonctionnement du chauffage à pointe de charge réduite dans le chauffage industriel et urbain.

De nos jours, on aborde moins la réalimentation (repowering) des centrales électriques existantes à charbon/fioul/gaz qui utilisent un procédé à vapeur avec une turbine à gaz supplémentaire. Le principal avantage d'une telle installation est l'espace réduit nécessaire pour une turbine à gaz et la flexibilité élevée de tels systèmes.

Les applications connues ont commencé avec les « Kombianlagen » (centrales combinées) dans lesquelles les gaz d'échappement de la turbine à gaz étaient utilisés dans le générateur de vapeur comme air de combustion avec du gaz ou du charbon comme combustible pour la chaudière à vapeur. Associée sous la forme d'un système existant avec du charbon pour la chaudière à vapeur et avec du gaz pour la turbine à gaz, cette dernière reste souple.

La réalimentation (repowering) des centrales électriques existantes avec des turbines à gaz ou des moteurs alternatifs augmentera le rendement électrique. L'objectif est de produire de l'électricité, mais aussi de profiter de la chaleur sensible des gaz d'échappement générés lors de la combustion du gaz naturel dans la turbine, augmentant ainsi le rendement énergétique du combustible. La réalimentation (repowering) d'une centrale thermique existante peut également s'effectuer en installant des moteurs alternatifs et en profitant de la chaleur sensible des gaz d'échappement générés par, par exemple l'utilisation d'un cycle combiné avec alimentation en eau. De plus, cela implique une augmentation de la puissance électrique de l'installation. La réalimentation (repowering) bénéficie des principaux équipements et composants existants ainsi que d'équipement auxiliaire et de l'infrastructure existants. Les centrales électriques utilisent de l'air préchauffé par les gaz d'échappement pour augmenter le rendement. Dans les centrales combinées, la chaleur perdue de la turbine à gaz est utilisée à cette fin, et le préchauffage de l'air, dans le cas de l'air comprimé, est limité par la chaleur adiabatique de compression.

La réalimentation (repowering) peut être utilisée pour améliorer le rendement d'une chaudière existante (de 40 à 45 % par exemple). Il peut être utile d'améliorer le rendement énergétique des installations existantes lorsqu'une augmentation de la capacité évite la construction de nouvelles installations. La turbine à gaz et la chaudière peuvent être couplées de différentes façons en fonction de la situation réelle.

2.6 Éléments typiques d'un cycle de vapeur

Le procédé de production d'électricité à partir de vapeur se compose de quatre parties : un sous-système de chauffe (combustible pour produire la vapeur), un sous-système de vapeur (chaudière et système de fourniture de vapeur), une turbine à vapeur (figure 2.1) et un condenseur (pour la condensation de la vapeur utilisée).



Figure 2.1 : turbine à vapeur moderne d'une centrale électrique au charbon
[165, NWS, 2001]

La chaleur pour le système est généralement fournie par la combustion du charbon, du gaz naturel ou du fioul. Le combustible est pompé dans le foyer de la chaudière. Les chaudières produisent de la vapeur soit dans le réservoir sous pression dans les petites chaudières, soit dans le réseau de tuyauterie en mur d'eau (figure 2.4) dans les centrales modernes et les chaudières industrielles. D'autres éléments de la chaudière, ou qui lui sont associés, comme le surchauffeur, le réchauffeur, l'économiseur et le réchauffeur d'air), améliorent le rendement de la chaudière.

Les déchets émis par le procédé de combustion comprennent des gaz d'échappement, mais aussi des cendres lorsque du charbon ou du fioul est utilisé comme combustible.

Une vapeur à température et pression élevées est produite dans la chaudière, puis pénètre dans la turbine à vapeur comme le montre de façon schématique la figure 2.2. À l'autre extrémité de la turbine à vapeur se trouve le condenseur, qui est maintenu à une température et pression faibles. La vapeur qui sort de la chaudière à forte pression vers le condenseur à faible pression active les aubes de turbine qui mettent en route le générateur électrique.

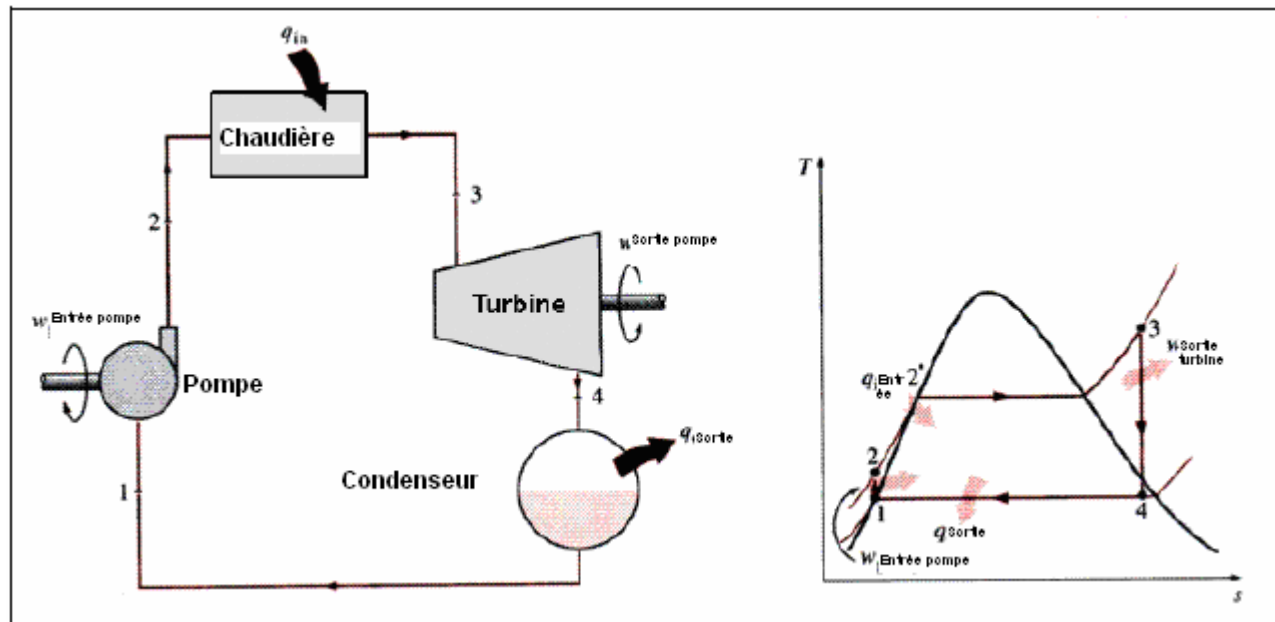


Figure 2.2 : schéma d'un cycle de combustion idéal
[54, Cortés and Plumed, 2000], [55, Çengel and Boles, 1994], [56, Rogers and Mayhew, 1967]

La vapeur se détend progressivement. Par conséquent, la turbine est plus large à l'extrémité d'où sort la vapeur. Le rendement thermique théorique de l'installation dépend du niveau élevé de la température et de la pression dans la chaudière ainsi que du niveau bas de la température et de la pression dans le condenseur.

Vous trouverez une figure montrant le cycle Brayton qui décrit le procédé de la turbine à gaz dans l'Annexe 10.1.3 du présent document.

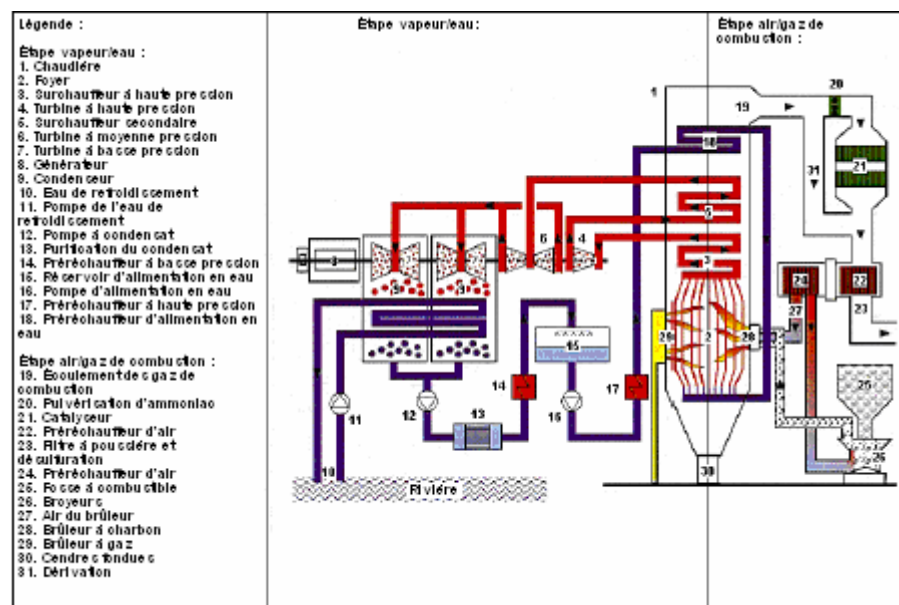


Figure 2.3 : concept éventuel d'une centrale électrique
[113, Verbundkraft, 2002]

La vapeur à basse pression qui sort de la turbine entre dans le condenseur à calandre, puis elle est condensée dans les tubes du condenseur. Les tubes du condenseur sont maintenus à une température basse par la circulation de l'eau de refroidissement. Le condenseur est nécessaire pour garantir un fonctionnement optimal en fournissant un collecteur à basse pression pour la vapeur d'échappement. Lorsque la vapeur est refroidie pour être condensée, le condensat est transporté du système d'alimentation en eau de la chaudière vers la chaudière, où il est réutilisé. Étant un liquide incompressible à volume réduit, l'eau du condensat peut être efficacement refoulée par une pompe dans la chaudière à haute pression.

Une circulation suffisante et constante de l'eau de refroidissement à basse température dans les tubes du condenseur est requise pour conserver une pression correcte dans le condenseur (côté vapeur) et pour garantir une production électrique efficace. L'eau de refroidissement est réchauffée par le biais du procédé de condensation. Si le système de refroidissement est un système ouvert ou à passage unique, cette eau chaude est renvoyée dans le réservoir d'alimentation en eau. Dans un système fermé, l'eau chaude est refroidie par recirculation dans les tours de refroidissement, lacs ou bassins, où la chaleur est libérée dans l'air par évaporation et/ou transfert de la chaleur sensible. Si un système de refroidissement à recirculation est utilisé, seule une petite quantité d'eau d'appoint est nécessaire pour compenser les pertes dues à l'évaporation et à l'opération de purge des tours de refroidissement, qui doit être rejetée régulièrement afin de contrôler la formation des solides. Comparé à un système à passage unique, un système recirculé utilise environ un vingtième de l'eau. [21, US EPA, 1997].

2.6.1 La chaudière

Trois types de chaudières sont généralement utilisés : à circulation naturelle, à circulation forcée et monotubulaires, qui détiennent près de 70 % du marché international actuel des chaudières monotubulaires. La figure 2.4 montre les différences majeures entre le concept de chaudière à circulation naturelle et de chaudière monotubulaire.

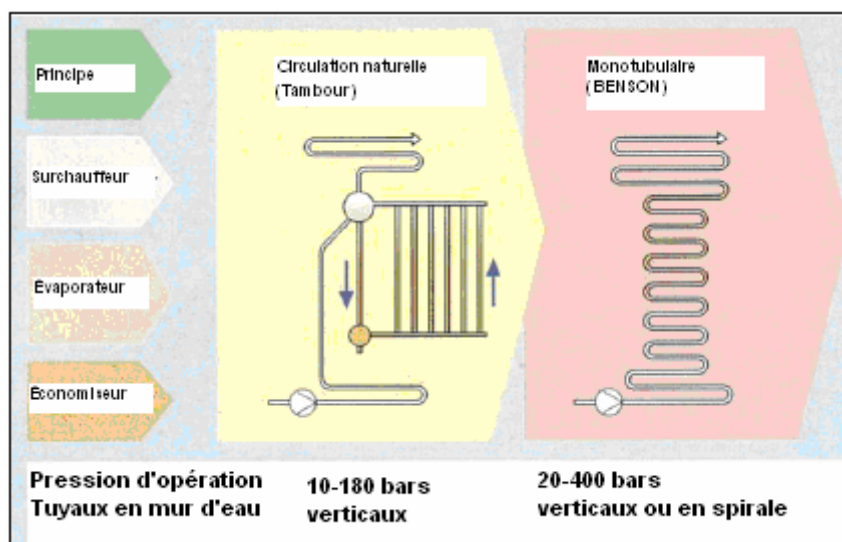


Figure 2.4 : concept de la chaudière à circulation naturelle et de la chaudière monotubulaire [80, Siemens, 2000]

Dans les chaudières à circulation naturelle, la différence de densité entre la vapeur à haute température et l'eau/vapeur à basse température est utilisée pour créer une circulation naturelle. Dans les chaudières à circulation forcée, outre la différence de densité, la circulation est renforcée par des pompes de circulation. Dans les chaudières monotubulaires, le débit d'eau est déterminé par la pompe d'alimentation et l'eau s'évapore lors d'un passage unique. Une chaudière monotubulaire présente les avantages suivants :

- la production de vapeur est possible quelle que soit la pression ;
- rendement optimal atteint grâce aux paramètres de vapeur supercritiques ;
- rendement de la centrale élevé, même avec des charges partielles ;
- temps de démarrage courts ;
- fonctionnement à pression variable avec de grandes fluctuations de charge ;
- adaptée pour tous les combustibles disponibles sur le marché mondial.

Composants de la chaudière

La chaudière, ou le générateur de vapeur, est une combinaison de l'économiseur, l'évaporateur, le surchauffeur et le réchauffeur :

- Économiseur : après le circuit eau/vapeur, l'eau d'alimentation est chauffée dans l'économiseur à une température de 10 °C inférieure au point de saturation. L'économiseur est le premier échangeur de

chaleur de la chaudière qui collecte la chaleur à partir des fumées à température plus basse à la sortie de la chaudière.

- **Évaporateur** : dans la chambre de combustion, l'énergie chimique du combustible est libérée et transférée dans la chaudière et les parois de l'échangeur de chaleur vers le circuit eau/vapeur. L'eau chauffée est alors vaporisée dans l'évaporateur de la chaudière en, au minimum, une vapeur saturée pour les conditions de pression sous-critique du cycle eau/vapeur, ou en vapeur surchauffée pour des conditions supercritiques. Les tubes de l'évaporateur constituent généralement les parois de la chambre de combustion et ils sont alignés verticalement ou en spirale. Quelques centrales modernes fonctionnent avec une pression eau/vapeur supercritique, c'est-à-dire une pression supérieure au point critique dans le diagramme eau-vapeur. À pression supercritique, la conversion survient sans transition de phase. L'énergie de l'évaporation est donc nulle et seul un pic de la capacité thermique représente le changement dans le fluide continu.
- **Surchauffeur** : le surchauffeur utilise la partie des fumées à la température la plus élevée de la chaudière pour produire de la vapeur surchauffée. La vapeur surchauffée a une température largement supérieure à la température de condensation dépendante de la pression. De telles températures sont nécessaires afin de faciliter la forte chute de pression dans la turbine à vapeur, évitant ainsi que de la condensation n'apparaisse lors de la détente de la vapeur dans la turbine à vapeur à haute pression. La détente de vapeur s'accompagne d'une chute de pression et d'une baisse adiabatique de la température de vapeur. Une partie de cette vapeur détendue est purgée et utilisée pour transférer de la chaleur vers l'eau d'alimentation.
- **Réchauffeur** : le volume de la vapeur est réchauffé par les fumées dans les systèmes du réchauffeur afin d'extraire davantage de travail et d'atteindre un rendement supérieur dans la turbine à vapeur à pression moyenne suivante. Pour optimiser le rendement, les centrales supercritiques utilisent souvent une étape de double réchauffe avant que de la vapeur ne pénètre dans la turbine à vapeur à faible pression.

2.6.2 Turbine à vapeur

Dans la turbine à vapeur, l'énergie thermique de la vapeur est convertie en travail mécanique (par exemple, la rotation de l'arbre de turbine). Cela se produit entre le point d'entrée de la vapeur et le condenseur, et la détente de la vapeur est utilisée comme énergie motrice. Lors de cette détente de la vapeur adiabatique, la température de la vapeur diminue en association avec une chute de pression d'environ 300 à 0,03 bar pour les grandes installations de combustion modernes. Du fait de la grande différence de pression, la détente de vapeur se déroule normalement en trois étapes : les étapes de haute pression (HP), de moyenne pression (MP) et de basse pression (BP) des turbines à vapeur. Dans la plupart des cas, ces étapes permettent de réchauffer la vapeur dans les réchauffeurs avant de pénétrer à nouveau l'étape de pression la plus basse dans la turbine à vapeur.

2.6.3 Condenseur

Enfin, dans le condenseur situé en aval de la partie à basse pression de la turbine, la vapeur est condensée en eau (condensat). Après la détente dans la turbine à vapeur, un peu d'énergie cinétique et de condensation reste dans la vapeur et ne peut pas être transmise à l'énergie mécanique. Les systèmes de condensation efficaces permettent de réduire la pression de la turbine à vapeur largement en deçà de la pression atmosphérique (vide jusqu'à 0,03 bar en fonction de la température moyenne de refroidissement et le débit massique de l'eau de refroidissement). Cela permet d'améliorer l'extraction de l'énergie mécanique à partir de la détente de la vapeur dans la turbine.

2.6.4 Système de refroidissement

Les techniques de refroidissement sont appliquées pour supprimer l'énergie de condensation de la vapeur, c'est-à-dire l'énergie du procédé qui est inutilisable du point de vue thermodynamique. Pour de plus amples informations sur les techniques de refroidissement, reportez-vous au BREF sur le refroidissement.

2.6.5 Coûts spécifiques des différentes installations de centrales électriques

Vous trouverez des informations sur les coûts spécifiques des différentes installations et conceptions des centrales électriques dans [166, Müller-Kirchenbauer, 1999], [163, Müller-Kirchenbauer, 2001]. Les installations et conceptions présentées correspondent à des concepts qui sont importants pour les besoins actuels en production électrique mondiale ou qui ont des perspectives d'utilisation future (c'est-à-dire des conceptions qui sont déjà sur le marché ou qui y seront sous peu, mais aussi des conceptions avec de hauts rendements et dont la faisabilité est techniquement prouvée). En ce qui concerne l'épuration des fumées, les chiffres des coûts prennent également en compte les coûts du dépoussiérage et de la désulfuration (FGD). La part des coûts pour le lavage des fumées est supérieure en ajoutant l'application

de mesures appropriées (comme la SCR) pour réduire les émissions de NO_x, qui sont des techniques standard dans de nombreuses installations de combustion en fonctionnement aujourd'hui. La figure 2.5 décrit les coûts d'investissement totaux (en US\$) et la ventilation des coûts par poste pour neuf installations de centrales électriques.

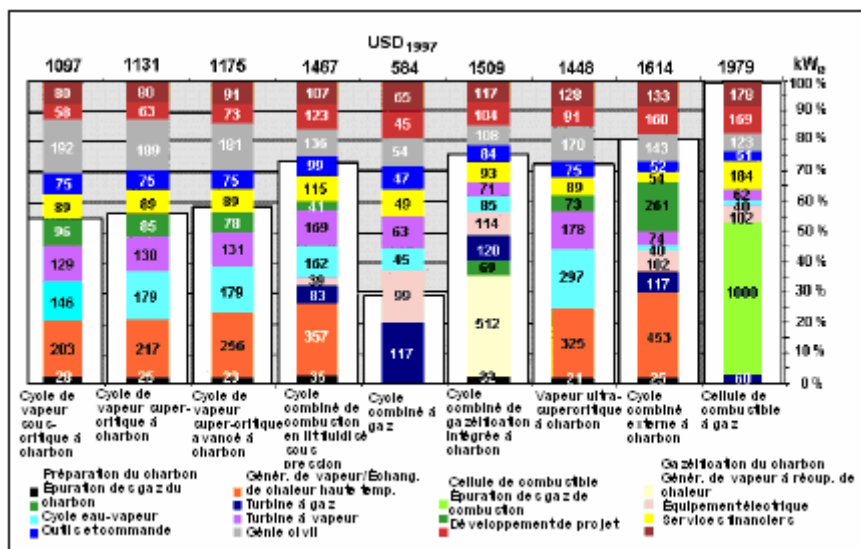


Figure 2.5 : investissements spécifiques et leur structure pour une sélection de concepts de centrales électriques
[163, Müller-Kirchenbauer, 2001]

Il existe des différences importantes dans la maturité de ces concepts. Par exemple, les centrales électriques à cycle vapeur sous-critique fonctionnent dans le monde entier depuis des dizaines d'années et ont été perfectionnées et sans cesse développées alors que d'autres techniques sont encore en phase de recherche et développement. Le développement pas à pas de la technologie à cycle vapeur sous-critique a conduit aux générateurs de vapeur supercritiques qui combinent l'avantage de la haute disponibilité avec un rendement supérieur. Les générateurs de vapeur pour une vapeur à 580 °C et 260 bars sont en exploitation commerciale depuis plusieurs années, et la prochaine étape, qui consiste à augmenter ces paramètres à 600 °C et 300 bars, est en cours de mise en place.

L'expérience opérationnelle en matière de centrales électriques à cycle combiné à gaz sous application commerciale ne cesse également d'être approfondie. La combustion en lit fluidisé sous pression et les cycles combinés à gazéification intégrée sont utilisés dans plusieurs centrales pilotes et de démonstration. Cependant, les installations avec de la vapeur ultra-supercritique (700 °C et 375 bars), avec une combustion externe du charbon ou avec des piles à combustible nécessitent davantage de recherche et de développement. [166, Müller-Kirchenbauer, 1999], [163, Müller-Kirchenbauer, 2001].

2.7 Rendement

Il existe plusieurs façons de décrire le rendement d'une installation de combustion. C'est pour cette raison qu'il est nécessaire d'expliquer ce qu'est le rendement où comment il peut être défini, et sous quelles conditions il est mesuré. Il existe également de nombreux principes telles que [48, VDI, 1998], [52, BSI, 1974], [51, DIN, 1996] décrivant les essais de réception et les mesures de certains rendements.

Les rendements définis ci-dessous [48, VDI, 1998] doivent être compris comme des rendements à une certaine puissance électrique et sous un mode opérationnel normal, c'est-à-dire que la centrale électrique est gérée en mode de production journalière (par exemple, le nombre de broyeurs, de brûleurs, avec ou sans calorifère). Ils sont calculés à partir des valeurs moyennes mesurées, obtenues à partir des valeurs enregistrées sur une certaine période.

2.7.1 Rendement de Carnot

Le rendement idéal d'un procédé thermique, aussi appelé le « rendement de Carnot » est une mesure de la qualité de la conversion de la chaleur en travail entre deux niveaux de température. Le rendement de Carnot peut être représenté comme suit :

$$\eta_c = 1 - T_0/T$$

Ici, T_0 est la température ambiante et T la température à laquelle la chaleur est produite ou amenée, toutes les deux étant exprimées en Kelvin ($T(K) = T(^{\circ}C) + 273,15$). La figure 2.6 compare le rendement idéal (de Carnot) aux rendements qui sont vraiment obtenus par les techniques de combustion (thermique) actuellement utilisées.

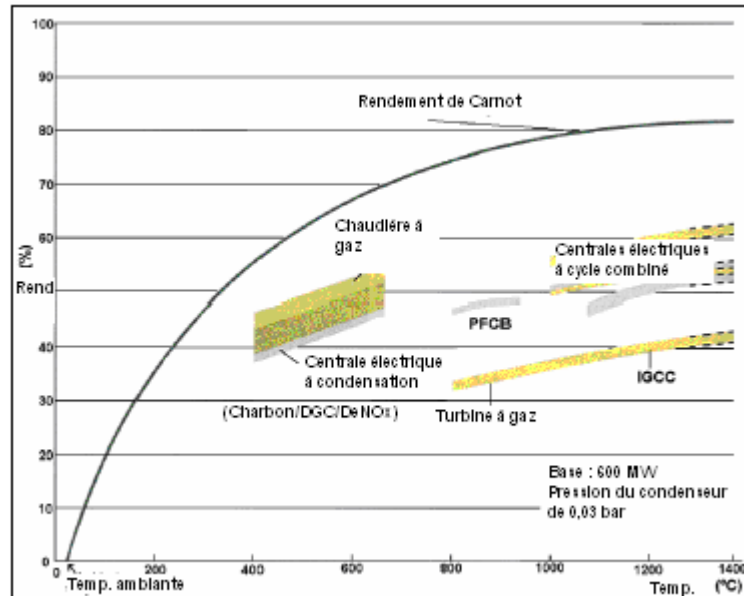


Figure 2.6 : rendement idéal (Carnot) par rapport aux rendements vraiment obtenus par les techniques de production d'énergie thermique actuellement utilisées

2.7.2 Rendement thermique

La définition du rendement thermique prend uniquement en compte le procédé du cycle réel qui est utilisé dans la centrale électrique. Le rendement correspond au rapport entre la puissance mécanique utile et le flux de chaleur transmis au fluide du procédé de cycle (généralement de l'air ou de l'eau).

Dans ce contexte, la puissance mécanique utile correspond à la puissance mécanique de la turbine, lorsque la pompe d'alimentation est activée par une turbine qui est elle-même activée grâce à la vapeur détendue de la principale turbine. Comme la pompe à condensat permet également d'augmenter la pression, on considère qu'elle fait partie de la pompe d'alimentation du point de vue thermodynamique. Sa puissance mécanique doit donc être soustraite de la puissance mécanique de la turbine. Du point de vue thermodynamique, la puissance mécanique de la turbine correspond dans ce cas à la puissance provenant du débit massique de vapeur et de la différence d'enthalpie. Si la pompe d'alimentation est activée par un moteur électrique, la puissance mécanique utile est alors égale à la différence entre la puissance mécanique de la turbine moins les puissances d'activation de la pompe d'alimentation et de la pompe à condensat. Cela s'applique également lorsque la pompe d'alimentation est activée directement par l'arbre de turbine. Le flux de chaleur transmis au procédé correspond au flux de chaleur transmis au cycle eau/vapeur.

Dans le cas d'un procédé de turbine gaz/vapeur combiné, la puissance mécanique utile correspond à la puissance mécanique de la turbine à vapeur plus la puissance mécanique de la turbine à gaz, lorsque la pompe d'alimentation est activée par une turbine qui fonctionne avec la vapeur détendue. Toutefois, la puissance d'une pompe à condensat doit être soustraite de ceci. Si la pompe d'alimentation est activée par un moteur électrique, la puissance mécanique utile est alors égale à la différence entre la puissance mécanique de la turbine et la puissance d'activation de la pompe d'alimentation et de la pompe à condensat. Le flux de chaleur transmis au procédé du circuit dans un procédé de turbine gaz/vapeur est égal au flux de chaleur transmis à l'air dans la chambre de combustion de la turbine à gaz, plus le flux de chaleur transmis au cycle eau/vapeur dans le générateur de vapeur par combustion. Dans une chaudière à chaleur perdue, le flux de chaleur transmis au cycle eau/vapeur est égal à zéro [48, VDI, 1998].

2.7.3 Rendement global

La définition du rendement global prend en compte l'ensemble de la centrale électrique, telle que décrite dans la figure 2.7. Ainsi, le rendement global correspond au rapport entre la puissance électrique nette et l'énergie fournie grâce au combustible. Selon cette définition, la puissance électrique est la puissance du côté haute tension du transformateur principal.

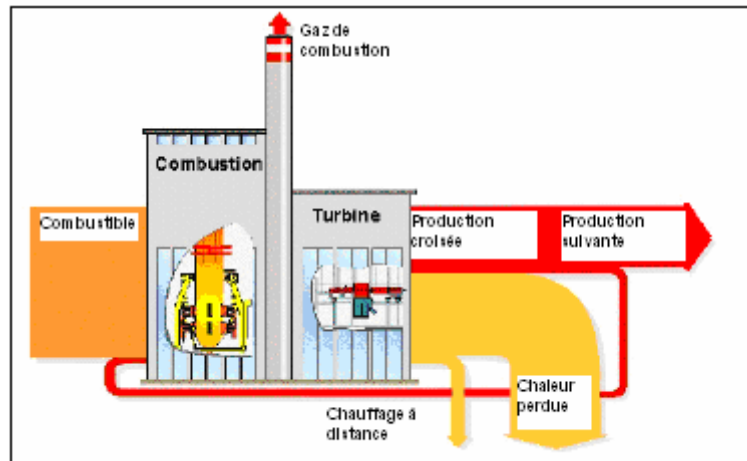


Figure 2.7 : transfert d'énergie dans une centrale thermique
[64, UBA, 2000]

2.7.4 Rendement global du soutirage de vapeur

Si de la vapeur est extraite dans une centrale électrique à des fins de chauffage ou d'utilisations dans des procédés industriels, cette vapeur n'est alors plus disponible pour produire de l'électricité. Pour pouvoir comparer le rendement global dans ce cas au rendement de la production électrique pure, la puissance électrique qui pourrait être obtenue à partir de la vapeur de chauffe extraite, si elle était détendue à la pression du condenseur, doit être ajoutée à la puissance électrique.

Pour le soutirage de la vapeur de chauffe, on utilise un facteur de correction pour la perte de puissance. De telles corrections peuvent être consultées dans les schémas présentés dans [48, VDI, 1998]. Dans ces schémas, la caractéristique de perte de puissance dépend de la température du flux, avec la température de retour comme étant un paramètre du chauffage à étage unique, à étage double et à étage triple. Les schémas s'appliquent aux pressions du condenseur de 30, 40, 70 et 80 mbars.

Dans le cas du soutirage de vapeur à usage industriel, le condensat peut uniquement être renvoyé au circuit de façon restreinte. Cela occasionnerait des schémas avec trop de paramètres. Mais l'influence du condensat retourné peut être distinguée de l'influence de la vapeur soutirée. La correction pour le soutirage de vapeur à usage industriel est aussi montrée dans les schémas présentés dans [48, VDI, 1998].

2.7.5 Concept et rendement de l'exergie

Comme l'électricité peut être convertie en chaleur (alors que le procédé inverse n'est, bien sûr, pas complètement possible), la valeur de l'électricité est supérieure à celle de la chaleur. Comme la chaleur contient une plus grande partie de l'énergie convertible à des températures supérieures qu'à des températures inférieures, la qualité de la chaleur à des températures supérieures est meilleure qu'à des températures inférieures. Ces éléments sont considérés par le concept de l'exergie qui exprime la convertibilité de l'énergie en termes qualitatifs. Elle peut être atteinte à l'aide des facteurs de qualité (FQ) qui fournissent la partie de l'exergie dans une quantité totale d'énergie. Le facteur de qualité de l'électricité et de l'énergie mécanique est de 1 (l'électricité est de l'exergie pure). Cependant, le facteur de qualité de la chaleur dépend de la température à laquelle elle est disponible. L'expression pour une unité de chaleur à la température T en travail est connue depuis longtemps. Elle est appelée le « facteur de Carnot » et a déjà été abordée dans le paragraphe 2.7.1. Le facteur de Carnot est, plus simplement, le facteur de qualité de la chaleur. Il est toujours inférieur à 1 et il est égal à 0 à température ambiante [49, Electrabel, 1996].

En appliquant des facteurs de qualité simples à l'intrant énergétique ($E_{\text{intrant énergétique}}$) et à l'extrait énergétique utile ($E_{\text{extrait énergétique utile}}$) d'un procédé, le rendement exergetique d'un procédé de combustion peut être calculé et comparé au rendement énergétique. Le rendement exergetique (η_{ex}) peut donc être exprimé comme suit (voir figure 2.8) :

$$\dot{\eta}_{\text{ex}} = \frac{\sum(FQ \cdot En_{\text{extrait énergétique utile}})}{\sum(FQ \cdot En_{\text{intrant énergétique}})}$$

En utilisant cette méthodologie, il est possible de comparer les rendements énergétique et exergetique, comme montré dans l'exemple suivant.

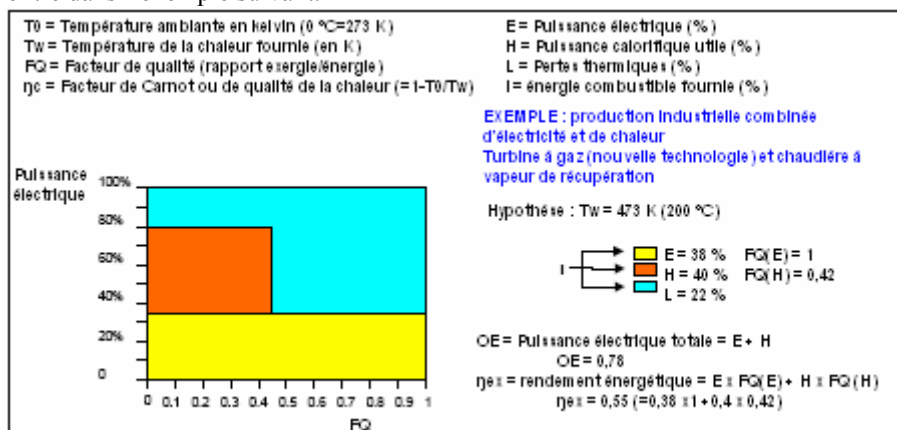


Figure 2.8 : exemple démontrant la méthodologie de calcul du rendement exergetique
 [49, Electrabel, 1996]

Les résultats de différents types de techniques de combustion sont présentés dans le tableau 2.2.

Technique de combustion	Énergie combustible fournie (= 100 %)	Extrant énergétique (électrique) (%)	Extrant calorifique utile (%)	Pertes externes (%)	T_W = Température de la chaleur fournie (en K)	Facteur de qualité de la chaleur ($FQ = 1/T_0/T$)	Facteur de qualité de l'électricité	Extrant énergétique totale (rendement énergétique)	Rendement exergetique η_{ex}
Type de production de chaleur : chaudière pour chauffage des locaux, où $T_W = 70^\circ\text{C}$ (343 K)	100	0	90	10	343	0,2	-	0,90	0,18
Type de production d'électricité : cycle combiné (technologie récente de cycle combiné à haut rendement)	100	55	0	45	-	-	1	0,55	0,55
Type de centrale à cogénération industrielle : chaudière à vapeur + turbine à vapeur à contre-pression, où $T_W = 200^\circ\text{C}$ (473 K) (vapeur à usage industriel)	100	20	60	20	473	0,42	1	0,80	0,45
Type de centrale à cogénération industrielle : cycle combiné avec prise de vapeur, où $T_W = 200^\circ\text{C}$ (473 K) (vapeur à usage industriel)	100	50	12	38	473	0,42	1	0,62	0,55
Type de centrale à cogénération industrielle : turbine à gaz (nouvelle technologie) avec chaudière à vapeur de récupération, où $T_W = 200^\circ\text{C}$ (473 K)	100	38	40	22	473	0,42	1	0,78	0,55
Type de centrale à cogénération industrielle : turbine à gaz avec chaudière à vapeur de récupération, où $T_W = 200^\circ\text{C}$ (473 K)	100	32	48	20	473	0,42	1	0,80	0,52
Type de centrale à cogénération industrielle : turbine à gaz avec chaudière à vapeur de récupération et turbine à vapeur à contre-pression, où $T_W = 200^\circ\text{C}$ (473 K)	100	35	45	20	473	0,42	1	0,80	0,54
Type de centrale de cogénération à petite échelle : moteur à gaz avec échangeur de chaleur, où $T_W = 70^\circ\text{C}$ (343 K) (pour le chauffage des locaux et les applications industrielles à petite échelle)	100	35	55	10	343	0,20	1	0,90	0,46

Tableau 2.2 : exemples de rendements énergétique et exergetique des différents types d'installations de combustion [49, Electrabel, 1996]

2.7.6 Influence des conditions climatiques sur le rendement

Le climat exprimé en termes de températures de bulbe sec et humide est une condition spécifique au site, qui revête une grande importance. Il influence à la fois les choix et le type de refroidissement ainsi que la température finale possible du procédé. La contradiction du refroidissement avec de l'air et/ou de l'eau repose sur le fait que lorsque la demande en refroidissement est importante, il devient plus difficile de respecter les exigences. Dans les zones où les températures de l'air et de l'eau élevées coïncident avec la disponibilité inférieure de l'eau pendant une partie de l'année, une certaine flexibilité opérationnelle du système de refroidissement peut s'avérer cruciale et peut être obtenue en combinant le refroidissement par eau et air. Toutefois, une certaine perte de rendement doit parfois être acceptée.

Pour atteindre la température finale requise, la température du fluide de refroidissement doit être inférieure au fluide qui doit être refroidi, mais cela dépend des températures de bulbe sec et humide. Une température de bulbe humide est toujours inférieure à une température de bulbe sec. La température de bulbe humide dépend de la température atmosphérique mesurée, de l'humidité et de la pression de l'air. Pour le transfert de chaleur latent (par évaporation), la température de bulbe humide est la température appropriée. C'est en théorie la température la plus basse à laquelle l'eau peut être refroidie par évaporation. Pour le transfert de chaleur sensible, la température de bulbe sec (air sec) est la température appropriée où l'air est l'agent de refroidissement.

Pour sélectionner le type et la conception du système de refroidissement, la température de conception est essentielle et se rapporte généralement aux niveaux estivaux des températures de bulbe sec et humide. Plus la différence entre ces températures est grande, plus les températures de bulbe sec sont élevées et plus il sera difficile d'atteindre des températures finales faibles avec les systèmes de refroidissement par air sec. Comme nous l'avons déjà mentionné, cela peut provoquer des pertes de rendement. Il est possible de prendre des mesures pour résoudre les pertes, mais elles nécessitent un certain investissement.

Par exemple, le tableau 2.3 montre la façon dont le choix d'un système de refroidissement sec ou humide peut affecter les pertes de rendement du procédé à cause du cycle de Carnot, pour différentes conditions climatiques en Europe. Dans cet exemple, on considère que l'approche du refroidissement sec s'élève à 4 K et cela doit être ajouté à la température de bulbe sec pour obtenir la température finale minimale de l'agent de refroidissement. L'approche du refroidissement sec est définie sur 12 K et cela doit être ajouté à la température de bulbe sec. Plus la différence entre la température de bulbe sec et la température de bulbe humide est importante, plus la perte de rendement est grande (dans cet exemple), et des pertes de 0,35 % par K en moyenne se produisent. En même temps, avec par exemple, une perte de rendement de 5 %, le rendement d'une centrale électrique classique s'élèverait à 38,6 % au lieu de 40 %.

Pays et installation ¹	Paramètre						
	Temp. de bulbe sec (1 %) ² (°C)	Temp. de bulbe humide (1 %) ² (°C)	Différence de température (K)	Temp. finale du système sec ³ (°C)	Temp. finale du système humide ⁴ (°C)	ΔT sèche-humide (K)	Perte de rendement ⁵ (%)
Grèce Athènes	36	22	14	48	26	22	7,7
Espagne Madrid	34	22	12	46	26	20	7,0
France Paris	32	21	11	44	25	19	6,7
Italie Rome	34	23	11	46	27	19	6,7
Autriche Vienne	31	22	9	43	26	17	6,0
Allemagne Berlin	29	20	9	41	24	17	6,0
Pays-Bas Amsterdam	26	18	8	38	22	16	5,6
France Nice	31	23	8	43	27	16	5,6
Royaume-Uni Londres	28	20	8	40	24	16	5,6
Allemagne Hambourg	27	20	7	39	24	15	5,3
Norvège Oslo	26	19	7	38	23	15	5,3
Belgique Bruxelles	28	21	7	40	25	15	5,3
Espagne Barcelone	31	24	7	43	28	15	5,3
Finlande Helsinki	25	19	6	37	23	14	4,9
Danemark Copenhague	26	20	6	38	24	14	4,9
Portugal Lisbonne	32	27	5	44	31	13	4,6
Royaume-Uni Glasgow	23	18	5	35	22	13	4,6
Irlande Dublin	23	18	5	35	22	13	4,6
Remarques : 1) les données fournies dans le tableau illustrent la variation du climat en Europe. Les autres références peuvent fournir des données légèrement différentes. Les données exactes et un site peuvent être analysés par un institut météorologique. 2) statistiquement, seul 1 % des températures maximales sont supérieures à ces données 3) approche de 12 K 4) approche du système humide : 4 K 5) perte de rendement de 0,35 % par K de ΔT en moyenne							

Tableau 2.3 : exemples de l'effet des conditions climatiques en Europe sur la perte de rendement des centrales électriques
[45, Eurovent, 1998]

2.7.7 Relation entre les questions de rendement et d'environnement

Selon [64, UBA, 2000], des augmentations de rendement ont les effets suivants sur la consommation de combustible, la chaleur perdue et les émissions :

Économies de combustible	$\Delta e = 1 - \frac{\eta_1}{\eta_2}$
Réductions de la chaleur perdue	$\Delta a = \frac{\Delta e}{1 - \eta_1}$
Réductions des émissions de CO ₂	$\Delta C = 1 - \frac{\eta_1}{\eta_2}$
Réductions des émissions de gaz polluants	$\Delta e = \frac{3.6 \cdot V_R \cdot x}{H_u} \cdot \left(\frac{1}{\eta_1} - \frac{1}{\eta_2} \right) \text{ (mg/kWh)}$
Variables :	
η_1	rendement avant amélioration
η_2	rendement après amélioration
V_R	volume de l'air par kg de combustible (m ³ /kg)
x	valeur limite (mg/m ³)
H_u	pouvoir calorifique inférieur (MJ/kg)

2.7.8 Pertes de rendement dans les installations de combustion

L'énergie thermique provenant de la combustion des combustibles fossiles est transmise au fluide de travail (vapeur). Lors de ce procédé, une partie de l'énergie est perdue dans les fumées. Les pertes totales liées à la production de vapeur dépendent du combustible (teneur en cendres et eau, pouvoir calorifique), de la capacité et du fonctionnement du générateur de vapeur, du mélange air-combustible, de la température finale des fumées et du mode d'exploitation. Le fonctionnement du générateur de vapeur nécessite une surveillance en continu. Les pertes de chaleur du générateur de vapeur peuvent être classées comme suit :

- les pertes par le biais des effluents gazeux, qui dépendent de la température des fumées, du mélange d'air, de la composition des combustibles et du niveau d'encrassement de la chaudière
- les pertes par le biais du combustible imbrûlé, dont l'énergie chimique n'est pas convertie. La combustion incomplète provoque l'apparition de CO et d'hydrocarbures dans les fumées
- les pertes par le biais des matières imbrûlées dans les résidus comme le carbone dans les cendres volantes et le mâchefer
- les pertes par le biais des cendres volantes et résiduelles depuis une chaudière à cendres pulvérulentes et des cendres volantes et mâchefers depuis une chaudière à cendres fondues
- les pertes par le biais de la conduction et de la radiation. Ces pertes dépendent essentiellement de la qualité de l'isolation du générateur de vapeur.

Outre les pertes de chaleur, la consommation en énergie nécessaire pour faire fonctionner les machines auxiliaires (transport des combustibles, broyeurs, pompes et ventilateurs, systèmes d'évacuation des cendres, nettoyage des surfaces de chauffe, etc.) doit également être prise en compte.

Une **combustion médiocre** réduit la viabilité économique, dégrade l'environnement et peut nuire à la sécurité de l'installation. Les paramètres suivants affectent la viabilité de l'installation et peuvent donc être contrôlés afin de conserver le rendement de l'installation aussi élevée que possible :

- composition des combustibles
- finesse du broyage
- composition des fumées (O₂, CO₂, CO)
- mélange d'air et débit volumique des fumées
- fuite d'air dans la chambre de combustion
- encrassement de la chaudière
- températures de l'air de combustion et des fumées
- comportement de la température sur les surfaces de chauffe
- réduction du tirage
- profil des flammes
- proportion de résidus dans les combustibles (pertes au recuit)

2.7.9 Mesures techniques génériques permettant d'améliorer le rendement des grandes installations de combustion

Cogénération (CHP)

La production de chaleur (vapeur à usage industriel ou chauffage urbain) et d'énergie électrique augmentent le rendement énergétique (utilisation des combustibles) à environ 70 - 90 %.

Combustion

Le combustible est mélangé à l'air, puis brûlé dans la chaudière. Il est impossible d'obtenir un mélange idéal entre le combustible et l'air. C'est pourquoi, il est nécessaire de disposer de davantage d'air pour une combustion stoechiométrique à fournir à la chaudière. D'autre part, un petit pourcentage du combustible ne se consume pas entièrement. La température des fumées doit être maintenue à un degré assez élevé afin d'empêcher la condensation des substances acides sur les surfaces de chauffe.

Carbone imbrûlé dans les cendres

L'optimisation de la combustion entraîne une quantité inférieure de carbone imbrûlé dans les cendres. Soulignons que les technologies de réduction de NO_x faisant appel à la modification de la combustion (mesures primaires) indiquent une tendance à l'augmentation du carbone imbrûlé (imbrûlés). L'augmentation du carbone imbrûlé pourrait également diminuer et nuire à la qualité des cendres volantes du charbon, mais aussi rendre difficile, voire empêcher, leur utilisation dans certaines applications, avec comme risque le manque de conformité aux spécifications et contraintes fixées par les normes nationales et européennes en vigueur.

Excès d'air

La quantité de l'excès d'air utilisé dépend du type de chaudière et de la nature du combustible. En général, un excès d'air de 12 à 20 % est utilisé pour une chaudière à charbon pulvérisé à cendres pulvérulentes. Pour des raisons de qualité de la combustion (relatives à la formation de CO et de carbone imbrûlé), mais aussi pour des raisons de corrosion et de sécurité (par exemple, les risques d'explosion dans la chaudière), il est souvent impossible de réduire davantage les niveaux d'excès d'air.

Vapeur

Les facteurs les plus importants dans l'amélioration du rendement sont : la température la plus élevée possible et la pression du fluide de travail. Dans les installations modernes, la vapeur partiellement détendue est réchauffée par une ou plusieurs étapes de réchauffe.

Température des fumées

La température des fumées qui sortent de la chaudière propre (en fonction du type de combustible) est généralement de 120 à 170 °C, à cause des risques de corrosion par les acides par la condensation de l'acide sulfurique. Cependant, certaines installations comportent parfois une deuxième section de réchauffeurs d'air permettant de réduire cette température au-dessous de 100 °C, mais avec des gainages spécifiques mis en place sur le réchauffeur d'air et la cheminée, ce qui fait que cette réduction n'est pas rentable du point de vue économique. Pour les centrales électriques sans cheminée, la température des fumées se situe entre 65 et 70 °C.

Vide dans le condenseur

Après avoir quitté la section à basse pression de la turbine à vapeur, la vapeur est condensée dans les condenseurs et la chaleur est libérée dans l'eau de refroidissement. Pour garantir une chute de pression maximale dans les turbines à vapeur, il est souhaitable de réduire le vide à un minimum. En général, le vide est imposé par la température de l'eau de refroidissement qui est inférieure dans des systèmes de refroidissement à passage unique que dans une tour de refroidissement. Le meilleur rendement électrique est obtenu grâce à un refroidissement par eau de mer ou par eau fraîche et à une pression du condenseur d'environ 3 kPa. L'option idéale consiste à utiliser de l'eau de mer ou de rivière, si possible.

Opérations par pression variable et par pression fixe

Dans les opérations par pression fixe, la pression en amont des turbines à tous les niveaux de charge reste plus ou moins constante par les modifications dans la section de passage de l'entrée de la turbine. Dans les opérations par pression variable avec la section de passage de l'entrée de la turbine à son maximum, la puissance fournie est régulée par les changements de la pression en amont des turbines.

Condensat et préchauffage de l'eau d'alimentation

Le condensat qui sort du condenseur et l'eau d'alimentation de la chaudière sont chauffés par la vapeur à une température de saturation légèrement inférieure à celle de la vapeur extraite. L'énergie thermique du

procédé de condensation retourne ainsi dans le système en réduisant la quantité de chaleur par ailleurs libérée depuis le condenseur, améliorant donc le rendement.

Les mesures d'optimisation prises pour améliorer le rendement des centrales électriques entre les années 1993 et 2000, ayant entraîné la réduction de 11 millions de tonnes de CO₂ par an, sont illustrées dans la figure 2.9.

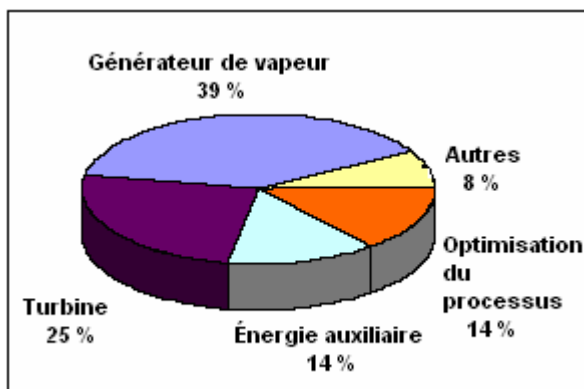


Figure 2.9 : améliorations du rendement des centrales électriques entre 1993 et 2000 [134, Hourfar, 2001]

3 PROCÉDES ET TECHNIQUES GÉNÉRALES DE RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DES GRANDES INSTALLATIONS DE COMBUSTION

Il existe plusieurs procédés, modifications d'équipements et de techniques qui peuvent être utilisés pour réduire les émissions des installations de combustion de production d'énergie. Pour éviter la redondance dans les chapitres dédiés aux combustibles, les techniques communes à la plupart des installations de combustion alimentées par des combustibles fossiles sont décrites dans ce chapitre.

Ce chapitre donne des descriptions et des informations détaillées sur les techniques, les procédés et les thèmes généraux suivants :

- les mesures primaires
- les techniques de réduction des émissions de particules
- les techniques de réduction des émissions d'oxyde de soufre
- les techniques de réduction des émissions d'oxyde d'azote
- les techniques combinées de réduction des émissions d'oxyde de soufre et d'oxyde d'azote
- les techniques de réduction des émissions de métaux lourds
- les techniques de réduction des autres polluants provenant de la combustion des combustibles fossiles
- les techniques de contrôle des rejets dans l'eau
- les techniques de contrôle des rejets dans le sol
- les techniques de refroidissement
- la surveillance et la déclaration des émissions
- les systèmes de gestion.

Les Meilleures Techniques Disponibles (MTD) pour la combustion des combustibles spécifiques (charbon et lignite, biomasse et tourbe, combustibles liquides, combustibles gazeux et co-combustion de déchets et de combustible récupéré) identifiées par le Groupe de Travail Technique sont abordées respectivement dans les chapitres 4 à 8.

Les différentes parties techniques à prendre en compte pour déterminer les MTD indiquées dans ces chapitres incluent des informations liées aux combustibles plus détaillées sur, par exemple, la façon dont les techniques ont été améliorées et diffèrent de la description générique. Elles fournissent également des données sur les niveaux d'émissions atteignables dans les sections dédiées aux combustibles. Cette approche a été utilisée pour limiter la répétition d'informations et permettre le transfert d'informations et de techniques dans les différents chapitres.

Sauf pour le système de management environnemental (SME), les MTD ne sont pas indiquées pour les procédés généraux décrits dans ce chapitre, mais les différents procédés et techniques généraux doivent être considérés pour déterminer les MTD et contribuent donc aux MTD décrites dans les chapitres 4 à 8. De plus, comme les techniques décrites dans ce chapitre sont aussi appropriées pour réduire les émissions globales, elles peuvent également influencer la façon dont les installations existantes peuvent être améliorées.

Le chapitre 3 devrait être utilisé conjointement avec les chapitres 4 à 8 pour donner une image complète des installations de combustion utilisant des combustibles fossiles et pour mettre en évidence les moyens dont l'impact sur l'environnement dans son ensemble peut être réduit.

De nombreux rapports, livres et autres documents sur la réduction des émissions (notamment dans l'air et dans l'eau), sur la génération de déchets et sur les options de recyclage des résidus sont à la disposition du public. En ce qui concerne les techniques actuellement utilisées pour réduire les émissions atmosphériques des grandes installations de combustion, la Commission Européenne (direction générale du transport et de l'énergie (DG Transport and Energy)) a publié un document technique détaillé sur l'épuration des fumées [33, Ciemat, 2000]. Il a été produit dans le cadre du Programme Thermie et constitue un document de référence pour la considération des techniques de réduction des émissions atmosphériques. Pour plus d'informations techniques, reportez-vous au document d'origine.

La réduction des émissions des grandes installations de combustion peut être gérée de différentes façons, mais d'une façon générale on distingue deux catégories de mesures : les mesures primaires et les mesures secondaires, où :

Les **mesures primaires** sont : des mesures intégrées visant à réduire les émissions à la source ou au cours de la combustion incluant :

- les mesures d'alimentation en combustible
- les modifications de la combustion.

Les **mesures secondaires** sont : des mesures prises au point de rejet, c'est-à-dire celles qui réduisent les émissions dans l'air, l'eau et les sols.

3.1 Quelques mesures primaires visant à réduire les émissions

3.1.1 Changement de combustible

La possibilité de passer d'un combustible solide à un combustible liquide ou gazeux ou d'un combustible liquide à un combustible gazeux n'est pas traitée dans ce document. La faisabilité d'un changement de combustible sur le plan technique, économique et politique est largement tributaire des circonstances locales. Toutefois, en général, l'utilisation de combustible ayant une faible teneur en soufre, en azote, en carbone, en mercure, etc. est une option à envisager.

Les installations de lavage du charbon restent une technique permettant de réduire les émissions de cendres et les émissions de dioxyde de soufre. Plus important encore, cela peut être une solution économique avantageuse pour un opérateur d'améliorer les émissions. Toutefois, les techniques de préparation du combustible sont principalement utilisées au niveau de la source d'approvisionnement et ne seront donc pas discutées plus loin, puisqu'elles se situent en dehors du périmètre de ce BREF.

3.1.2 Modifications de la combustion

Les additifs ajoutés dans le système de combustion supportent la combustion complète, mais ils peuvent également être utilisés comme des mesures primaires permettant de réduire les émissions de poussières, de SO₂, de NO_x et des éléments traces spécifiques aux combustibles.

Les mesures concernant la combustion sont possibles si l'on modifie la combustion et notamment :

- la réduction de capacité
- les modifications du brûleur
- les modifications de la combustion dans le foyer
- les modifications de l'air et du combustible (ex. recyclage des fumées, mélange préalable combustible-air, utilisation d'additifs, mélange du combustible, séchage, broyage fin, gazéification, pyrolyse).

Les mesures qui peuvent être appliquées pour modifier la combustion sont récapitulées dans le Tableau 3.1. Les détails de ces mesures primaires spécifiques au combustible et au système de combustion utilisés sont donnés dans les chapitres 4 à 8. Les mesures primaires concernant le moteur alternatif sont décrites dans les chapitres 6 et 7.

Modifications de la combustion	Réduction de capacité	Modifications de l'air et du combustible	Modifications du brûleur	Modifications de la combustion dans le foyer
Combustibles solides, réduction des émissions de PM	Un débit volumique inférieur et un excédent en oxygène plus important réduisent la température et la scorification	Préséchage, gazéification, pyrolyse du combustible, additifs pour combustible c'est-à-dire additifs à faible point de fusion pour foyer à cendres fondues avec élimination des cendres par voie humide (testé pour la combustion du charbon pressurisé pour les turbines à gaz)	Elimination des cendres par voie humide, brûleur cyclone dans un foyer à cendres fondues	Elimination des cendres par voie humide, foyer à cendres fondues ; combustion en lit fluidisé circulant, réduction des cendres grossières
Combustibles solides, réduction des émissions de SO ₂	Une température réduite diminue la volatilisation du soufre	Utilisation de combustible à faible teneur en soufre et d'additifs sorbants pour combustible, par exemple la chaux et le calcaire pour la combustion en lit fluidisé	Brûleur avec injection d'additif séparée	Over fire air (Air additionnel pour la combustion) Injection d'absorbants, par exemple du calcaire
Combustibles solides, réduction des émissions de NO _x (réduction de la production de NO _x)	Température réduite	Mélange et broyage plus fin du combustible, recyclage des fumées diminue la production de NO _x	Brûleur bas NO _x	Combustion étagée et recombustion (reburning)
Combustibles liquides, réduction des émissions de PM	Une température réduite diminue la scorification	Gazéification, pyrolyse du combustible, additifs pour la faible combustion des suies	-	Combustion optimisée
Combustible liquide, réduction des émissions de SO ₂	-	Utilisation d'un combustible faiblement soufré et d'additifs pour l'absorption	-	-
Combustible liquide, réduction des émissions de NO _x (réduction de la production de NO _x)	Température réduite	Recyclage des fumées	Brûleur bas NO _x	Combustion étagée* Recombustion (reburning) Injection d'eau et de vapeur**
Combustible gazeux, réduction des émissions de PM				Combustion optimisée
Combustible gazeux, réduction des émissions de SO ₂				

Combustible gazeux, réduction des émissions de NO _x (réduction de la production de NO _x)	Température réduite	Recyclage des fumées Pré-mélange air-combustible**	Brûleur bas NO _x	Combustion étagée*, *** Recombustion (reburning), injection d'eau et de vapeur**
Remarques : * ne concerne pas les turbines à gaz existantes ** ne concerne que les turbines à gaz *** La combustion étagée est utilisée de façons différentes dans les turbines à gaz et les foyers				

Tableau 3.1 : Mesures primaires de réduction des émissions [58, Eurelectric, 2001]

L'utilisation d'additifs au niveau du combustible peut être une mesure d'alimentation en combustible pour les petits systèmes de combustion ou une mesure primaire de combustion au niveau d'une grande installation de combustion. Quand elles s'appliquent, les mesures, nécessaires pour une combustion optimisée, visant à modifier le combustible des grandes installations de combustion, telles que le mélange du combustible, l'ajout d'additif au combustible, le broyage des combustibles solides sont décrites dans les chapitres 4, 5, 6 et 8. Les mesures, actuellement en cours de développement, concernant le combustible des grandes installations de combustion sont des techniques de préparation du combustible particulières. De plus, cela inclut des mesures permettant d'augmenter l'efficacité, telles que le pré-séchage de combustibles solides et la gazéification ou la pyrolyse de combustibles solides ou liquides avec la nécessité de d'épurer les fumées pour les applications à cycle combiné.

Lorsque la gazéification ou la pyrolyse sont utilisées, des produits intermédiaires tels que le gaz de charbon et le coke de pétrole sont également des combustibles secondaires. C'est la raison pour laquelle ils sont présentés avec les combustibles gazeux et solides dans les chapitres 4 et 6.

3.2 Techniques de réduction des émissions de particules

Au cours de la combustion de combustibles fossiles, la matière minérale (impuretés inorganiques) se transforme en cendres et quitte partiellement la chaudière sous forme de cendres volantes avec les fumées. Les particules en suspension dans les fumées sous forme de cendres volantes constituent les principales particules pénétrant dans le dispositif de réduction des particules. Les caractéristiques et la quantité de cendres volantes dépendent du combustible utilisé, par exemple, de la composition minérale du charbon et du type de combustion choisi. La performance du dispositif de réduction des particules est affectée par les modifications de la résistivité et de la cohésivité des cendres volantes qui dépendent de la minéralogie du charbon comme combustible et de la quantité de carbone imbrûlé contenue dans les cendres volantes. Le type de combustion affecte la distribution de taille des particules dans les cendres volantes et affecte donc les émissions de particules. Les fines particules peuvent également contenir des concentrations plus élevées de métaux lourds que les grosses particules. En effet, les fines particules ont une surface totale disponible plus importante sur laquelle les éléments traces (métaux lourds) tels que le mercure, peuvent se condenser.

Différentes technologies telles que les électrofiltres (ESP), les filtres à manches et les épurateurs par voie humide sont en principe utilisées pour éliminer les particules des fumées. Étant donné que les séparateurs de poussières mécaniques tels que les cyclones et les injections de SO₃ ne peuvent pas être utilisés seuls, ces techniques ne sont pas considérées ou décrites dans le présent document. La figure 3.1 présente les dispositifs de réduction particules actuellement utilisés.

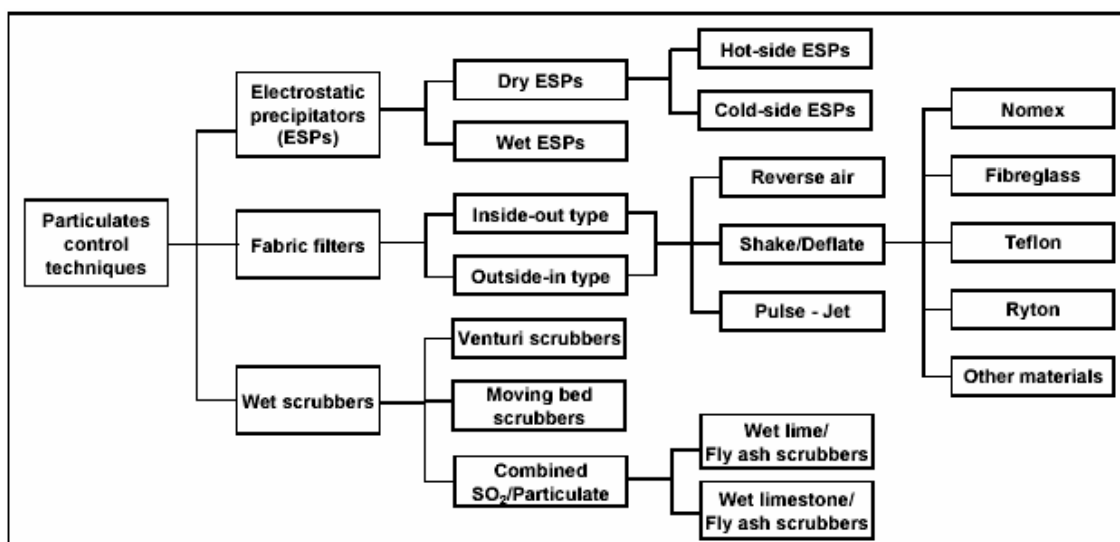


Figure 3.1 : Présentation des dispositifs de réduction des particules actuellement utilisés

Les électrofiltres ayant des électrodes fixes/rigides sont la technologie la plus importante actuellement utilisée. La partie froide de l'électrofiltre se situe après le préchauffeur d'air et fonctionne sur une plage de températures se situant entre 80 et 220°C. La partie chaude de l'électrofiltre se trouve avant le préchauffeur d'air où la température de fonctionnement se situe entre 300 et 450°C. Toutefois, les filtres à manches qui sont généralement utilisés sur une plage de température se situant entre 120 et 220°C ont été de plus en plus utilisés au cours de la dernière décennie. En ce qui concerne la durée de vie des manches, pour un filtre à manches utilisé dans une centrale électrique au charbon : entre 5 000 et 18 000 heures ont été estimées. En ce qui concerne l'électrofiltre, après 50 000 heures, des petites fissures au niveau des électrodes émettrices peuvent apparaître. Le choix entre l'utilisation d'un électrofiltre ou d'un filtre à manches dépend généralement du type de combustible, de la taille de l'installation, du type de chaudière et de la configuration. Ces deux technologies sont des dispositifs extrêmement efficaces pour l'élimination des particules qui est peut être améliorée davantage par le conditionnement des fumées. Pour l'élimination des cendres, la technique du filtre à manches n'est utilisée que dans certaines installations en Afrique du Sud, aux États-Unis, en Australie et en Pologne. L'électrofiltre associé à un filtre à manches est également utilisé pour réduire les PM₁₀, les PM_{2,5} et le mercure. Pour les charbons spécifiques, l'utilisation d'injection de SO₃ combinée à un électrofiltre est utilisée pour réduire les émissions de particules. Les épurateurs par voie humide, pour la réduction des poussières par exemple, sont beaucoup moins utilisés que les électrofiltres et les filtres à manches, surtout aux États-Unis. Leur consommation d'énergie peut être importante et ils atteignent généralement des efficacités d'élimination de particules plus faibles, notamment pour les fines particules, par rapport aux électrofiltres et aux filtres à manches. Ce n'est pas le cas pour les épurateurs par voie humide utilisés pour la désulfuration qui ont un impact supplémentaire sur la réduction sur les émissions de poussières.

3.2.1 Électrofiltres (ESP)

Les électrofiltres (ESP) sont largement utilisés dans les grandes installations de combustion et peuvent fonctionner sur une large plage de températures, de pressions et dans des conditions de teneurs en poussières vraiment différentes. Ils ne sont pas particulièrement sensibles à la taille des particules et collectent les poussières dans les deux conditions, sèches et humides. La résistance à la corrosion et à l'abrasion sont intégrées dès la conception [27, Theodore and Buonicore, 1992], [28, Soud, 1993], [29, Soud, 1995], [30, VDI, 1998], [33, Ciemat, 2000]. La Figure 3.2 montre le schéma type d'un électrofiltre.

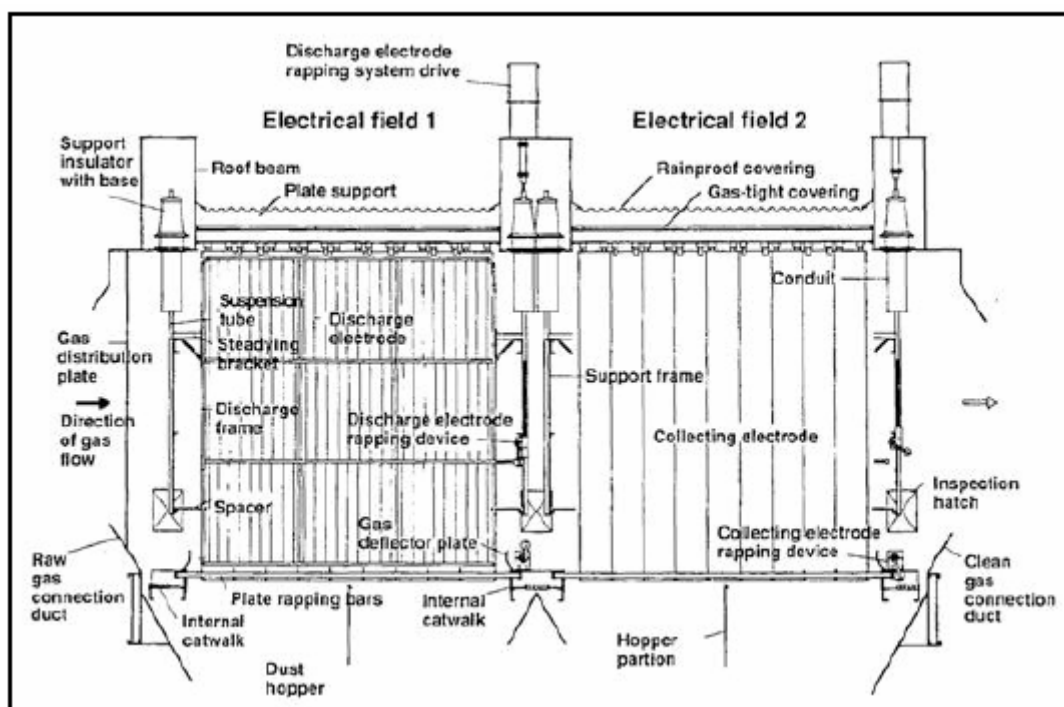


Figure 3.2 : Schéma type d'un électrofiltre

Remarque : seuls deux champs sont affichés, mais dans les GIC, les électrofiltres sont généralement utilisés avec trois à cinq champs en fonction des caractéristiques du combustible [36, Lurgi, 1999]

Un électrofiltre (ESP) se compose d'un caisson avec une trémie basse contenant des lignes de plaques constituant des passages à travers lesquels les flux de fumées circulent. Des électrodes émettrices alimentées avec un courant continu haute tension, fourni par un ensemble transformateur/redresseur, se situent dans la partie centrale de chaque passage. Le champ électrique est appliqué entre les électrodes par un petit courant continu à haute tension (100 kV). Le voltage appliqué est suffisamment élevé pour ioniser les molécules de gaz à proximité des électrodes, ce qui produit une couronne visible. Le flux d'ions gazeux provenant des passages de gaz des électrodes émettrices vers les plaques collectrices constituent ce que l'on appelle un courant de couronne.

Lorsqu'ils passent dans les fumées, les ions chargés heurtent et se lient à des particules de cendres volantes en suspension dans le gaz. Le champ électrique fait migrer les particules chargées hors du flux de gaz vers les plaques réceptrices, où elles sont collectées sous forme d'une couche. Les plaques sont régulièrement nettoyées par un système de frappe qui libère, dans les trémies, la couche, sous forme d'une masse agglomérée. En pratique, un électrofiltre est divisé en plusieurs zones individuelles (on utilise habituellement jusqu'à cinq zones). Dans la plupart des cas, l'électrofiltre est situé après le réchauffeur d'air ou l'économiseur et il est considéré comme une installation à face froide. Dans certains cas, il se situe avant le réchauffeur d'air pour bénéficier de la température plus élevée. Dans ce cas, il s'agit d'une installation à face chaude.

Les particules sont éliminées du flux gazeux en quatre étapes :

- par l'application d'une charge électrique aux poussières
- par le placement des poussières chargées dans un champ électrique
- par captage (agglomération) des poussières sur l'électrode collectrice
- par élimination des poussières de la surface de l'électrode.

La performance d'un électrofiltre obéit à la loi de Deutsch qui relie l'efficacité à la surface totale des électrodes collectrices, au débit volumique de gaz et à la vitesse de migration des particules. Ainsi, pour des poussières données, l'augmentation de la surface des électrodes collectrices est très importante, d'où la pratique courante d'utiliser un espacement plus large entre les électrodes. Cette pratique compte à son tour sur une bonne conception et un bon contrôle du redresseur.

L'industrie utilise un redresseur bien conçu, qui inclut l'utilisation de sections de redresseur séparées pour chaque champ ou portion de champ de l'électrofiltre. Cela permet à la tension appliquée d'être variée dans les zones d'entrée et de sortie pour tenir compte de la charge de poussières réduite vers la sortie et

permet de faire fonctionner les champs à des tensions progressivement plus élevées sans créer d'étincelles. Une bonne conception passe aussi par l'utilisation de systèmes de contrôle automatiques. Ils maintiennent la haute tension optimale (HV, high voltage) appliqué aux électrodes dans une zone particulière sans étincelles. Un moniteur automatique est utilisé pour appliquer la tension maximale sans étincelles et varie constamment la haute tension. Les approvisionnements fixes en haute tension ne sont pas susceptibles de fournir des efficacités de collecte optimales.

La résistivité (le contraire de la conductivité) des poussières est particulièrement importante. Si elle est trop faible, les particules atteignant l'électrode collectrice perdent facilement leur charge et les poussières peuvent être ré-entraînées. Lorsque les poussières ont une résistivité trop élevée, une couche isolante est formée sur l'électrode qui entrave la décharge normale de la couronne et amène à une réduction de l'efficacité de collecte (effet couronne arrière).

La distribution de la taille des particules affecte leur vitesse de migration. Pour les particules $>1\mu\text{m}$, la vitesse de migration est inversement proportionnelle au diamètre de la particule ; elle est indépendante de la taille des particules pour les particules $<1\mu\text{m}$. De plus, une charge élevée en fines particules peut causer une modification substantielle des conditions électriques dans l'électrofiltre. Dans l'électrofiltre, les particules contenues dans les fumées sont chargées dans un nuage de charge d'espace ionique. La nature de la charge de l'espace change avec la distribution de la taille des particules et la charge des fumées. La charge de l'espace de particules augmente avec le nombre de particules par unité de volume de fumées entrant dans l'électrofiltre. Une augmentation des fines particules et une vitesse de migration des particules relativement élevée dans la charge des fumées plus élevée peut entraîner une augmentation de la charge de l'espace et peut par conséquent causer un court-circuit électrique. Le courant couronne au champ d'entrée peut être supprimé par une charge d'espace plus élevée. Une encore plus grande charge d'espace peut entraîner la suppression du courant de couronne partout dans l'électrofiltre.

La distribution du débit des fumées affecte la performance globale des électrofiltres. Une distribution de la vitesse des fumées uniforme est souhaitable dans l'ensemble de la section puisqu'elle assure l'efficacité maximale de collecte de l'unité. Pour obtenir la meilleure performance avec un dépoussiéreur, le débit de gaz dans les unités est optimisé pour constituer un débit uniforme pour empêcher que le gaz ne court-circuite (by-pass) le champ électrique. Une bonne conception des conduits d'entrée et l'utilisation de dispositifs de distribution du flux dans le bec d'aspiration peuvent aider à atteindre un flux uniforme au niveau de l'entrée du dépoussiéreur.

Le frappe, utilisé pour déplacer la couche de cendres volantes (gâteau de poussières) de l'électrode de collecte vers les trémies, peut également causer un ré-entraînement. Les particules sont séparées de la couche de cendres volantes et ré-entraînées dans les fumées. Le réentraînement peut réduire l'efficacité de façon significative. En réalité, l'efficacité de l'électrofiltre dépend fortement de la taille de l'unité. Une augmentation de l'efficacité encourt des coûts plus élevés. Les exigences légales pour la réduction des émissions de fines particules ont conduit à différents projets de recherche visant à améliorer l'efficacité de cette technologie.

Une teneur en soufre modérée dans les fumées diminue la résistivité des particules et permet une meilleure réduction des particules. Toutefois, une distribution de gaz inégale dans le dépoussiéreur peut entraîner la présence de parties plus fraîches à l'intérieur du dispositif. Plus la teneur en soufre du combustible est élevée, plus le point de rosée peut être élevé. Si ces deux conditions arrivent simultanément, comme par exemple une distribution de température inégale et un point de rosée de l'acide sulfurique plus élevé, le risque de dommages matériels est plus élevé et donc, la probabilité d'une panne augmente.

Des problèmes peuvent également se poser au cours de la combustion de combustibles entraînant la formation de substances volatiles qui peuvent recouvrir les particules et gêner leur précipitation effective. Cela est possible avec des combustibles à faible pouvoir calorifique et lorsque le fonctionnement de la chaudière est instable.

Le coût des électrofiltres inclut les coûts liés à la consommation d'électricité, aux frais de maintenance (qui dépendent fortement du fonctionnement de la chaudière et des propriétés du combustible) et le convoyage des cendres précipitées, mais en général ce sont des dispositifs rentables de réduction des émissions de particules.

Les coûts d'investissement initiaux peuvent être plus ou moins élevés en fonction du combustible utilisé par rapport à d'autres techniques disponibles telles que les filtres à manches. Toutefois, les coûts d'exploitation sont moins élevés que pour les autres techniques et l'utilisation de systèmes de contrôle modernes réduisent

d'autant ces dépenses. Les coûts d'exploitation peuvent vraiment varier en fonction des différentes propriétés des cendres volantes. Les coûts de maintenance sont normalement très raisonnables dans le cas de cendres volantes ordinaires. Ces dispositifs sont compétitifs dans les centrales électriques qui ont une large gamme d'équipements d'énergie et qui utilisent différentes technologies de chaudière.

3.2.2 Électro filtres humides

Les électrofiltres humides fonctionnent sur les mêmes principes que les électrofiltres. Dans ce cas, les poussières collectées sont extraites des plaques collectrices en pulvérisant un liquide adéquat, généralement de l'eau, de façon intermittente ou par pulvérisation continue. Ils peuvent être intéressants pour certaines poussières qui adhèrent aux plaques conventionnelles ou si d'autres composants dans le flux gazeux interfèrent avec l'opération, par exemple, dans le cas d'un gaz humide et frais. Un effluent liquide, nécessitant un traitement supplémentaire, est produit. L'électrofiltre humide n'est utilisé que dans les nouvelles grandes installations de combustion utilisant du fioul lourd ; il a été testé comme dispositif de réduction des aérosols.

3.2.3 Filtres à manches

Le dépoussiérage par filtre à manches est une méthode largement utilisée dans le monde pour éliminer les particules (surtout les cendres volantes) des fumées des installations de combustion industrielles et des plus petites installations de combustion. Toutefois, la tendance actuelle est aussi à une plus grande utilisation de cette technologie dans les installations à plus grande échelle. En plus de la collecte des cendres volantes, il y a eu plusieurs applications où les filtres à manches ont été utilisés en combinaison avec l'épuration par injection à sec d'absorbant, en suspension ou en poudre, de dioxyde de soufre (tels que la chaux ou le bicarbonate de sodium) pour éliminer à la fois les émissions de dioxyde de soufre et de cendres volantes.

Un filtre à manches est constitué d'un ou plusieurs compartiments isolés contenant des rangées de manches filtrantes. Les gaz chargés de particules passent (généralement) le long de la surface des manches, puis traversent les manches de l'extérieur vers l'intérieur. Les particules sont retenues sur la surface extérieure des manches tandis que les gaz épurés se dissipent dans l'atmosphère. Le filtre est utilisé de façon cyclique, alternant entre de relatives longues périodes de filtrage et de courtes périodes de nettoyage. Au cours du nettoyage, les poussières qui se sont accumulées sur les manches est éliminée de la surface des manches et déposée dans une trémie pour être ensuite évacuées. La principale caractéristique des filtres à manches qui les distingue des autres systèmes de filtration des gaz est l'opportunité de vérifier périodiquement la surface de filtrante lors du nettoyage.

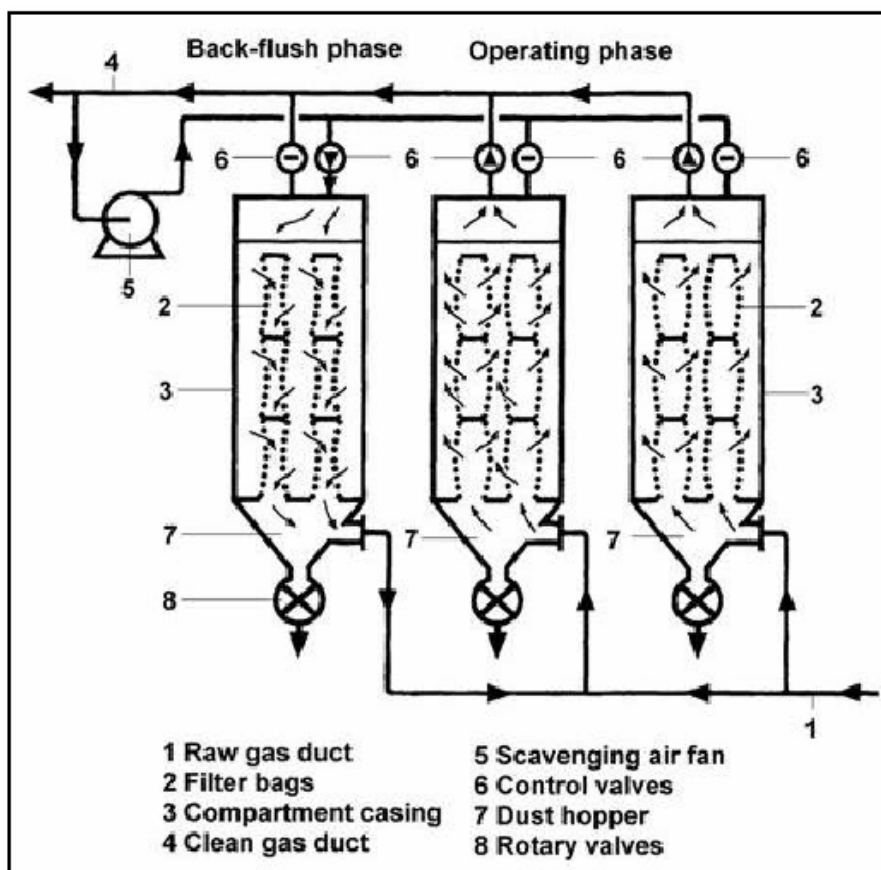


Figure 3.3 : Disposition générale d'un filtre à manches (avec un compartiment en cycle de nettoyage)
 [36, Lurgi, 1999]

Le dépoussiérage régulier des manches est important pour maintenir une efficacité d'élimination optimale, mais il influence aussi la durée de vie des manches. Les filtres à manches sont en principe classés en fonction de la méthode utilisée pour nettoyer le media filtrant. La méthode de nettoyage la plus fréquente inclut : injection d'air à contre-courant, secouage/dégonflage mécaniques, vibration et pulse d'air comprimé. Des pavillons acoustiques sont également utilisés pour nettoyer les manches. Les mécanismes normaux de nettoyage ne permettent pas aux manches de retrouver leur condition initiale et les particules déposées en profondeur dans le media filtrant aident à réduire la taille de pore entre les fibres, entraînant une grande efficacité avec les particules submicroniques.

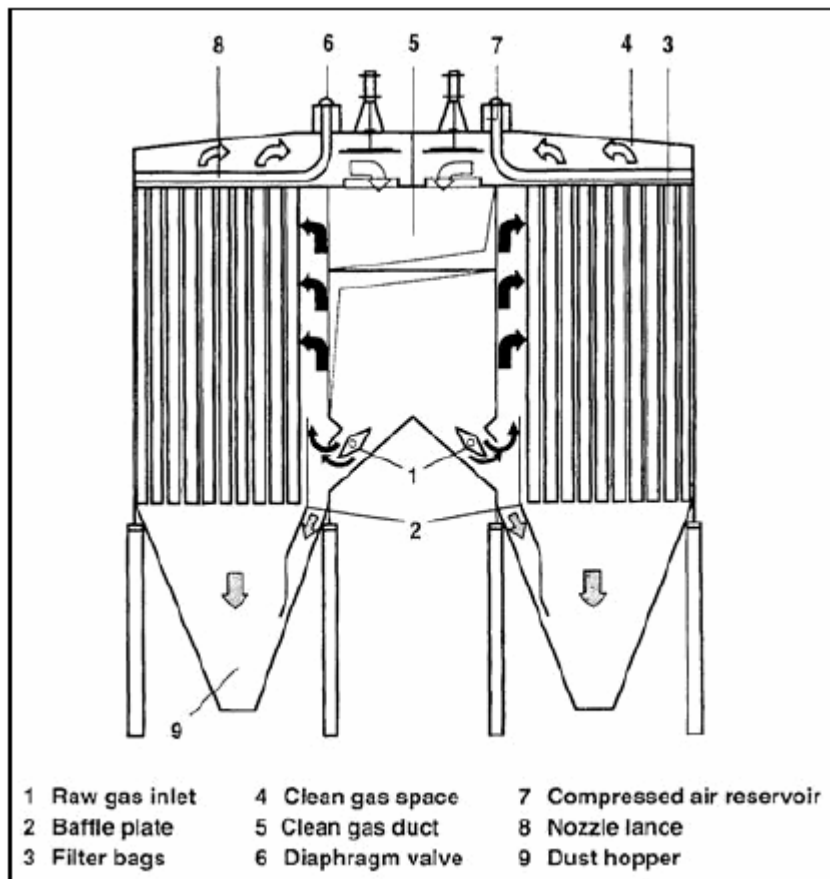


Figure 3.4 : Filtre à manches à jet pulsé à faible pression
[36, Lurgi, 1999]

Le choix des manches prend en compte la composition des gaz, la nature et la taille des particules de poussières, la méthode de nettoyage à utiliser, l'efficacité requise et les aspects économiques. La température du gaz doit également être prise en compte ainsi que la méthode de refroidissement du gaz et, le cas échéant, la vapeur d'eau obtenue et le point de rosée acide.

L'usure des filtres à manches entraîne une baisse de performance progressive, mais quantifiable. Il peut également y avoir un risque de dommage ou de panne catastrophique de plusieurs manches en cas de corrosion lorsqu'une substance corrosive est filtrée ou lorsqu'il y a un risque d'incendie. Les systèmes simples de surveillance en ligne tels que les indicateurs de baisse de pression ou les dispositifs de mesures (contrôle) des poussières ne donnent que des indications de performance approximatives.

Des dispositifs triboélectriques ou optiques sont utilisés pour mesurer les tendances des émissions de poussières au niveau des filtres à manches pour identifier les pannes éventuelles. Ils peuvent également être utilisés pour détecter les pics de poussières au cours d'un cycle de nettoyage. Lorsque ces mesures sont intégrées dans un système de nettoyage par zone, toutes les zones contenant des manches endommagées peuvent être identifiées et les réparations locales peuvent être effectuées [37, Robson, 1998].

Les media filtrants synthétiques tels que le Gore-Tex® et le Tefaire® (téflon/fibre de verre) ont permis d'utiliser les filtres à manches dans de nombreuses applications et ont conduit à prolonger la durée de vie du filtre. La performance des matériaux filtrants modernes, même dans des conditions de température élevées ou dans des conditions corrosives, s'est récemment améliorée. Les fabricants de media peuvent conseiller les matériaux qui sont les plus adaptés à des applications données.

Dans les systèmes d'injection de gaz à contre-courant ou de secouage/dégonflage, des nouvelles méthodes d'augmentation du rapport air/media et de réduction de la perte de charge font l'objet de recherches continues. Les modifications des fumées en entrée et en sortie visent à améliorer le captage des particules de cendres volantes dans le bas du filtre à manches tout en laissant la partie supérieure propre pour réduire les obstructions dans le trajet de sortie des fumées.

Dans certains pays, la technologie à jet pulsé est devenue le système de filtre à manches préféré en tant que dispositif principal de réduction des particules pour les chaudières industrielles et de centrales électriques. Des recherches se poursuivent sur l'amélioration de la compréhension et donc de la performance du système.

Il existe plusieurs matériaux filtrants différents sur le marché et l'opérateur choisit celui qui satisfera ses propres besoins. Le matériau filtrant doit être choisi avec un soin particulier pour éviter les problèmes éventuels si les paramètres du procédé changeaient.

Certains combustibles peuvent causer des problèmes d'encrassement, ce qui complique le fonctionnement du procédé. Des problèmes d'encrassement peuvent se produire, par exemple au cours des démarrages, lorsque le fioul est brûlé. Le matériau filtrant est généralement assez sensible à la température des cendres et des fumées. C'est la raison pour laquelle le carbone imbrûlé et les agglomérations de cendres volantes chaudes peuvent endommager le matériau filtrant.

Des fissures peuvent également se former dans le matériau filtrant. Elles sont difficiles à détecter pendant le fonctionnement. Ces fissures augmentent les émissions de particules. Si le filtre à manches est de conception modulaire et que les modules sont isolés, les travaux de maintenance peuvent être fait sans arrêter le procédé.

Les frais de maintenance sont également élevés car le matériau filtrant doit être changé tous les deux à cinq ans. La dépense minimum pour le changement du media filtrant représente environ 10 % des coûts d'investissement. Le matériau précipité est facile à recycler et, par exemple, le sorbant n'ayant pas réagi peut retourner dans le procédé et avoir une valeur économique.

3.2.4 Précipitation centrifuge (cyclones)

Ce type de système de réduction des poussières utilise la force gravitationnelle et peut traiter tous les types de fumées, dans des conditions sèches. Toutefois, ses caractéristiques de performance limitent son utilisation à des installations de petite ou moyenne taille et uniquement en tant que technique de précollecte lorsqu'ils sont combinés à d'autres moyens de réduction des poussières.

Un séparateur mécanique se compose d'un ensemble de cyclones (par exemple 31 x 24 ayant un diamètre individuel d'environ 240 mm pour traiter 700 000 m³/h de fumées à 130 °C) assemblés en un ou plusieurs boîtiers. Les gaz à purifier sont répartis dans les cyclones via une chambre convenablement conçue. Les poussières centrifugées s'agglomèrent à la périphérie des cyclones et elles sont dirigées vers le bas de l'appareil où elles tombent dans une trémie. Dans chaque cyclone, l'air épuré s'échappe par le haut via un tube central, puis il est collecté dans une chambre de sortie et passe ensuite dans les conduites de transport.

Les séparateurs mécaniques ne retiennent pas les poussières fines. Leur efficacité est donc naturellement limitée à 85-90 %. Avec des chaudières brûlant du charbon en morceau sur des grilles mécaniques, la technologie cyclone est toujours utilisée car la quantité de cendres volantes est relativement faible (20 % de cendres de charbon comparé aux 80 % dans le cas de combustion de charbon pulvérisé). Le captage des poussières dont la taille se situe entre 5 et 10 microns est de 100% ou presque. Le captage des poussières ayant une taille plus petite, inférieures à 1 micron, peut avoir lieu mais à une efficacité moindre. La technologie de cyclone « blow-down » aide les cyclones à atteindre une plus grande efficacité particulièrement avec les cyclones des grandes installations à combustion où plusieurs petites cellules de cyclone fonctionnent en parallèle.

Parmi tous les dispositifs d'élimination des poussières, les séparateurs mécaniques ont les coûts d'investissement les plus faibles. Comme cette technique ne peut pas fonctionner seule comme une mesure de réduction des cendres volantes, la technique de réduction combinée devra également être considérée lorsque les coûts d'investissement sont calculés. Les coûts d'exploitation incluent l'énergie nécessaire pour l'élimination pneumatique ou hydraulique des cendres collectées et l'énergie électrique pour compenser la perte de pression des fumées. Les coûts de maintenance sont en principe faibles étant donné la solidité de tous les composants. Leur durée de vie peut être limitée en raison du risque élevé de corrosion. [58, Eurelectric, 2001].

3.2.5 Épurateur par voie humide

Les dispositifs d'épuration par voie humide pour la réduction des émissions de particules ont été utilisés pendant plusieurs décennies. Les faibles coûts d'investissement des dispositifs d'épuration par voie

humide par rapport aux électrofiltres et aux filtres à manches les rendent potentiellement attractifs pour une utilisation au niveau industriel, bien que cela puisse être compensé par une perte de charge et des coûts d'exploitation relativement élevés. Les fumées sont refroidies au cours de l'épuration par voie humide et il faut les réchauffer avant de les rejeter dans l'atmosphère ; cela entraîne des dépenses liées à la pénalité énergétique plus élevées. Notamment en raison de tels coûts d'exploitation, l'utilisation d'épurateurs par voie humide pour la réduction des émissions de particules a diminué au cours de la dernière décennie. Toutefois, les épurateurs par voie humide ont été utilisés dans des applications de combustion à température et pression élevées telles que la gazéification intégrée à cycle combiné (IGCC) et la combustion en lit fluidisé sous pression (PFBC). Dans ce cas, la chute de pression observée est moins importante par rapport à la pression de fonctionnement et, dans les IGCC, le problème de réchauffage ne se pose pas car le gaz est ultérieurement chauffé par la combustion.

La majorité des épurateurs par voie humide pour collecter les cendres volantes issues des foyers alimentés au charbon (industriels ou collectifs) sont installés aux États-Unis. La plus grande concentration de ces unités se trouve dans l'ouest américain où le charbon à faible teneur en soufre disponible est tellement résistant que les électrofiltres sont moins intéressants du point de vue économique. La plupart de ces épurateurs par voie humide sont conçus pour l'élimination des particules combinée à la réduction des émissions de dioxyde de soufre, en utilisant les cendres volantes alcalines comme sorbants. On ajoute fréquemment de la chaux pour augmenter l'efficacité d'élimination du SO_2 .

Les épurateurs par voie humide comprennent un ensemble de dispositifs de réduction des particules qui utilisent un liquide pour collecter les particules des fumées. Les plus courants sont les laveurs Venturi et les laveurs « moving-bed ».

Le laveur Venturi est probablement l'épurateur par voie humide le plus courant. Dans les laveurs Venturi, le liquide de lavage est introduit de façon uniforme sur le dessus de la section convergente du Venturi comme le montre la Figure 3.5. Les fumées chargées en poussières et le liquide de lavage entrent dans le col du venturi dans lequel l'atomisation du liquide de lavage a lieu sous l'effet de la vitesse des fumées.

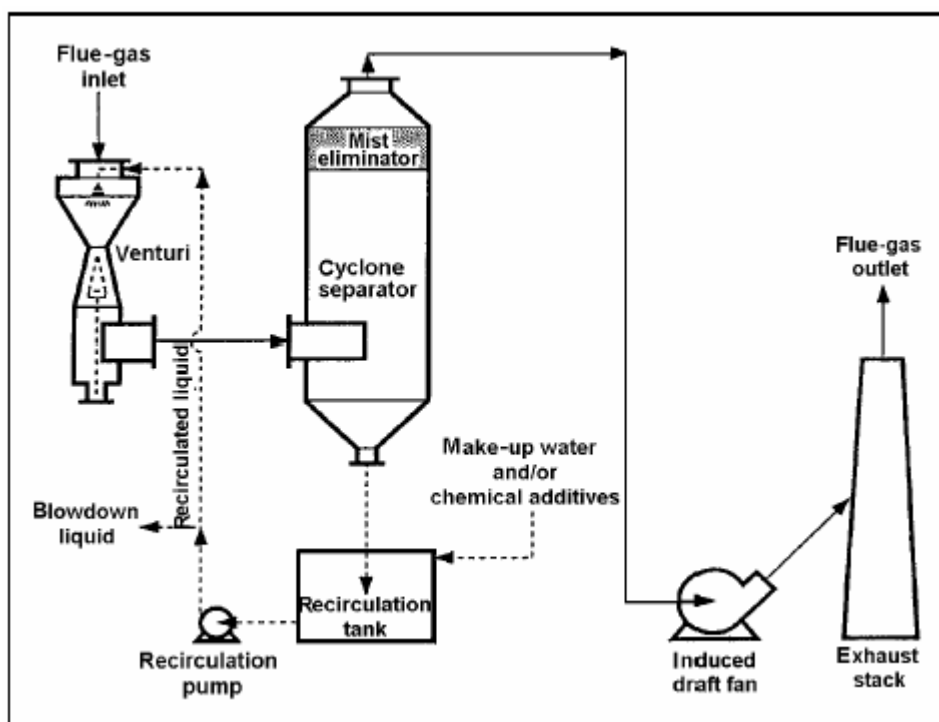


Figure 3.5 : Schéma type d'un système Venturi [33, Ciemat, 2000]

L'humidification des fumées de cette façon entraîne la collecte de petites particules dans des gouttelettes plus grosses et plus lourdes qui sont captées plus facilement dans le séparateur. Cela permet de dépasser les problèmes rencontrés avec l'élimination de fines particules par les méthodes inertielles. Une vitesse relative initiale élevée entre les gouttelettes et les particules est requise pour garantir que les particules captées sont retenues dans les gouttelettes lorsque celles-ci sont accélérées jusqu'à leur vitesse limite. Le gaz épuré et les gouttelettes entraînées contenant des particules piégées entrent dans la section divergente où de nouvelles collisions et agglomérations se produisent.

La perte de charge et la performance du Venturi dépendent fortement de la vitesse du gaz dans le Venturi. Pour avoir un fonctionnement efficace à charge réduite des chaudières, certains Venturi sont conçus avec des cols variables qui peuvent fonctionner proche d'une perte de charge constante, indépendante du débit de fumées (charge de la chaudière). Le Venturi est suivi par une section de séparation pour l'élimination des gouttelettes entraînées.

Les **épurations mobiles « moving-bed »** pour la collecte de particules sont conditionnés dans des sphères en plastique à faible densité qui sont libres de se déplacer dans les porte-garnitures (packing retainers) comme le montre la Figure 3.6. La collecte de particules peut être améliorée en utilisant plusieurs étages en série. Les épurations (moving-bed ?) utilisent généralement des flux à contre-courant. Le conditionnement est maintenu en mouvement perpétuel par les fumées et le liquide de lavage. Le mouvement continu du conditionnement réduit de façon importante toutes les tendances du lit à se boucher.

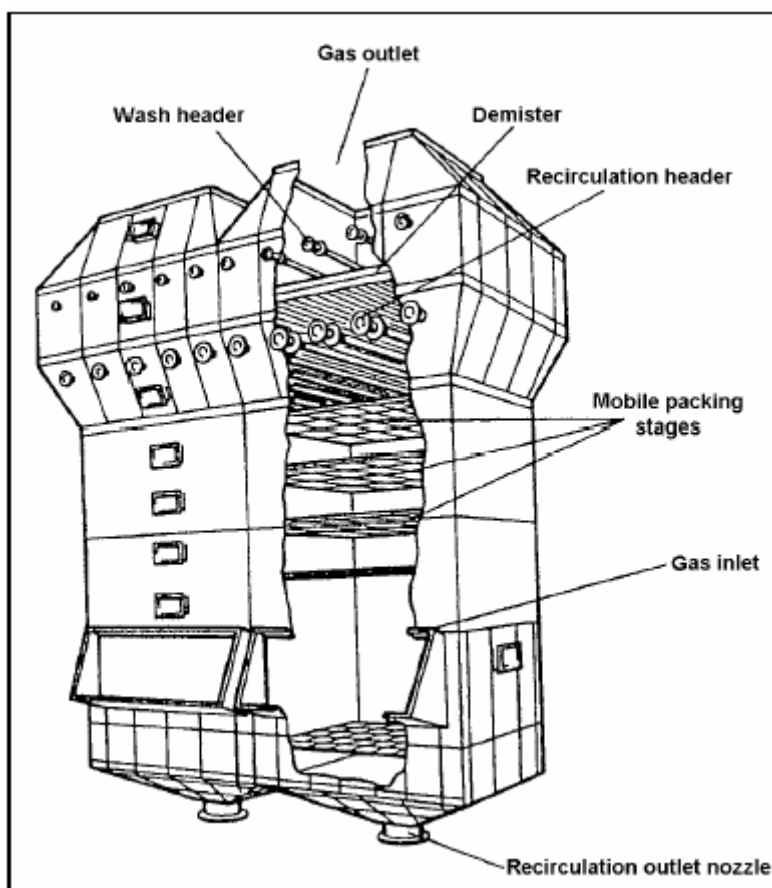


Figure 3.6 : Laveur « moving-bed » ?
[33, Ciemat, 2000]

L'efficacité de séparation est bonne pour traiter des charges modérées de poussières. Toutefois, cette technique n'est pas vraiment adaptée aux combustibles à forte teneur en cendres.

Si les « mist eliminators » ne fonctionnent pas correctement, il existe une possibilité que les petites particules d'eau, y compris les cendres volantes, restent dans les fumées même après l'épuration. Des charges importantes de poussières peuvent causer des encrassements et peuvent affecter la disponibilité opérationnelle et l'efficacité de l'unité de lavage.

Les coûts d'investissement sont élevés et incluent : le réacteur, un éventuel système d'injection de sorbant et une station d'épuration. Les coûts d'exploitation sont également importants car ils sont essentiellement liés à la consommation d'eau et aux coûts liés à la dépense énergétique.

Les épurations par condensation refroidissent les fumées et la chaleur absorbée peut être utilisée, par exemple, pour le chauffage urbain. Cela améliore la dimension économique de la technique.

3.2.6 Performance générale des dispositifs de réduction des particules

Technologie	Efficacité d'élimination %				Autres paramètres de performance		Remarques
	<1 µm	2 µm	5 µm	>10 µm	Paramètre	Valeur	
Electrofiltre (ESP)	>96,5	>98,3	>99,9 5	>99,95	Température de fonctionnement	80 – 220 °C (ESP à froid) 300 – 450 °C (ESP à chaud)	<ul style="list-style-type: none">l'ESP est très efficace, même pour les plus petites particulesil peut traiter d'importants volumes de gaz avec de faibles pertes de chargefaibles coûts d'exploitation, excepté à des taux d'élimination très élevésil peut fonctionner dans des conditions de pression positivel'ESP n'est pas très souple, une fois installé, pour changer les conditions de fonctionnementil peut ne pas fonctionner avec des particules ayant une résistivité électrique très élevée.
					Consommation d'énergie exprimée en % de capacité électrique	0,1 – 1,8 %	
					Perte de charge	1,5 – 3 (10 ² Pa)	
					Résidu	Cendres volantes	
					Débit de l'effluent gazeux	>200 000 m ³ /h	
					Applicabilité	Combustibles solides et liquides	
					Part de marché	90 %	
Filtre à manches	>99,6	>99,6	>99,9	>99,95	Température de fonctionnement	150 °C (polyester) 260 °C (fibre de verre)	<ul style="list-style-type: none">la part de marché de 10 % se base principalement sur l'application à la combustion CFB et SDAles vitesses de filtration se situent généralement dans une plage allant de 0,01 à 0.04 m/s en fonction de l'application, du type de filtre et du media filtrantles valeurs typiques utilisées pour les filtres à manches des centrales électriques sont de 0,45 – 0,6 m/min pour les applications à contre-courant, de 0,75 – 0,9 m/min pour les applications avec secouage et de 0,9 – 1,2 m/min pour les applications à jet pulséla vie des manches diminue avec l'augmentation de la teneur en soufre du charbon ainsi qu'avec l'augmentation de la vitesse de filtrationles manches individuelles sont défaillantes à un taux moyen annuel d'environ 1 % des manches installéesla perte de charge augmente avec la diminution de la taille des particules pour un débit de fumées donné.
					Consommation d'énergie exprimée en % de la capacité électrique	0,2 – 3 %	
					Perte de charge	5 – 20 (10 ² Pa)	
					Résidu	Cendres volantes	
					Débit de l'effluent gazeux	<1 100 000 m ³ /h	
					Applicabilité	Combustibles solides et liquides	
					Part de marché	10 %	
Cyclone	85 – 90 %. Le plus petit diamètre de poussières piégées est de 5 à 10 µm						<ul style="list-style-type: none">performance limitée ; peut donc seulement être utilisé avec d'autres techniques de réduction des poussières

Epurateur par voie humide (Venturi à haute énergie)	98,5	99,5	99,9	>99,9	Température de fonctionnement		<ul style="list-style-type: none"> comme effet secondaire, les épurateurs par voie humide contribuent à l'élimination et à l'absorption des métaux lourds gazeux des eaux usées sont produites ; elles nécessitent un traitement et une évacuation ultérieure
					Consommation d'énergie exprimée en % de capacité électrique	jusqu'à 3 % (5 – 15 (kWh/1 000 m ³))	
					Rapport liquide / gaz	0.8 – 2.0 l/m ³	
					Perte de charge	30 – 200 (10 ² Pa)	
					Résidu	Boues de cendres volantes	

Tableau 3.2 : Performance générale des dispositifs d'épuration des particules
[35, ERM, 1996]
Grandes installations de combustion

3.3 Techniques de réduction des émissions d'oxyde de soufre

Les oxydes de soufre sont émis par la combustion de la plupart des combustibles fossiles via l'oxydation du soufre contenu dans le combustible. Les mesures visant à éliminer les oxydes de soufre, principalement le SO_2 , des fumées au cours ou après la combustion ont été utilisées depuis le début des années 70, tout d'abord aux États-Unis et au Japon, puis au début des années 80 en Europe. De nos jours, il y a plusieurs différentes façons de réduire les émissions de SO_2 générées par la combustion des combustibles fossiles.

3.3.1 Mesures primaires de réduction des émissions d'oxyde de soufre

3.3.1.1 Utilisation d'un combustible faiblement soufré ou d'un combustible avec des composés de cendres basiques pour la désulfuration interne

Le passage à un combustible faiblement soufré est une mesure qui peut réduire de façon importante les émissions de SO_2 . Lorsque l'approvisionnement est disponible, un changement de combustible peut être une option viable. On peut choisir des combustibles ayant une désulfuration interne élevée en raison de la teneur en calcaire (ou d'autres composés actifs) des cendres. Pour le charbon, 5% de calcaire est assez typique. Pour le lignite et la tourbe, la teneur peut être plus élevée avec des effets allant jusqu'à 80 % de réduction de S, en fonction du combustible et du système de combustion. La biomasse pour la co-combustion peut également y contribuer. Toutefois, cette mesure dépend fortement du type de combustible et de l'équipement utilisé ; ce point sera donc traité dans les chapitres 4 à 8.

La désulfuration naturelle peut être envisagée pour réduire les émissions de SO_2 à hauteur de 90 %. Elle se produit en brûlant du lignite et de la tourbe de faibles qualités avec une faible teneur en soufre et une teneur en cendres alcalines élevées, entraînant de très faibles émissions de SO_2 , comparables à celles atteintes en appliquant des techniques secondaires courantes.

3.3.1.2 Utilisation d'adsorbants dans des systèmes de combustion en lit fluidisé

L'utilisation d'adsorbants dans des systèmes de combustion en lit fluidisé sont des systèmes de désulfuration intégrée. Cela limite la température de combustion à environ 850°C. L'adsorbant utilisé est généralement du CaO , du Ca(OH)_2 ou du CaCO_3 . La réaction a besoin d'un surplus d'adsorbant avec un ratio stœchiométrique (combustible/adsorbant) de 1,5 à 7 selon le combustible. En raison des effets de corrosion liés au chlore, le taux de désulfuration est limité à 75 %. Cette technique est principalement utilisée dans les grandes installations de combustion alimentées au charbon. Elle est décrite dans le chapitre 4.

3.3.2 Mesures secondaires de réduction des émissions d'oxyde de soufre

Les technologies générales de désulfuration des fumées peuvent être classées comme indiqué dans la Figure 3.7.

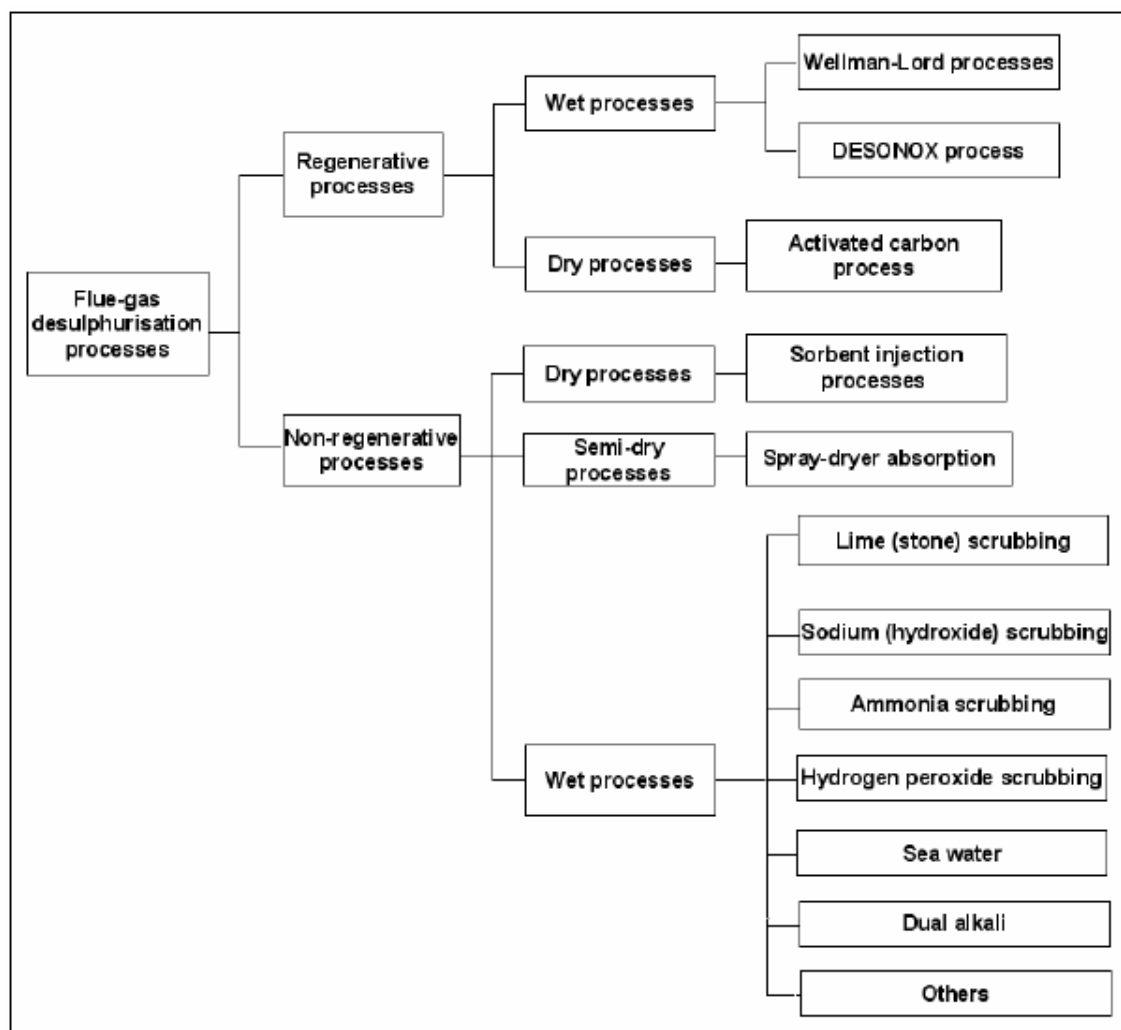


Figure 3.7 : Présentation des technologies utilisées pour réduire les émissions d'oxyde de soufre (mesures secondaires)

Jusqu'en 2000, on comptait 680 systèmes de désulfuration des fumées (FGD) installés dans vingt-sept pays dans le monde et 140 actuellement en cours de construction ou prévues dans neuf pays. [38, Soud, 2000] Avec les données collectées par EURELECTRIC, VDEW et VGB jusqu'en 1996, une vue d'ensemble de la désulfuration est présentée dans le Tableau 3.3. Elle contient des estimations pour des applications ultérieures jusqu'à fin 1999.

Installations et technique	Nombre de sites et de centrales électriques		Installations avec FGD et puissance électrique contrôlée	
Pays	Nombre de sites	MW _e	Nombre de sites ^(N1)	Puissance électrique (MW _e)
Autriche	18	4852	13	3415
Belgique	31	5867	2	1480
Danemark	13	8447	10	5389
Allemagne	960 ^(N2)	91090	185	42000
Grèce	10	6138	1	300
Finlande	94	8900	46	3970
France	17	18218	3	2400
Irlande	10	2955	-	-
Italie	79	41873	15	6660
Luxembourg	-	-	-	-
Pays-Bas	15	9632	5	2690
Portugal	6	4514	-	-
Espagne	41	19357	11	2373
Suède	41	5303	6	1164
Royaume-Uni	26	37718	10	9996
UE-15 (1996)	1361	264864	307	81837
Remarques: N1 incluant la combustion en lit fluidisé N2 incluant les centrales électriques industrielles allemandes >50 MW _{th}) L'implémentation actuelle des systèmes de désulfuration des fumées (FGD) est principalement due aux combustibles alimentant les centrales électriques brûlant des combustibles avec une certaine teneur en soufre (ex. charbon, fioul). Les systèmes de FGD ne sont généralement pas nécessaires dans les centrales électriques alimentées au gaz naturel.				

Tableau 3.3 : FGD dans les grandes installations de combustion de l'Europe des 15
[58, Eurelectric, 2001], [192, TWG, 2003]

3.3.3 Épurateurs par voie humide

Les épurateurs par voie humide, particulièrement les procédés calcaire-gypse, sont les meilleures technologies de désulfuration des fumées. Ils représentent environ 80 % des parts de marché et ils sont utilisés dans les grandes chaudières de centrale électrique. Ceci est dû à leur efficacité d'élimination du SO₂ élevée et leur grande fiabilité. Le calcaire est utilisé dans la plupart des cas comme sorbant car il est disponible en grandes quantités dans de nombreux pays et il est moins cher à utiliser que les autres sorbants. Selon le mode d'oxydation, les sous-produits sont soit le gypse, soit un mélange de sulfate/sulfite de calcium. Si le gypse peut être vendu, les frais d'exploitation totaux peuvent être réduits.

L'épuration au sodium était très courante à la fin des années 60 au Japon. Le sous-produit, le sulfite de sodium, était vendu à l'industrie papetière. Le procédé d'épuration au sodium est simple et était appliqué à un grand nombre de petites chaudières alimentées au fioul. Plusieurs systèmes d'épuration au magnésium sont également utilisés dans des chaudières industrielles relativement petites en raison des faibles coûts d'investissement engagés. Dans les systèmes d'épuration au magnésium, les eaux usées contenant du sulfate de magnésium peuvent être déversées dans la mer, après l'élimination des poussières et des métaux lourds car le sulfate de magnésium est déjà un composant de l'eau de mer. Le procédé possède donc un avantage sur les autres systèmes si l'installation est située près des côtes. Le sous-produit des épurateurs humides à l'ammoniac peut être utilisé comme un engrais agricole.

Commercialement, les procédés doubles alcalins ont été utilisés aux États-Unis depuis le milieu des années 70. Au cours de leur développement, des années 70 à 80, les épurateurs humides au calcaire ont souffert des problèmes d'entartrage du gypse en raison de la méconnaissance de la chimie du procédé de lavage et des besoins en matière de conception du procédé. Le procédé double alcalin a été utilisé alors que les concepteurs de systèmes et les opérateurs d'installations résolvaient les problèmes d'entartrage. De récents développements dans les procédés doubles alcalins, permettant l'utilisation de calcaire à la place de la chaux qui est un sorbant plus cher, et la production de gypse, pourrait relancer l'utilisation de ce système.

3.3.3.1 Épurateurs humides au calcaire/à la chaux

La première installation réussie d'un épurateur humide au calcaire a été réalisée en 1972 par Mitsui Miike Engineering Company (MIMC) dans l'installation, alimentée au charbon, Omuta de Mitsui Aluminium au Japon. L'installation utilisait une suspension de chaux et produisait de la boue de sulfite/sulfate de calcium et des cendres volantes qui était ensuite déversée dans un bassin. Dès lors, les épurateurs humides au calcaire sont devenus courants aux États-Unis, mais pas immédiatement dans les autres pays, surtout pour les besoins des grands terrains utilisés pour l'évacuation des déchets boueux. La première installation d'épurateur humide au calcaire produisant du gypse pour une chaudière de centrale électrique alimentée au charbon a été construite par MMEC dans la centrale électrique de Takasago de EPDC (Electric Power Development Company), qui a commencé à fonctionner en 1975. Au départ, l'installation a connu des problèmes de démarrage, mais, depuis 1977, la fiabilité de l'opération a dépassé 99 %.

De nos jours, les épurateurs humides au calcaire sont les systèmes les plus utilisés de tous les systèmes de désulfuration des fumées, avec une part de c. (*mot manquant dans la version anglaise*) de 80 % de la capacité totale installée de FGD. La Figure 3.8 représente un schéma type d'un système récent de désulfuration des fumées par épurateur humide au calcaire/chaux. Le calcaire est couramment utilisé comme réactif car il est présent en grande quantité dans de nombreux pays et il est généralement environ trois à quatre fois moins cher que les autres réactifs. La chaux était souvent utilisée comme réactif dans les anciennes installations en raison de sa meilleure réactivité avec le SO_2 . Toutefois, la chaux a été remplacée par le calcaire pour réduire le risque de calcination de la chaux qui est pénalisante en énergie, coûteuse et consommatrice de temps pour réparer. Néanmoins, dans certains cas, la chaux doit être utilisée à la place du calcaire en raison des exigences de pureté demandées par les utilisateurs du gypse issu des FGD. Dans tous les cas, les FGD utilisant du calcaire pourrait presque atteindre la même élimination de SO_2 que la chaux. La réactivité du calcaire a une influence importante sur l'efficacité d'un système de désulfuration des fumées ; toutefois, à l'heure actuelle, il n'y a aucune méthode standard ou normalisée pour tester les réactivités. D'autres réactifs, comme la chaux enrichie en magnésium, sont également utilisés.

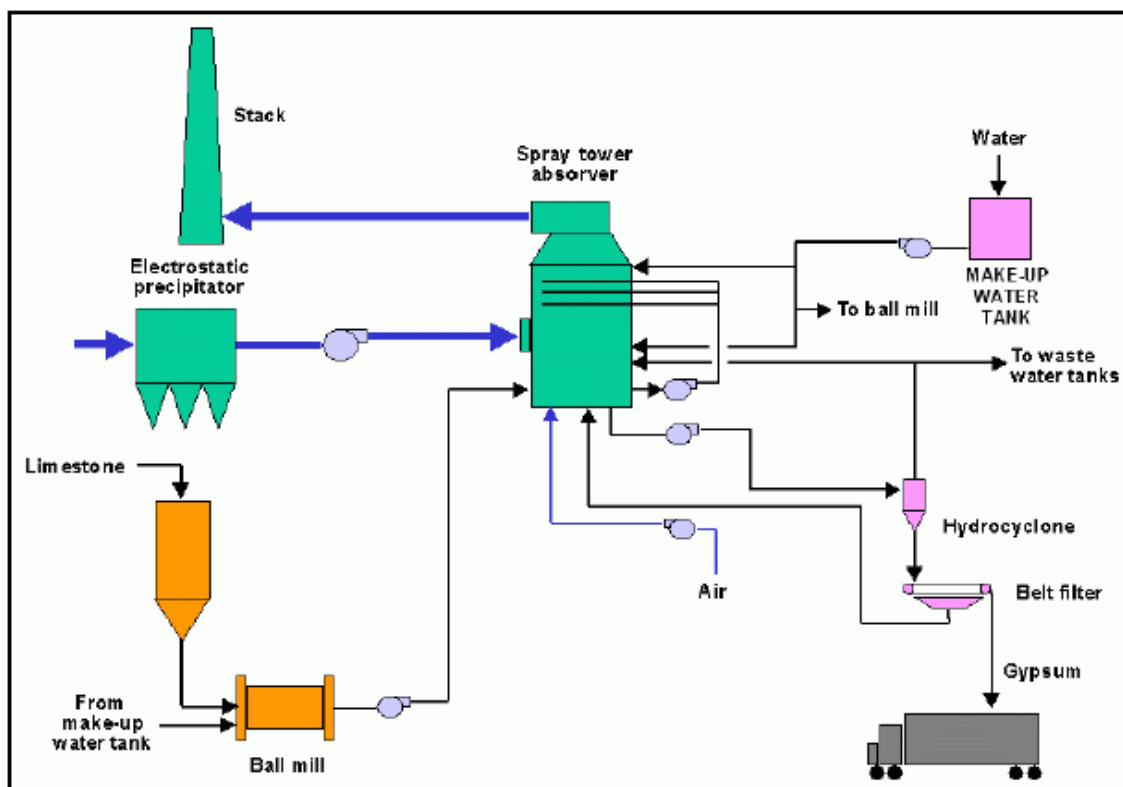
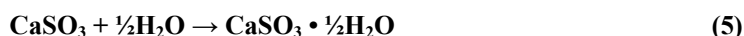
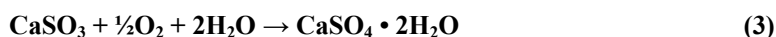
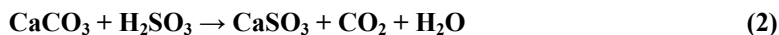


Figure 3.8 : Représentation schématique d'un procédé de désulfuration des fumées par un épurateur humide au calcaire/à la chaux

Les fumées, quittant le système de réduction des particules passe généralement au travers d'un échangeur de chaleur et entre dans l'absorbeur de désulfuration des fumées dans lequel le SO_2 est éliminé par contact direct avec une suspension aqueuse de calcaire finement moulue bien que le calcaire devrait contenir plus de 95 % de CaCO_3 . Une suspension de calcaire neuf est chargée en continu dans l'absorbeur. Les fumées épurées passent dans l'anti-brouillard et sont rejetée à l'atmosphère grâce à une cheminée ou à une tour de

refroidissement. Les produits de réaction sont retirés de l'absorbeur et sont envoyés pour déshydratation et traitements complémentaires.

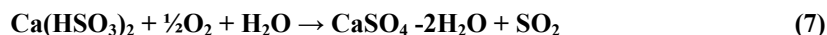
On distingue généralement deux catégories d'épurateurs humides au calcaire en fonction du type d'oxydation : le mode d'oxydation forcée et le mode d'oxydation naturelle. Le mode d'oxydation est déterminé par les réactions chimiques, le pH du réactif en suspension et le sous-produit obtenu. En mode d'oxydation forcée avec un pH se situant entre 5 et 6, qui est courant dans les épurateurs humides au calcaire, les réactions chimiques sont les suivantes :



Les réactions (1) et (2) sont communes à tous les systèmes humides de désulfuration des fumées. La réaction (3) montre l'oxydation forcée du sulfite de calcium par l'air et la formation (cristallisation) de sulfate de calcium dihydraté ou de gypse en mode d'oxydation. En mode d'oxydation forcée, l'air est introduit dans la partie inférieure de l'absorbeur pour oxyder le sulfite de calcium en sulfate de calcium, atteignant plus de 99 % d'oxydation.

En mode d'oxydation naturelle, le sulfite de calcium est partiellement oxydé par l'oxygène contenu dans les fumées. Le principal produit est le sulfite de calcium hemihydraté (5). Le mélange produit de sulfite de calcium hemihydraté et de gypse est sous forme de boue.

Avec un pH inférieur, entre 4,5 et 5,5, la réaction chimique est différente. Après l'absorption de SO_2 (1), le produit primaire de la neutralisation par le calcaire n'est pas le sulfite de calcium, mais le bisulfite de calcium $\text{Ca}(\text{HSO}_3)_2$



Le bisulfite de calcium est beaucoup plus soluble que le sulfite de calcium. C'est la raison pour laquelle en travaillant avec des pH inférieurs, il y a moins de risque d'entartrage et de bouchage. Le bisulfite de calcium est oxydé et cristallisé pour former du gypse ou du sulfate de calcium dihydraté (7).

Le Tableau 3.4 montre une comparaison entre les modes d'oxydation forcée et d'oxydation naturelle dans l'épurateur humide au calcaire. En oxydation forcée, la déshydratation est facile car les cristaux de gypse sont relativement gros. La déshydratation primaire est généralement effectuée par des hydro-cyclones suivi d'une déshydratation secondaire dans des filtres ou dans des centrifugeuses. Le produit final, contenant environ 90 % de solides, est facile à manipuler et est vendu principalement sous forme de gypse pour le plâtre, le ciment et les panneaux muraux, remplaçant le gypse naturel utilisé pour combler des galeries ou remblayer. La vente du gypse peut contribuer à une réduction globale des frais d'exploitation totaux. Le gypse commercialisable nécessite toutefois un lavage au cours de la déshydratation secondaire pour enlever les sels solubles tels que les chlorures.

Mode	Sous-produit	Taille du cristal du sous-produit	Utilisation du sous-produit	Déshydratation	Fiabilité	Lieu d'utilisation
Oxydation forcée	Gypse 90 % Eau 10 %	0 – 100 μm	Revêtement mural, ciment, etc.	Facile Hydro-cyclone + filtre	>99 %	Europe et Japon
Oxydation naturelle	Sulfate/sulfite de calcium 50 – 60 % Eau 50 – 40 %	1 – 5 μm	Pas utilisé (décharge)	Pas facile Agent épaississant + filtre	95 – 99 % à cause des problèmes d'entartrage	États-Unis

Tableau 3.4 : Tableau comparatif entre l'oxydation forcée et naturelle

Le sous-produit provenant du mode d'oxydation naturelle est un mélange difficile à déshydrater. Le mélange se compose de sulfite de calcium hemi-hydraté et de sulfate de calcium dihydraté. La déshydratation primaire nécessite donc un agent épaississant. La déshydratation secondaire est entreprise avec des filtres ou des centrifugeuses. Le sous-produit final contient 40 à 50 % d'eau. Dans de nombreux cas, il est stocké dans un réservoir ou enfouis, mais il doit d'abord être mélangé avec des cendres volantes et de la chaux en raison de sa nature thixotropique. Le procédé d'oxydation naturelle est principalement utilisé aux États-Unis. Sa fiabilité a été améliorée, mais elle reste toujours de l'ordre de 95 à 99 % en raison des problèmes d'entartrage du gypse. Il y a une tendance à passer de l'oxydation naturelle à l'oxydation forcée car le gypse est de meilleure qualité que la boue, y compris à des fins d'enfouissement.

La configuration des épurateurs humides au calcaire peut généralement être classée en quatre types (a, b, c et d) comme le montre la Figure 3.9. c et d sont ici montrés en mode d'oxydation forcée, mais pourraient être changés en oxydation naturelle et donc en résidu de boue en éliminant l'entrée d'air dans la cuve d'oxydation.

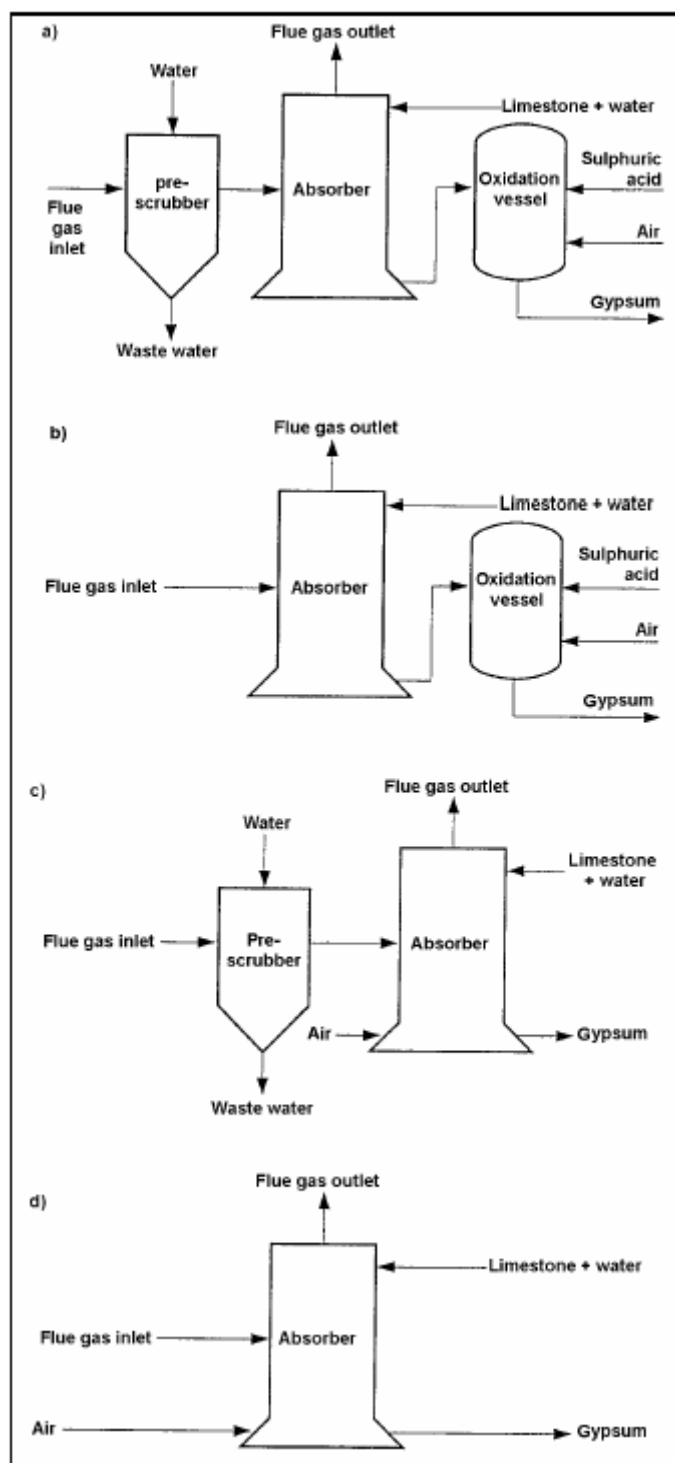


Figure 3.9 : Différents types d'épurateurs humides au calcaire/à la chaux [38, Soud, 2000]

Les types (a) et (b) utilisent une cuve d'oxydation supplémentaire et ne sont pas présentés et discutés ici car les cuves d'oxydation ont seulement été utilisées en recherche et développement et ne sont plus utilisées de nos jours.

Le type (c) n'a pas de cuve d'oxydation séparée. Ici, l'air d'oxydation est purgé dans la partie inférieure de l'absorbeur pour former du gypse. La méthode d'oxydation est généralement appelée oxydation *in situ* et c'est, aujourd'hui, la méthode la plus courante. Lorsque l'oxydation se produit dans une cuve d'oxydation, telles que celles des types (a) et (b), le procédé est appelé oxydation *ex situ*. Même si le pré-épurateur sert principalement à éliminer HCl et HF, un pré-épurateur à faible pH élimine aussi davantage de mercure ainsi que toutes les fines particules qui peuvent porter d'autres éléments traces. Au Japon, la plupart des nouvelles grandes installations de désulfuration des fumées ont adopté le type (c) à cause de la

qualité élevée du gypse obtenu et de sa grande fiabilité opérationnelle en évitant les problèmes qui peuvent se poser sans le pré-épuration.

L'élimination de la cuve d'oxydation ou la conversion d'oxydation *ex situ* en oxydation *in situ* est un développement majeur dans le domaine de la désulfuration des fumées. L'oxydation *in situ* présente de nombreux avantages par rapport à l'oxydation *ex situ*.

- Tout d'abord, l'oxydation *in situ* empêche les problèmes d'entartrage et de bouchage via l'oxydation complète du produit dans l'absorbeur, conduisant à une plus grande fiabilité opérationnelle. Une oxydation partielle du produit, dû à l'oxygène dans les fumées, entraîne l'entartrage du gypse dans l'absorbeur.
- Deuxièmement, l'oxydation *in situ* atteint une plus grande efficacité d'élimination du SO_2 comparé à l'oxydation *ex situ*.
- Troisièmement, il est important de noter que l'oxydation *in situ* favorise l'efficacité d'élimination du SO_2 même à des faibles valeurs de pH car H_2SO_4 , produit par l'oxydation de H_2SO_3 via l'injection d'air, réagit rapidement avec le calcaire. De plus, l'utilisation du calcaire est supérieure à celle de l'oxydation *ex situ* en raison de la solubilité plus élevée du calcaire aux faibles valeurs de pH. Le ratio molaire Ca/S varie de 1,01 à 1,05.

Un autre avantage de l'oxydation *in situ* est la possibilité de réduire la formation de S_2O_3 . C'est un sous-produit de la réaction secondaire de l'oxydation de SO_3 et est l'une des substances de la demande chimique en oxygène (DCO). La diminution de la DCO à un niveau inférieur d'un cinquième à un dixième dans les eaux usées peut réduire la capacité de traitement des eaux usées. Il n'y a également pas besoin d'ajouter du H_2SO_4 pour l'oxydation, contrairement aux types (a) et (b). L'émergence de l'oxydation forcée *in situ* a rendu l'épurateur humide au calcaire plus intéressant.

Le type (d) est la configuration la plus simple des épurateurs humides au calcaire et est maintenant devenue le système de désulfuration fumées le plus important. Toutes les réactions chimiques ont lieu dans un absorbeur unique intégré. Cela permet de réduire les coûts d'investissement et la consommation d'énergie. Depuis la fin des années 80, le type (d) a atteint une grande fiabilité opérationnelle et produit une qualité de gypse raisonnable. Une tour unique intégrée requiert aussi moins d'espace, facilitant le retrofit (reconversion) des chaudières existantes. En Allemagne, les installations de FGD les plus récentes sont de type (d). Aux États-Unis, le type (d) est également courant en raison de ses coûts plus faibles et de sa grande efficacité.

La conception de l'absorbeur est très importante dans les systèmes de désulfuration des fumées par voie humide. La Figure 3.10 montre des exemples de différents types d'absorbeurs où toutes les réactions chimiques de désulfuration des fumées se produisent.

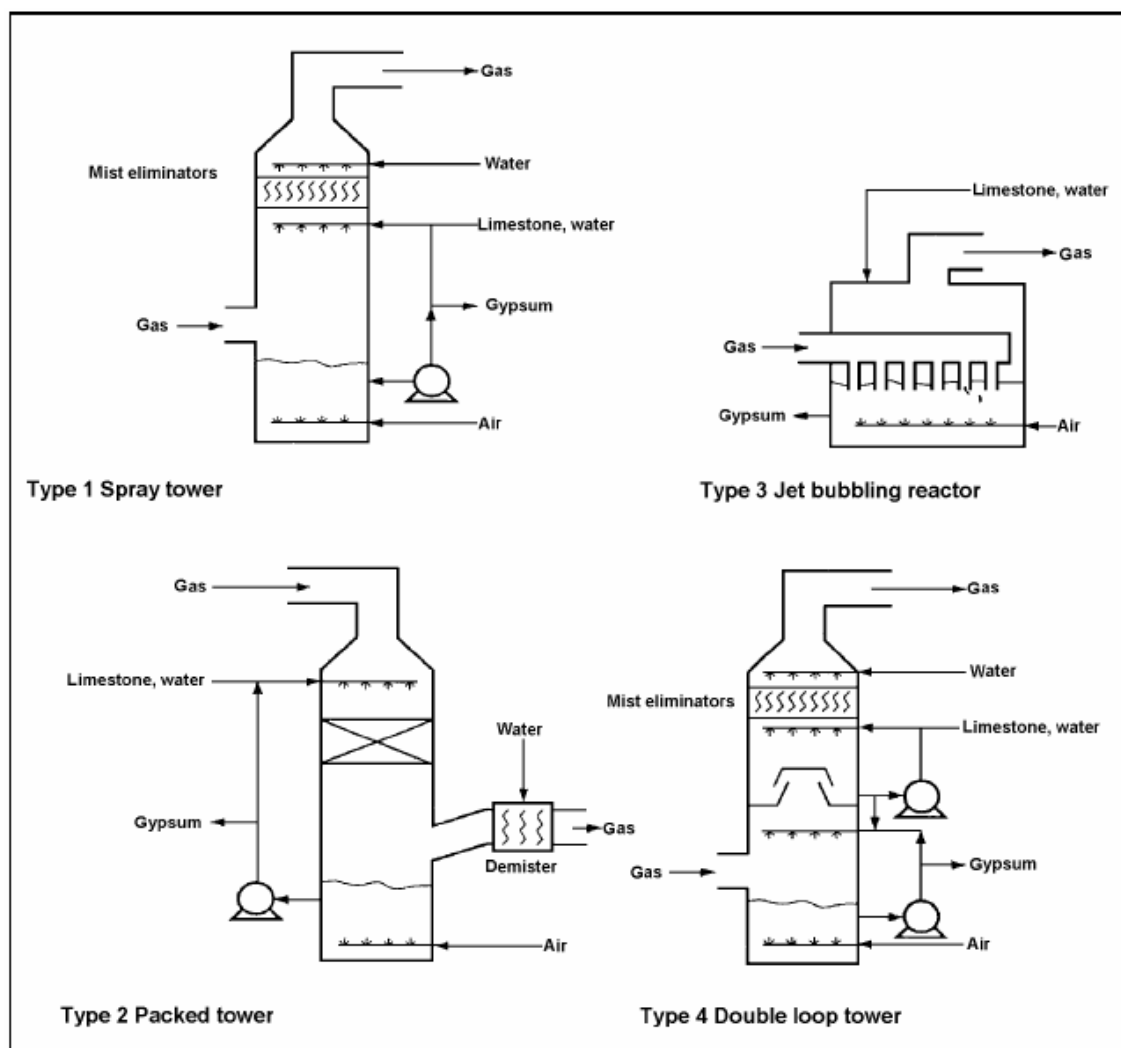


Figure 3.10 : Différents types d'absorbeurs
[33, Ciemat, 2000]

Le type 1 est l'absorbeur doté d'une tour de pulvérisation. C'est le système de désulfuration des fumées par voie humide le plus utilisé au monde. La tour de pulvérisation possède généralement trois à quatre têtes de pulvérisation avec plusieurs buses via lesquelles une suspension aqueuse de calcaire finement moulu est atomisée et pulvérisée de façon uniforme. Les fumées introduites dans l'absorbeur sont en contact étroit avec des gouttelettes en mouvement, généralement dans une configuration à contre-courant sans dispositifs de restriction des flux de gaz. Les nuages de liquide ayant traversé sont captés par les dévésiculateurs. Cette conception a été développée pour traiter les problèmes d'entartrage de la première génération de dispositifs de désulfuration des fumées équipés d'absorbeurs à structures internes.

Le type 2 est l'absorbeur doté d'une tour à garnissage qui utilise un garnissage plastique en grille initialement développé au Japon. La tour à garnissage rallonge le temps de séjour pour les contacts gaz-liquide, conduisant à une plus grande efficacité d'élimination de SO_2 . La tour à garnissage fonctionne aujourd'hui sans problème d'entartrage, grâce à une meilleure compréhension des procédés de désulfuration des fumées. De plus, la principale caractéristique de la configuration du flux de gaz à courants parallèles à grande vitesse est une conception compacte pour les absorbeurs à plus grande échelle.

Le type 3 est connu comme le réacteur à bulles à lit turbulent. Les fumées sont injectées dans une suspension à l'aide de plusieurs tuyaux submergés tandis que la suspension de calcaire est alimentée dans le réacteur à bulles à lit turbulent et l'air pour l'oxydation est pulsé dans la suspension. Le type d'absorbeur est un bon exemple de procédé simplifié de désulfuration des fumées. Il permet de faire l'économie de pompes de recyclage, de buses et de têtes de pulvérisation et de réservoirs d'oxydation séparés et d'agents épaississants et de ce fait permet de réduire les difficultés et de réduire la consommation d'énergie.

Le **type 4** utilise un concept en double boucle lancé aux États-Unis. Cet absorbeur à deux boucles est décrit comme un désactiveur et un absorbeur ayant chacun un pH différent avec chaque fonction. De nombreuses installations utilisant ce type d'absorbeur ont été mises en place au Canada, en Allemagne et aux États-Unis.

Les systèmes FGD humides au calcaire souffrent naturellement d'un environnement d'exploitation agressif entraînant de la corrosion, de l'érosion et de l'abrasion. Le trajet des fumées de l'entrée de l'absorbeur vers la cheminée d'évacuation doit être protégé des attaques acides, causées par le refroidissement adiabatique et la saturation du gaz, à l'aide d'un revêtement intérieur en caoutchouc ou d'un revêtement floqué. Les composants particulièrement concernés sont le conduit d'entrée, l'absorbeur, les systèmes de réchauffe des conduits de sortie et les gaines de cheminées. Tous les éléments de manutention de la suspension peuvent subir la corrosion et l'abrasion. Ils incluent les zones de pulvérisation de l'absorbeur, les réservoirs, les agitateurs, les pompes, les tuyaux, les vannes ainsi que l'ensemble du matériel de déshydratation.

La température des fumées est réduite à environ 45-80°C en passant par les unités de désulfuration des fumées par voie humide. Pour améliorer la dispersion des fumées épurées à partir de la cheminée et pour réduire la fréquence d'un panache visible, les régulations requièrent une température de fumées minimum au niveau de la sortie de cheminée, par exemple, 80°C au Royaume-Uni. Pour y parvenir, les fumées doivent être réchauffées. L'échangeur de chaleur (réchauffeur) gaz-gaz régénératif est le plus fréquemment utilisé pour réchauffer les fumées. Certaines nouvelles réglementations n'imposent plus de température minimale au niveau de la cheminée. De plus, l'évacuation des fumées épurées via une cheminée humide nécessite moins d'électricité, même s'il y a un effet visible de panache.

Les modèles de dispersion ont montré que la hauteur de la cheminée est beaucoup plus importante pour la dispersion des fumées que la flottabilité du gaz évacué pour assurer un faible impact sur la qualité de l'air à proximité du site, sans réchauffement des fumées. La flottabilité des gaz évacués (et donc leur dispersion) peut être augmentée si besoin en réchauffant les fumées, mais la dispersion peut également être améliorée en augmentant la vitesse de sortie de la cheminée.

L'utilisation d'un système de désulfuration des fumées par voie humide requiert un espace important. Dans les installations existantes où un dispositif de désulfuration des fumées ne faisait pas partie du procédé, il peut y avoir un manque d'espace disponible et des travaux de raccordements supplémentaires peuvent être nécessaires ; cela générera des coûts d'investissement beaucoup plus élevés (le système doit donc être conçu et implémenté au cas par cas).

De plus, pour mettre ce procédé en œuvre dans une installation existante, il peut être nécessaire de construire une nouvelle cheminée car les rejets gazeux provenant de la désulfuration des fumées sont beaucoup plus corrosifs (le point de rosée est atteint dans l'épurateur) que sans traitement de désulfuration des fumées et la cheminée existante n'est peut-être pas adaptée. Ces nouvelles cheminées peuvent bénéficier des revêtements modernes qui permettent à la fois de réduire le condensat acide et d'améliorer la dispersion en chauffant rapidement au démarrage. Ceci devient très important car le marché de l'électricité conduit à un fonctionnement des installations plus adapté à la demande.

Les procédés d'épuration par voie humide ont été considérablement développés au cours des dernières décennies, conduisant à une fiabilité et une efficacité d'élimination améliorées ainsi qu'à des coûts réduits. La fiabilité est en principe de plus de 99 % avec l'oxydation forcée et entre 95 et 99 % avec l'oxydation naturelle. L'applicabilité peut être influencée à la fois par les composants de l'épurateur et par les procédés auxiliaires raccordés au procédé de l'absorbeur.

Un procédé impliquant la précipitation d'hydroxyde et de sulfure, la clarification et la déshydratation de la suspension s'avère être une bonne mesure pour le traitement des eaux usées en aval de l'installation de désulfuration des fumées pour éliminer les métaux lourds et les solides en suspension.

Il y a peu de données publiées disponibles sur les coûts réels des installations d'épuration par voie humide provenant des fabricants et des utilisateurs. Il est également difficile d'évaluer le peu de données publiées et disponibles en raison du manque d'information sur le mode de calcul des coûts.

Les frais de capitaux sont relativement élevés pour un épurateur au calcaire par voie humide, mais d'un autre côté, les coûts d'exploitation sont modérés en raison de l'automatisation avancée, de la fiabilité et du fait du sous-produit commercialisable. Les coûts de capitaux peuvent varier énormément. Ils dépendent des spécifications du site et des conditions techniques et économiques telles que la taille de l'installation, la concentration du SO₂ entrant, les limites d'émissions de SO₂, la stratégie par redondance,

les heures annuelles d'exploitation, les années d'exploitation, la gestion du gypse ou des résidus, les taux d'intérêt, le nombre d'unités sur le site, la situation du marché de FGD, etc. Les coûts de capitaux pour un procédé d'épuration au calcaire/à la chaux par voie humide sont surtout influencés par le débit des fumées. Les installations de post-équipement (retrofit) de désulfuration des fumées sont beaucoup plus onéreuses que les installations nouvelles. Les frais de capitaux pour un procédé d'épuration au calcaire par voie humide varient de 35 à 50 EUR par kW_{el} et les coûts de fonctionnement et de maintenance sont de 0,2 à 0,3 EUR par kWh (intrant énergétique). Les coûts d'élimination habituels du SO₂ se situent entre 750 et 1 150 EUR par tonne de SO₂ éliminés et l'effet sur le prix de l'électricité se situe entre 3 et 6 EUR par MWh (électricité produite).

Concernant la désulfuration des fumées provenant des moteurs alimentés par des combustibles liquides, un plus gros moteur diesel a par exemple une teneur en oxygène d'environ 13 à 15 vol-% O₂ dans les fumées (facteur d'air 2.7 - 3.5). Une chaudière se situe environ entre 3 et 6 vol-% O₂ (facteur d'air 1,2 à 1,4) en fonction du combustible utilisé. Une teneur en oxygène plus élevée signifie un flux de rejet gazeux plus important et qu'il faudra un système de réacteur FGD plus grand qui générera des coûts d'investissement plus élevés par kW_{el} que ceux mentionnés précédemment.

3.3.3.2 Épurateur à l'eau de mer

L'épurateur à l'eau de mer utilise les propriétés propres à l'eau de mer pour absorber et neutraliser le dioxyde de soufre dans les fumées. Si une grande quantité d'eau de mer est disponible à proximité d'une centrale électrique, elle est susceptible d'être utilisée comme un fluide de refroidissement dans les condenseurs. En aval des condenseurs, l'eau de mer peut être réutilisée pour la désulfuration des fumées. La Figure 3.11 montre les principes de base du procédé d'épuration à l'eau de mer.

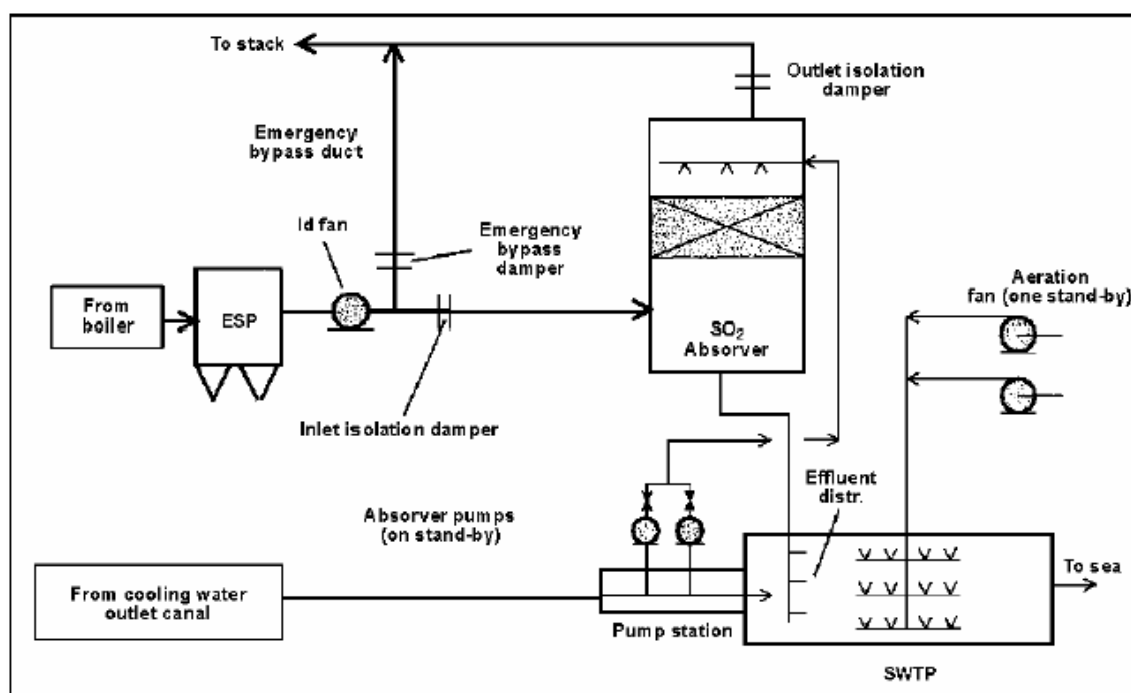


Figure3.11 : Les principes de base du procédé d'épuration à l'eau de mer [39, ABB, 2000]

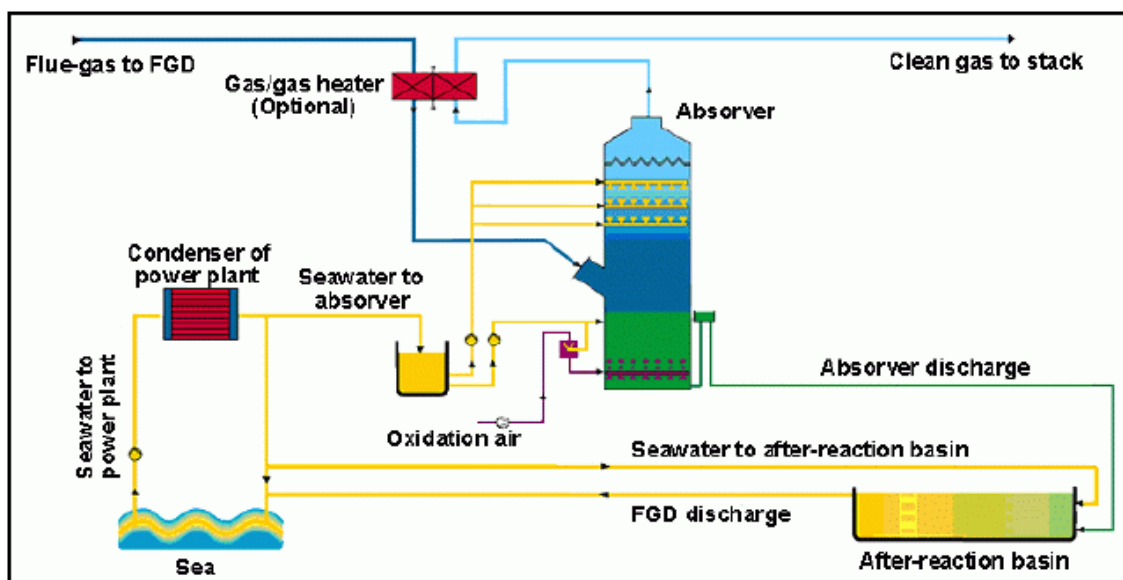
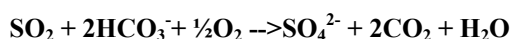


Figure 3.12 : Procédé d'épuration à l'eau de mer
[192, TWG, 2003]

Les Figures 3.11 et 3.12 montrent le procédé de base. Les fumées provenant de la centrale électrique quittent le dépoussiéreur, en principe un filtre à manches ou un électrofiltre. Les fumées sont ensuite alimentées dans l'absorbeur de SO_2 où elles entrent en contact avec une proportion contrôlée d'eau de mer issue du flux d'eau de refroidissement du condenseur de la turbine à vapeur. En raison de la présence de bicarbonate et de carbonates dans l'eau de mer, le dioxyde de soufre des fumées est absorbé. L'effluent acidifié de l'absorbeur est mélangé à un complément d'eau de mer pour s'assurer un niveau de pH optimal pour le procédé d'oxydation. L'air introduit force l'oxydation du dioxyde de soufre absorbé de bisulfite en bisulfate et élimine le CO_2 dissout. L'eau sera presque saturée avec l'oxygène et la valeur de pH redeviendra neutre avant que l'eau de mer ne soit rejetée dans la mer. Le procédé d'eau de mer d'implique pas l'importation ou l'exportation de réactifs ou de sous-produits solides. Il n'utilise que de l'eau de mer qui a déjà été utilisée dans le procédé de production d'énergie comme eau de refroidissement du condenseur de la turbine à vapeur.

Le procédé est basé sur la réaction chimique suivante :



Le procédé d'épuration à l'eau de mer utilise l'eau de refroidissement en aval des condenseurs de la centrale électrique. Une partie de l'eau de mer est pompée dans le haut de l'absorbeur, circule dans le garnissage où elle absorbe le SO_2 . L'eau de mer acidifiée est collectée dans le réservoir de l'absorbeur et circule par gravité vers l'installation de traitement de l'eau de mer. L'effluent acidifié de l'absorbeur est mélangé au reste de l'eau de refroidissement dans une unité de mélange spécial dans la section avant de l'installation de traitement de l'eau de mer avant l'étape suivante qui est l'oxydation. Dans cette section, l'air ambiant est soufflé dans l'eau de mer par des ventilateurs industriels à haut rendement. Le SO_2 sera ensuite converti en sulfate (SO_4^{2-}), l'eau sera presque saturée en oxygène et la valeur de pH 6 sera ajustée normalement car c'est la limite la plus basse recommandée par la Banque Mondiale avant que l'eau de mer ne soit rejetée dans la mer.

3.3.3.3 Épurateur au magnésium par voie humide

Le réactif de l'épurateur au magnésium est l'hydroxyde de magnésium qui est produit par l'ajout de chaux éteinte à l'eau de mer de sorte à renforcer l'alcalinité. Le procédé est devenu courant au début des années 80 pour remplacer l'épuration au sodium car l'hydroxyde de magnésium est devenu moins coûteux que l'hydroxyde de sodium ou le carbonate utilisés comme réactifs. Il produit une liqueur sulfatée usée. Plusieurs unités utilisant ce procédé ont été construites essentiellement pour des chaudières industrielles alimentées au charbon. L'épurateur au magnésium par voie humide a été surtout utilisé dans des installations plus petites, c'est-à-dire de moins de 50 MW et ne sera donc pas décrit dans ce document. Une caractéristique du procédé est que le sulfate de magnésium peut être rejeté dans la mer car c'est un composant de l'eau de mer. Les coûts d'investissement sont faibles, mais les coûts de fonctionnement sont élevés. Ce procédé convient seulement aux installations proches des côtes.

3.3.3.4 Épurateur à l'ammoniac par voie humide

Comme le montre la Figure 3.13, dans l'épurateur à ammoniac par voie humide, le SO_2 est absorbé par l'ammoniac aqueux ce qui produit du sulfate d'ammonium qui est un sous-produit de l'engrais. Toutefois, les pays industrialisés possèdent des quantités excessives de cet engrais provenant d'autres sources. Ce procédé est donc rarement utilisé, même si en Chine trois unités utilisant ce procédé totalisant environ 200 MW_e ont été installées depuis 1987 dans des chaudières alimentées au fioul.

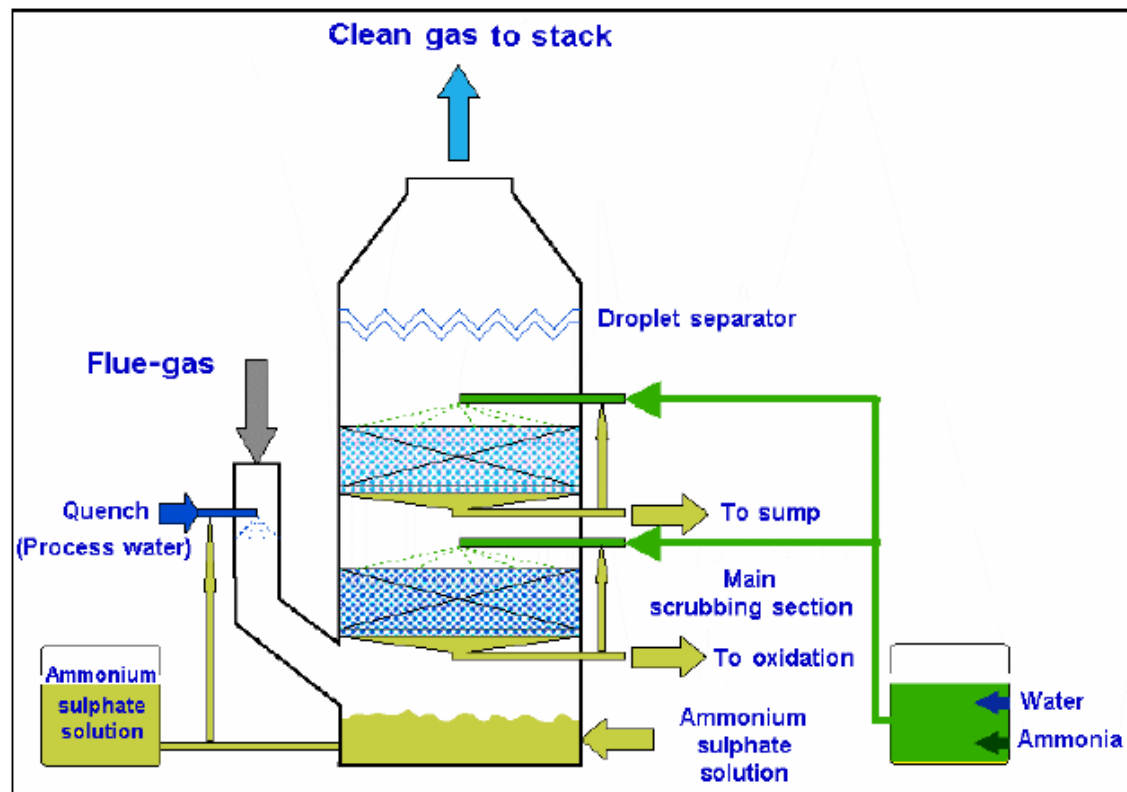


Figure 3.13 : Le procédé d'épuration à l'ammoniac par voie humide
[126, Lurgi Lentjes Bischoff, 2001]

Le procédé a été utilisé dans une chaudière à cendres fondues alimentée au charbon ayant une puissance de 191 MW_e en Allemagne. Il a fonctionné de façon tout à fait fiable en suivant les améliorations et la résolution des problèmes initiaux tels que la génération d'aérosols à savoir les particules de sel d'ammoniac avec un diamètre allant jusqu'à 1 µm. Le procédé a été choisi pour satisfaire les critères des limites d'émission de moins de 200 mg/Nm³. En outre, ce qui a motivé le recours au procédé d'épuration à l'ammoniac par voie humide c'est le besoin d'un sous-produit commercialisable, le besoin qu'aucune eau usée ne soit générée (les réglementations locales ne permettent pas de rejeter des eaux usées dans les cours d'eau) pas plus que tout autre matière nécessitant une mise en décharge ainsi que la prise en compte de l'espace très limité disponible et des contraintes économiques.

3.3.4 Épurateurs semi-secs

Dans la hiérarchie mondiale des systèmes de désulfuration des fumées utilisés, les épurateurs semi-secs occupent la deuxième place derrière les épurateurs par voie humide. La suspension de chaux est en principe utilisée pour éliminer le SO_2 des fumées dans ce type de système de désulfuration des fumées. L'efficacité d'élimination du SO_2 et la fiabilité opérationnelle se sont améliorées au fur et à mesure du développement de cette technologie. Les épurateurs semi-secs sont généralement caractérisés par des coûts d'investissement plus faibles, mais ils ont des coûts d'exploitation plus élevés que les épurateurs par voie humide en raison de l'utilisation de sorbant à la chaux qui coûte plus cher. Les épurateurs semi-secs sont fréquemment utilisés pour les chaudières de petite ou moyenne puissance en utilisant un charbon faiblement ou moyennement soufré (1,5 %). Pour la même raison, ils sont préférables pour les installations de post-équipement (retrofit) et pour un fonctionnement en pic de charge. Le résidu est normalement un mélange de sulfite de calcium, de sulfate de calcium et de cendres volantes qui sont moins intéressantes d'un point de vue commercial. Des tests ont été effectués pour chercher une application industrielle possible des résidus. Certaines installations utilisent un dispositif de réduction des particules avant l'épurateur semi-sec pour la collecte séparée des cendres volantes.

L'épurateur semi-sec est une technologie associée aux installations de désulfuration des fumées, développée aux États-Unis et en Europe au début du milieu des années 70. La première utilisation commerciale dans les installations à combustion a eu lieu en 1980 aux États-Unis où la technologie a été appliquée à une chaudière alimentée au charbon.

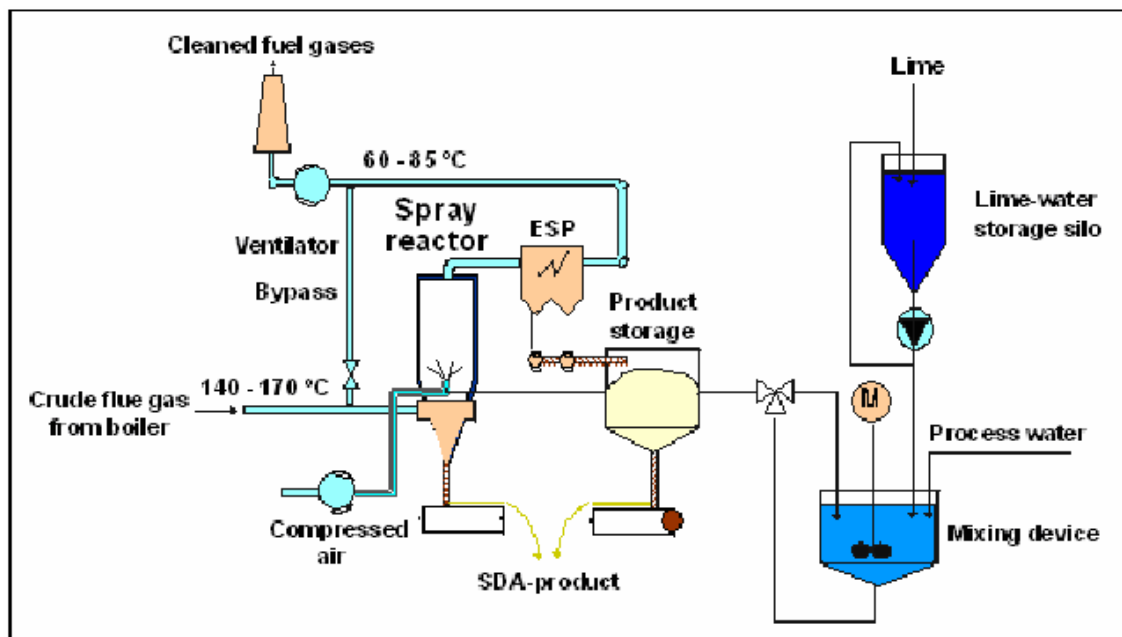
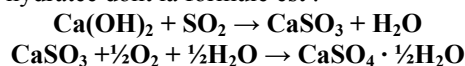


Figure 3.14 : Schéma procédé d'épuration semi-sec
[58, Eurelectric, 2001]

Le procédé est essentiellement constitué d'un absorbeur semi-sec, de systèmes de réduction des particules tels qu'un électrofiltre ou un filtre à manches et de dispositifs de recyclage des déchets pour les produits de réaction. Plusieurs procédés d'épuration semi-secs sont actuellement commercialement exploités. Ces procédés sont similaires du point de vue de la configuration du procédé, des constituants et du sorbant utilisé, mais la différence est le système de dispersion de la suspension de chaux utilisé dans l'absorbeur semi-sec.

Le sorbant pour l'absorption de SO_2 est en principe la chaux ou l'oxyde de calcium. La chaux est mélangée avec un excès d'eau ou est éteinte pour produire une suspension de chaux également appelée lait de chaux. La suspension de chaux est atomisée dans un nuage de fines gouttelettes dans l'absorbeur semi-sec où le SO_2 est également éliminé des fumées. L'eau s'évapore avec la chaleur des fumées, en principe avec un temps de séjour suffisant (environ 10 secondes) pour le SO_2 et d'autres gaz acides tels que le SO_3 et HCl pour réagir simultanément avec la chaux hydratée pour former du sulfite/sulfate de calcium et du chlorure de calcium. Le traitement des eaux usées n'est pas requis dans ces procédés car toute l'eau est complètement évaporée dans l'absorbeur semi-sec.

Le procédé chimique, associé à l'élimination du SO_2 des fumées, est une réaction d'absorption acide/base simple entre le SO_2 et la chaux hydratée dont la formule est :



La chimie d'absorption est fortement influencée par des facteurs tels que la température des fumées, l'humidité du gaz, la concentration en SO_2 dans les fumées et la taille des gouttelettes de la suspension atomisée. Le sous-produit est un mélange sec de sulfite de calcium, de sulfate, de cendres volantes et de chaux n'ayant pas réagi. Même si le procédé d'épuration semi-sec est parfois appelé un procédé semi-sec car il utilise une suspension de chaux (un mélange d'eau et de chaux), le résidu est une poudre sèche qui est collectée par l'électrofiltre ou par le filtre à manches. Comme ce résidu contient de la chaux qui n'a pas réagi, une partie de cette chaux est généralement recyclée et mélangée avec la suspension de chaux fraîche pour améliorer l'utilisation de la chaux.

L'utilisation d'un précollecteur qui élimine la plupart des cendres volantes avant leur pénétration dans l'absorbeur est une caractéristique commune de la conception de la plupart des installations européennes d'épuration par procédé semi-sec. Le pré-collecteur est installé entre le chauffeur d'air et l'absorbeur.

L'installation d'un pré collecteur possède certains avantages qui permettent d'équilibrer ses coûts d'investissement initiaux et ses coûts d'exploitation. Par exemple,

- pour un rendement de désulfuration donné, il peut réduire la consommation de chaux (à un ΔT donné) ou permettre à la température de fonctionnement d'augmenter (à un ratio Ca/S donné) et donc réduire les risques de dépôt de poussières.
- il permet d'obtenir une plus grande efficacité de l'électrofiltre et par conséquent des émissions finales inférieures
- il stoppe l'érosion de l'équipement situé en aval par les cendres volantes
- il réduit le volume des déchets à éliminer
- il collecte un produit commercialisable (cendres volantes) ; cela est utile car le marché des cendres volantes est bien établi.

Le pré collecteur est en principe un simple électrofiltre à un champ. Toutefois, dans les installations de post-équipement (retrofit), le dispositif de réduction des particules existant est souvent utilisé comme un pré collecteur.

Aux Etats-Unis, les amortisseurs des broyeurs à billes sont en principe utilisés pour de la chaux dans les procédés d'épuration semi-secs. En Europe, la majorité des procédés d'épuration semi-secs sont équipés d'amortisseurs de réservoir de type détention. L'amortisseur de réservoir simple peut être utilisé pour la chaux vive pulvérisée.

La principale partie de l'absorbeur est la buse d'atomisation de la suspension de chaux. La buse d'atomisation peut être de type rotative ou bi-fluide. La première est installée au centre du plafond et pulvérise de fines gouttelettes de chaux hydratée. Le flux de fumées est séparé avant de pénétrer dans l'absorbeur : environ 60 % du gaz entre dans l'absorbeur par le disperseur de gaz du plafond et les 40 % restant par le disperseur central de gaz. En ajustant les deux flux et en réglant correctement les vannes de dispersion du gaz, on peut contrôler la forme du nuage de gouttelettes atomisées et procéder à un mélange efficace des fumées et du sorbant dans une zone étroite autour de l'atomiseur. La taille adéquate de l'absorbeur pour le traitement des fumées provenant des chaudières ayant une puissance de 100 MW_e à 150 MW_e est en principe de 14 à 15 m (diamètre) x 11 à 12 m (hauteur cylindrique).

Les buses d'atomisation de suspension dans l'absorbeur semi-sec doivent être conformes à des spécifications élevées pour maintenir une qualité de pulvérisation constante. Par exemple, les buses doivent être capables de résister à la corrosion des fumées et à l'érosion de la chaux. De plus, ils doivent avoir une faible perte de charge et présenter un risque réduit d'engorgement. Plusieurs types de buses d'atomisation sont utilisés dans l'atomiseur de suspension tels que l'atomiseur rotatif et la buse bi-fluide stationnaire.

L'utilisation de sorbant dans les épurateurs semi-secs est plus élevée que dans les procédés d'injection de sorbant, mais les quantités de chaux n'ayant pas réagi représentent entre 10 et 40 % de la chaux de remplissage et est évacuée du système avec du sulfite/sulfate de calcium. L'utilisation de sorbant est améliorée en effectuant un contrôle suivi du ratio sorbant/eau dans la fabrication de la suspension, en réduisant la température de saturation dans l'absorbeur et en faisant recirculer une partie du résidu dans l'absorbeur par exemple.

Le moyen le plus commun d'évacuer et d'utiliser le produit de l'épurateur semi-sec est en remblai stabilisé. Comme le sous-produit contient de la chaux qui n'a pas réagi, il ne peut pas être évacué sans être retraité car il produit des poussières et il peut y avoir un risque de lessiver des composants dangereux sans aucun contrôle. Aussi, il est spécialement conditionné en mélange avec de l'eau et des cendres volantes pour produire un produit stable à évacuer.

Ce résidu est à la fois un avantage et un inconvénient pour le système. Le choix de l'utilisation des résidus est un aspect fondamental dans l'utilisation d'un épurateur semi-sec. Comme il contient une grande quantité de chaux qui n'a pas réagi, le produit est utilisé comme un solvant pour les installations de désulfuration des fumées situées à proximité à condition que la teneur en cendres soit suffisamment faible. Une recherche récente a mis en évidence un nouveau champ d'application pour les résidus en tant qu'engrais lorsque l'emploi du soufre est requis.

Les épurateurs semi-secs fonctionnent généralement entre 20 et 30 K au-dessus de la température de saturation, où la température de saturation des fumées se situe entre 45 et 55°C. La plupart des installations n'ont pas besoin de réchauffer les fumées épurées, même si la température de cheminée doit être respectée dans ce cas de figure.

L'épurateur semi-sec convient aux combustibles ayant une teneur faible ou modérée en soufre dans les petites installations. Le matériel comprend : l'équipement de préparation, de manutention et d'atomisation de la suspension. Il doit pouvoir supporter l'érosion due à la suspension. Le sous-produit solide et sec peut être utilisé dans différents projets de construction.

Le procédé d'épuration semi-sec est une technique prouvée qui est commercialisée. Sur l'ensemble de la capacité mondiale équipée d'épurateurs semi-secs, 74 % (18655 MW d'électricité en 1998) utilisent des procédés semi-secs [33, Ciemat, 2000].

Les coûts d'investissement pour le système semi-sec dépendent principalement collecteur la capacité de l'installation, du type et de l'installation de l'épurateur semi-sec et du système d'injection. Les coûts d'investissement déclarés varient énormément selon le type de centrale électrique concerné. Les coûts d'investissement d'un système d'épuration semi-sec est approximativement inférieur de 30 à 50 % aux coûts d'investissement d'un procédé au calcaire par voie humide pour une grande installation de combustion de même taille, mais les coûts d'exploitation sont plus élevés à cause du coût plus élevé des sorbants. Comme le système semi-sec utilise de la chaux, l'utilisation d'un système semi-sec à un seul module est restreint aux unités inférieures à 700 MW_{th} à 700 000 m³/h et aux combustibles à teneur en soufre faible et modérée afin de maintenir les coûts d'exploitation à un niveau raisonnable. Les systèmes semi-secs sont moins coûteux pour les unités de plus petite taille et de faible fonctionnement.

Les coûts d'investissement des épurateurs semi-secs pour une chaudière ont été estimés entre 18 et 25 € par MW_{el} et les coûts de fonctionnement et de maintenance s'établissent entre 0,5 et 0,7 € par MWh (apport de chaleur). Le coût de la tonne de dioxyde de soufre éliminée se situait entre 600 et 800 EUR. L'impact sur le prix de l'électricité était approximativement de 6 EUR par MWh (électricité produite). Les prix les plus élevés correspondent aux plus petites installations de combustion en comparaison aux applications de désulfuration des fumées par voie humide.

Un moteur diesel plus gros a une teneur en oxygène se situant entre 13 et 15 vol-% O₂ dans les fumées (facteur d'air entre 2,7 et 3,5). Une installation de chaudière se situe environ entre 3 et 6 vol-% O₂ (facteur d'air de 1,2 à 1,4) en fonction du combustible utilisé. Une teneur en oxygène plus élevée signifie que le flux de rejet gazeux est plus important et qu'il faudra un système de réacteur FGD plus grand qui générera des coûts d'investissement plus élevés.

En fonction des différentes possibilités d'utilisation des sous-produits, le traitement des sous-produits et les coûts d'élimination des déchets doivent être pris en compte pour les procédés d'épuration semi-secs lorsqu'on compare les coûts des différentes méthodes de désulfuration.

3.3.5 Injection de sorbant

3.3.5.1 Injection de sorbant dans le foyer

L'injection de sorbant dans le foyer implique l'injection directe d'un sorbant sec dans le flux de gaz du foyer de la chaudière (Figure 3.15). Les sorbants typiques sont : le calcaire pulvérisé (CaCO₃) et le dolomite (CaCO₃·MgCO₃). Dans le foyer, l'ajout de chaleur entraîne la calcination du sorbant pour produire des particules réactives de CaO. La surface de ces particules réagit avec le SO₂ dans les fumées pour former du sulfite de calcium (CaSO₃) et du sulfate de calcium (CaSO₄). Ces produits de réaction sont ensuite captés avec les cendres volantes par le dispositif de réduction des particules, généralement un électrofiltre ou un filtre à manches. Le processus de captage du SO₂ continue dans le séparateur et dans le gâteau de filtre du filtre à manches. Les résidus servent de remblais même s'ils nécessitent un contrôle très strict du fait de leur teneur en chaux active et en sulfite de calcium. Des recherches sont en cours sur l'utilisation possible de ces résidus.

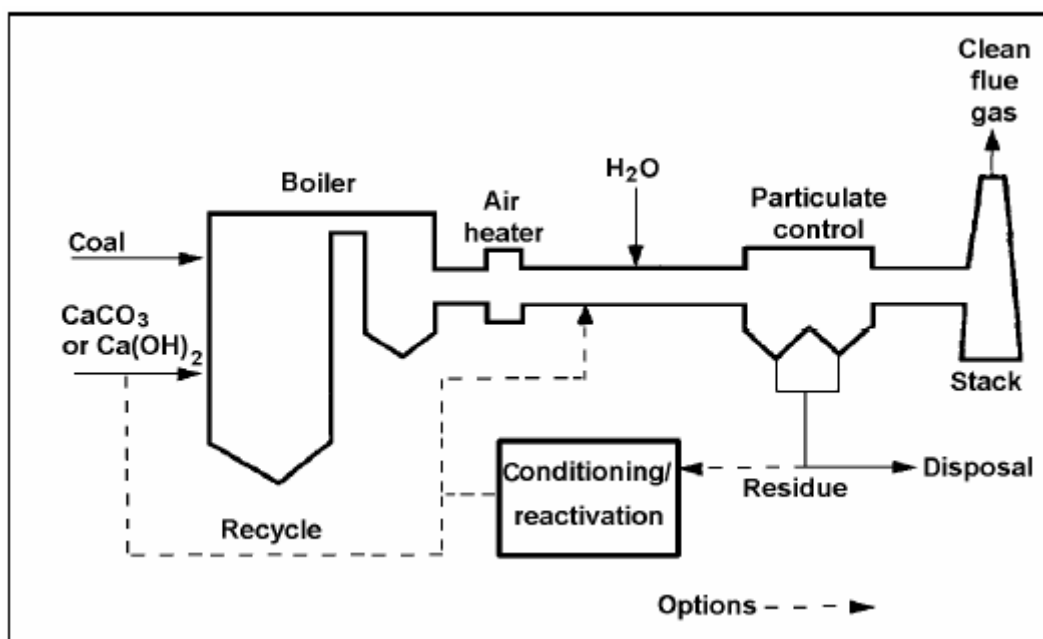


Figure 3.15 : Injection de sorbant dans le foyer
[33, Ciemat, 2000]

La réaction d'élimination du SO_2 se fait en deux étapes comme le montre la Figure 3.16.

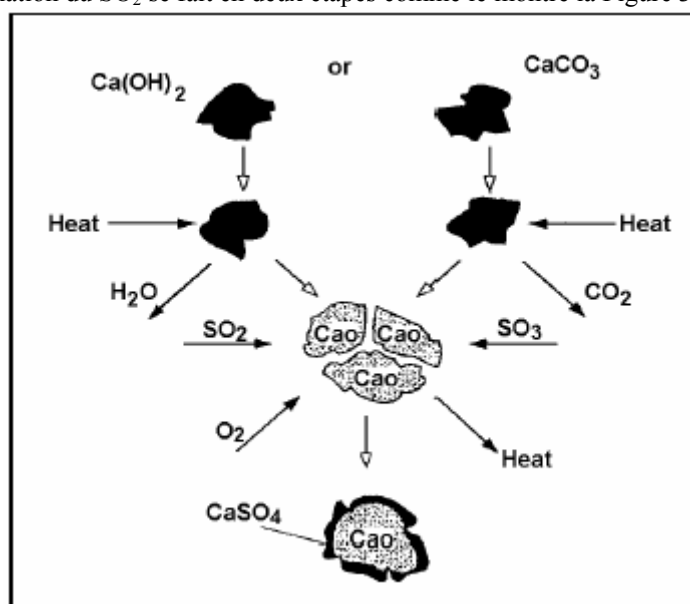
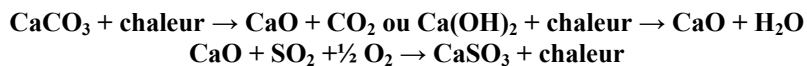


Figure 3.16 : réactions d'élimination du SO_2 dans l'injection de sorbant dans le foyer
[33, Ciemat, 2000]



L'injection de sorbant dans le foyer présente l'avantage supplémentaire d'éliminer le SO_3 .

La plage de températures critiques pour la réaction du calcaire dans l'injection de sorbant dans le foyer se situe entre 980 et 1230°C. Une fois que la chaux réactive (CaO) est produite, elle doit rester assez longtemps (au moins une demi seconde) dans la plage de températures critiques. La chaux hydratée a deux fenêtres de réaction : 980 – 1 230°C et environ 540 °C. Cela n'a été découvert que récemment.

Sur le plan thermochimique, le CaSO_4 n'est pas stable à des températures supérieures à 1 260°C dans un environnement type des produits de combustion des combustibles fossiles ayant une forte teneur en soufre située entre 2000 et 4000 ppm de SO_2 , par exemple, pour la combustion au charbon. La limite de température la plus basse pour la formation de CaSO_4 dépend des interactions complexes entre les cinétiques de sulfatation, la croissance et le frittage des cristaux et la formation d'une couche barrière de CaSO_4 sur la surface de la chaux réactive CaO .

Environ 50 % de l'efficacité d'élimination du SO_2 peut être atteinte avec un ratio molaire de sorbant (Ca/S) de 4 à 5 lorsque le calcaire est injecté dans le foyer de la chaudière à un niveau proche du niveau de fonctionnement optimal. L'efficacité d'élimination du SO_2 et l'efficacité d'utilisation du calcaire sont inférieures à celles obtenues avec les autres systèmes de désulfuration des fumées. Plusieurs mesures permettent d'améliorer l'efficacité d'élimination du SO_2 à un faible coût d'investissement, par exemple, en ajoutant des dispositifs à l'unité d'injection de sorbant dans le foyer. La mesure la plus simple consiste à pulvériser de l'eau dans le conduit avant le dépoussiéreur. Elle permet d'améliorer l'efficacité d'élimination du SO_2 d'environ 10 %.

Le recyclage du produit de réaction est une alternative efficace qui a fait l'objet de recherches de sorte à améliorer l'efficacité de la réduction du SO_2 et de l'utilisation du calcaire. Le produit de réaction collecté par le dispositif de réduction des particules (électrofiltre ou filtre à manches) est réinjecté dans le foyer ou dans le conduit où il circule plusieurs fois. Dans certains procédés, il est recyclé après avoir été conditionné. Des efficacités d'élimination du SO_2 de l'ordre de 70 à 80 % sont attendues par ces mesures.

La gestion et l'évacuation des cendres sont des complications liées à l'injection de sorbant dans le foyer essentiellement à cause de la quantité importante de produits de réaction à traiter. En ayant un ratio molaire Ca/S de 2,0 avec 10 % de cendres de charbon, on multiplie presque par trois le taux auquel les cendres doivent être collectées par le dispositif de réduction des particules, puis transféré au site d'évacuation des cendres. Certaines installations post-équipées (retrofit) doivent améliorer leurs électrofiltres pour traiter de telles quantités.

Même si de nombreux projets de recherche sur l'utilisation du produit de réaction sont en cours, la plupart des installations utilisant l'injection de sorbant dans le foyer doivent avoir un site d'évacuation dédié contrairement aux épurateurs par voie humide qui génèrent un sous-produit commercialisable, le gypse.

Le procédé est adapté aux combustibles à faible teneur en soufre et aux petites installations. Avec la Combustion en Lit Fluidisé Circulant (CFBC), cette technique est utilisée dans des conditions de température optimales, utilisant de faibles températures de combustion situées entre 800 et 950°C avec une efficacité d'absorption plus élevée avec un surplus de sorbant supérieur à un facteur de 2.

Le procédé en lui-même est relativement simple et requiert moins de maintenance. Le procédé produit un résidu sec et solide qui ne nécessite aucun autre traitement avant d'être mis en décharge ou utilisé comme matériau de construction.

L'injection de sorbant dans le foyer peut entraîner la scorification et l'encrassement des échangeurs de chaleur, si bien que le soufflage de suie peut avoir à être augmenté.

Les références les plus récentes concernant cette mesure viennent de Chine où ce procédé s'est avéré adéquat en raison des besoins en émission modérés de SO_2 , de la teneur en soufre du charbon local et de la simplicité du procédé.

Les coûts d'investissement des procédés d'injection de sorbant dans le foyer pour la production d'énergie sont inférieurs à ceux d'un système semi-sec et d'un épurateur par voie humide. Une unité de 350 MW_{th}, par exemple, avec un réacteur a un coût d'investissement d'environ 25 % du coût d'investissement d'un procédé au calcaire par voie humide. Le coût du calcaire représente environ la moitié des coûts d'exploitation du procédé, qui sont globalement faibles en raison du prix du réactif. Un avantage de ce procédé simple est qu'aucun personnel supplémentaire n'est nécessaire au fonctionnement ou à la maintenance du procédé. Le sous-produit peut être réutilisé, mais il n'a aucune valeur économique.

3.3.5.2 Injection de sorbant dans le conduit (désulfuration des fumées par voie sèche)

L'injection de sorbant dans le conduit signifie que l'injection d'un sorbant à base de calcium ou de sodium a lieu dans les fumées entre le chauffeur d'air et un électrofiltre ou un filtre à manches existants comme le montre la Figure 3.17.

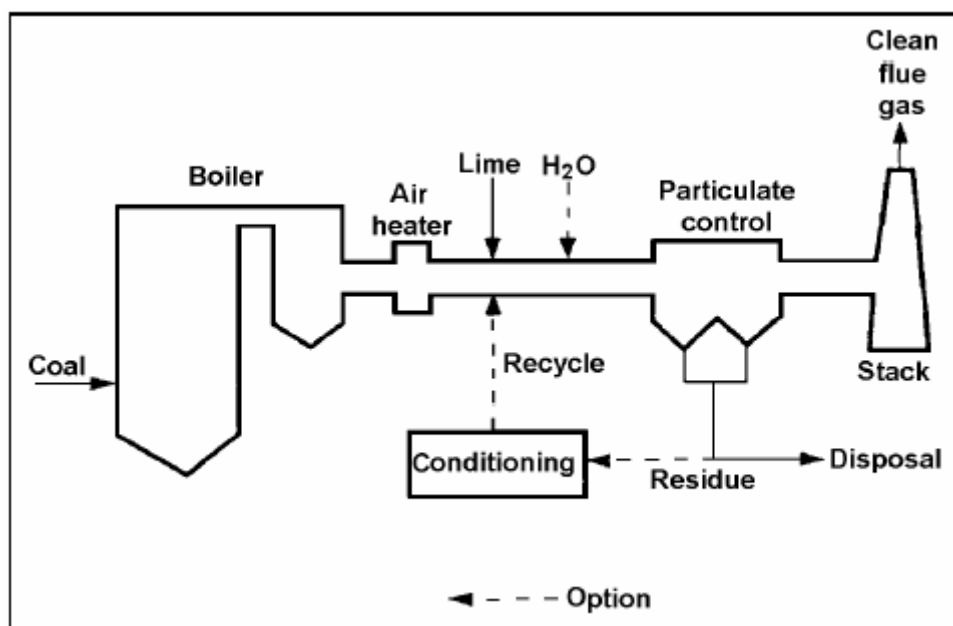


Figure 3.17 : Injection de sorbant dans le conduit
[33, Ciemat, 2000]

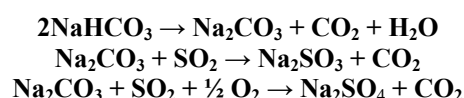
Les types les plus courants d'injection de sorbant dans le conduit sont :

- la chaux hydratée sèche, qui nécessite une humidification
- l'injection de sodium sec, qui ne nécessite pas d'humidification
- l'injection d'une suspension de chaux ou épuration dans le conduit qui ne nécessite pas une étape d'humidification séparée.

L'eau d'humidification a deux objectifs. Tout d'abord, elle active le sorbant pour améliorer l'élimination du SO_2 , puis elle conditionne les particules pour maintenir l'efficacité de la performance de l'électrofiltre.

Même si l'injection de sorbant dans le conduit est un procédé simple et passif, plusieurs des phénomènes clés visant à augmenter son contrôle sont a) la désulfuration des fumées à l'aide d'un sorbant à base de calcium ou de sodium est le recyclage multiple du produit avec une quantité élevée d'absorbant qui n'a pas réagi et b) le couplage avec un électrofiltre existant qui augmente l'efficacité en réduisant la température et ayant une humidité plus élevée. La façon dont l'électrofiltre est capable de collecter jusqu'à 100 fois plus de produit et de cendres volantes qu'à un seul flux gazeux vers un procédé d'injection dans un conduit n'est pas bien comprise. Un paramètre supplémentaire consiste à humidifier les produits recyclés de sorte que les parois et l'électrofiltre ne soient pas en contact direct avec l'eau pour éviter les risques de corrosion.

Après injection, le bicarbonate de sodium se décompose thermiquement pour former du carbonate de sodium. Une fois que la surface initiale du sorbant de carbonate de sodium a réagi avec le SO_2 pour former du sulfite ou du sulfate de sodium, la réaction ralentit en raison du bouchage des pores (qui résiste à la diffusion en phase gazeuse du SO_2). Pour que la réaction continue, la particule de sorbant doit se décomposer davantage. Cette décomposition fait évoluer les gaz H_2O et CO_2 dans l'atmosphère environnante en créant un réseau d'espaces vides dans la particule. Ce procédé expose le sorbant réactif et frais (neuf) et permet au SO_2 , une fois de plus, de se diffuser à l'intérieur de la particule. Cette augmentation dans la zone de surface est de l'ordre de 5 à 20 fois la zone surface d'origine, en fonction du sorbant spécifique considéré. Les séries de réactions suivantes se produisent pour produire du carbonate de sodium pour l'élimination du SO_2 :



Les taux de décomposition et la sulfatation des particules du composé de sodium sont une fonction compliquée de la température du gaz, du taux de transfert de chaleur vers les particules, des fumées H_2O et CO_2 , des pressions partielles et des effets des autres composants des fumées.

Les caractéristiques des technologies d'injection de sorbant dans le conduit sont des coûts d'investissement faibles, la simplicité du procédé et leur adaptation facile aux situations de post-équipement (retrofit) difficiles. Toutefois, ils offrent une efficacité d'élimination du SO_2 relativement faible. Cet inconvénient ajouté à la faible efficacité d'utilisation du sorbant a rendu leur commercialisation difficile. Toutefois, l'injection de sorbant dans le conduit représente un grand potentiel pour les chaudières relativement anciennes et de petites tailles. C'est la raison pour laquelle différents procédés d'injection de sorbant dans le conduit ont été développés pour améliorer l'élimination du SO_2 et la fiabilité. L'objectif visé pour l'efficacité de l'élimination du SO_2 par l'injection de sorbant dans le conduit est habituellement d'au moins 50 %. Les procédés en cours de développement visent à atteindre 70 à 95 % en terme d'efficacité d'élimination sans coûts d'investissement et difficultés opérationnelles supplémentaires ; les améliorations étant basées sur une meilleure compréhension de l'injection de sorbant dans le conduit.

Le recyclage du sorbant consommé s'avère particulièrement important dans les économies liées à l'injection de sorbant dans le conduit car des temps de séjour du sorbant plus courts (de 0,5 à 3,0 secondes) ont amené à moins utiliser le sorbant par rapport aux épurateurs semi-secs classiques. Seuls 15 à 30 % en masse du $\text{Ca}(\text{OH})_2$ réagit habituellement avec le SO_2 sans recyclage du sorbant consommé. Cela signifie que 70 à 85 % du $\text{Ca}(\text{OH})_2$ non réagi collecté dans l'électrofiltre est éliminé avec les cendres volantes sèches. Une faible utilisation de sorbant est un inconvénient pour les procédés d'injection de sorbant dans le conduit. Le recyclage de sorbant consommé a récemment été adopté dans plusieurs procédés pour améliorer l'utilisation du sorbant et pour optimiser la performance d'élimination du SO_2 .

Dans un système de recyclage de sorbant, une partie de ces solides collectés peut être recyclée dans le conduit pour donner une autre opportunité au $\text{Ca}(\text{OH})_2$ de réagir avec le SO_2 . Le recyclage de ces solides augmente la teneur totale en $\text{Ca}(\text{OH})_2$ dans le système sans augmenter le taux d'addition de chaux fraîche (neuve). C'est pourquoi toute augmentation de l'élimination du SO_2 est atteinte sans augmenter les coûts de sorbant frais (neuf).

Le procédé d'injection de sorbant dans le conduit est très simple et facile à utiliser et ne représente aucun risque majeur de dysfonctionnement du procédé.

Ce procédé convient aux différents combustibles et techniques de combustion, notamment lorsque l'injection a lieu dans la partie la plus froide du conduit. On peut éviter le frittage et/ou le mélange de sorbant lorsque le sorbant est fourni dans la partie plus froide du conduit des fumées.

Le contrôle du procédé étant très facile à implémenter, tout changement dans la charge de la chaudière ou d'autres paramètres n'affecte pas son efficacité.

Sur la capacité mondiale utilisant la technologie de désulfuration des fumées par voie sèche, 23 % (soit 5 929 MW d'électricité en 1998) utilisent les procédés d'injection de sorbant sec dans le conduit et d'injection de sorbants dans le foyer.

Les procédés d'injection de sorbant sec sont très compétitifs pour les petites centrales électriques. Les coûts d'investissements sont faibles et cette mesure est plutôt facile à mettre en place dans une centrale électrique existante. Les coûts de capitaux indiqués pour le procédé d'injection de sorbant dans le conduit varient beaucoup en fonction de la teneur en soufre du combustible et de la taille de l'installation.

Les réactifs nécessaires sont plus chers que ceux utilisés dans les procédés utilisant du calcaire tels que pour l'injection dans le foyer ; les coûts d'exploitation sont donc plus élevés même si un plus petit rapport molaire Ca/S est possible. Le taux de réduction du procédé peut être amélioré en augmentant le ratio Ca/S ce qui implique des coûts de sorbants plus élevés et une demande d'énergie auxiliaire plus importante. Le sous-produit ne peut pas toujours être réutilisé ce qui génère davantage de dépenses du côté de l'opérateur.

Procédé modifié de désulfuration des fumées par voie sèche

Les fumées chaudes et non traitées provenant d'une chaudière ou après le pré collecteur (le pré collecteur n'est pas représenté sur l'image ci-dessous), lorsqu'elles sont introduites dans le réacteur de désulfuration des fumées par voie sèche via un disperseur de gaz, entre en contact avec une poudre, flottant librement et humidifiée, de cendres volantes et de chaux. Ses composants réactifs sont rapidement absorbés dans les composants alcalins de la poudre. L'eau s'évapore simultanément pour atteindre la température des

fumées requise pour la collecte efficace du SO_2 . Le contrôle de la distribution du gaz, le débit de poudre, la distribution et la quantité d'eau d'humidification garantit que les conditions adéquates permettant d'atteindre une efficacité optimale d'élimination du SO_2 sont réunies.

Les rejets gazeux traités circulent vers un collecteur de particules (filtre à manches ou électrofiltre) dans lequel les particules des fumées sont éliminées. Les gaz de sortie du collecteur de particules sont transportés vers une cheminée grâce à un ventilateur d'extraction. Les solides collectés sont recyclés dans le réacteur de désulfuration des fumées par voie sèche via un système humidificateur. Le niveau de la trémie contrôle la purge de la poudre dans le silo des sous-produits à recycler [135, Alstom Power, 2002].

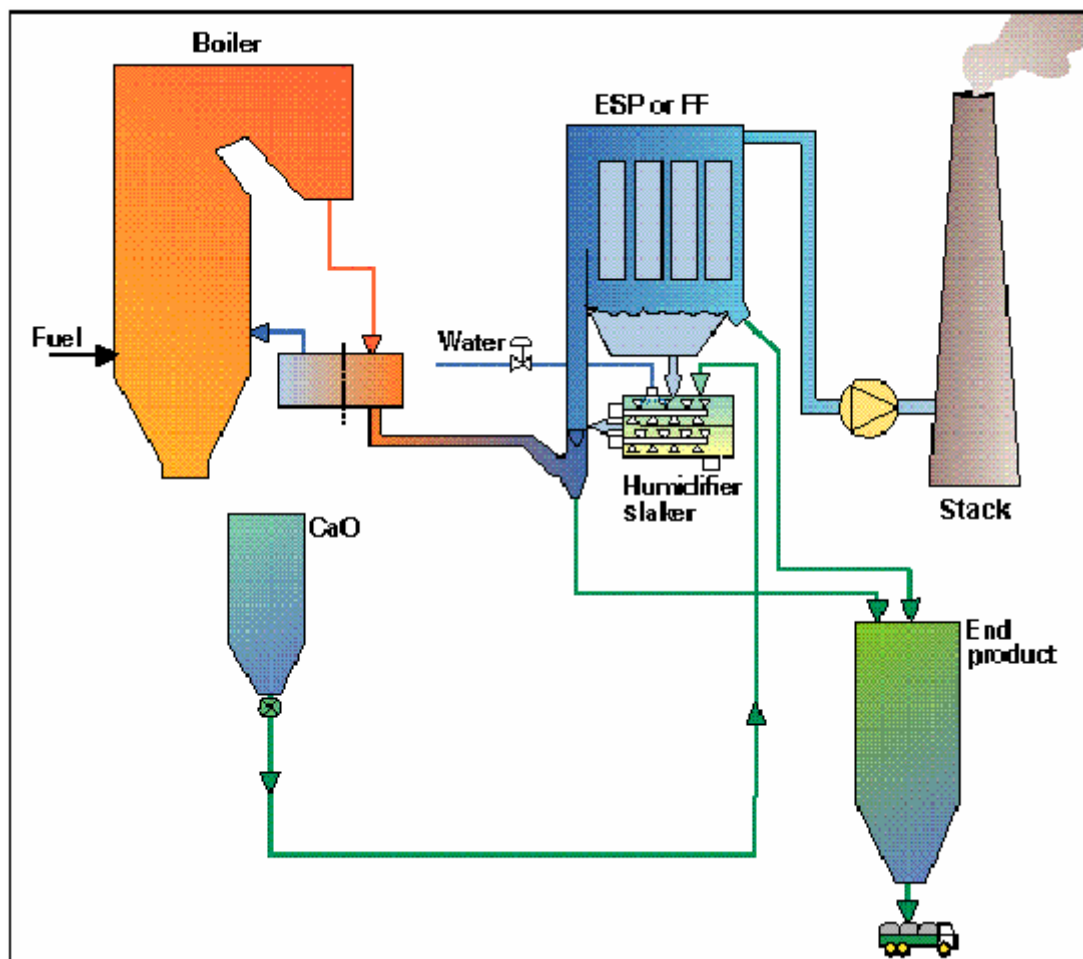


Figure 3.18 : Procédé modifié de désulfuration des fumées par voie sèche [135, Alstom Power, 2002], [162, Notter, et al., 2002]

De plus, le besoin d'un équipement spécial et sophistiqué est réduit dans le procédé modifié de désulfuration des fumées par voie sèche. Il n'y a ni d'atomiseur rotatif ou associé à cette machine à vitesse rapide, ni de buse bi-fluide nécessitant de l'air comprimé. Les besoins en énergie pour le mélange recyclé/réactif dans les mélangeurs sont bien inférieurs aux éléments correspondants dans un système conventionnel d'épuration des fumées par voie sèche : par comparaison, les atomiseurs rotatifs et les buses bi-fluides semblent bien plus complexes que le mélangeur. Une conséquence importante de l'utilisation des mélangeurs à la place des buses ou des atomiseurs rotatifs est que tous les équipements qui doivent faire l'objet d'une surveillance attentive de la part de l'opérateur est placé au niveau du sol, hors du flux des fumées ; elle est fournie avec le filtre à manches. Cette disposition permet de réduire les coûts et facilite la maintenance.

3.3.5.3 Injection de sorbant hybride

L'injection de sorbant hybride est une combinaison d'injection de sorbant dans le foyer et de sorbant dans le conduit pour améliorer l'efficacité d'élimination du SO_2 . Une caractéristique de l'injection de sorbant hybride est l'utilisation du calcaire en tant que sorbant. Cela est intéressant car le calcaire est moins cher que la chaux qui est généralement utilisée dans des épurateurs semi-secs. Certains procédés d'injection de

sorbant hybride ont atteint le statut commercial en raison des principales caractéristiques opérationnelles suivantes :

- un taux d'élimination de SO_2 relativement élevé
- de faibles coûts de capitaux et d'exploitation
- un post-équipement (retrofit) facile
- un fonctionnement et une maintenance faciles sans manipulation de suspension
- une zone d'installation réduite en raison de la taille compacte de l'équipement
- aucun traitement des eaux usées requis.

3.3.5.4 Absorbeur en lit fluidisé circulant (CFB) par voie sèche

Le procédé en lit fluidisé circulant (CFB) est un type d'absorbeur sec, mais séparé soit de l'épurateur semi-sec soit de l'injection de sorbant. Toutefois, c'est le seul procédé de ce type décrit dans ce document. Il est classé comme un absorbeur en lit fluidisé circulant par voie sèche dans les procédés d'injection de sorbant.

Le procédé de combustion en lit fluidisé circulant a été utilisé sur le plan commercial dans cinq chaudières de centrales électriques alimentées au charbon en Allemagne depuis 1987. La chaux hydratée est injectée directement dans le réacteur à lit fluidisé circulant. La chaux vive peut être éteinte sur site dans le cadre d'un procédé séparé.

Les fumées provenant du préchauffeur d'air de la chaudière entre dans le bas du réacteur à lit fluidisé circulant et circule vers le haut via une section Venturi. Le venturi est conçu pour permettre la distribution du flux via la plage de fonctionnement de la cuve. Dans le venturi, le gaz est d'abord accéléré puis décéléré avant d'entrer dans la cuve cylindrique supérieure. La hauteur supérieure de la cuve est conçue pour s'ajuster à la masse de matériaux du lit requise pour la durée de contact du Ca et du SO_2 . Toutes les entrées externes telles que les matériaux recirculants, le réactif frais (neuf) et l'eau de conditionnement du gaz sont introduites dans le gaz par la paroi du divergeant du venturi. La cuve n'a pas de composants internes mécaniques ou structurels.

Le procédé n'est pas compliqué à utiliser et son entretien est facile car il ne requiert pas d'équipement mécanique de maintenance pointue tels que les broyeurs, les pompes à suspension résistantes à l'abrasion, les agitateurs, les atomiseurs rotatifs et les dispositifs de déshydratation des boues. De plus, la surface effective augmentée de la zone du lit circulant permet de capter presque tout le SO_3 contenu dans le gaz en éliminant les risques de corrosion du trajet du gaz provenant de la brume d'aérosol de SO_3 condensé.

3.3.6 Procédé régénérable

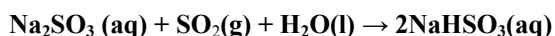
Dans les procédés régénérables, le sorbant consommé est réutilisé après traitement thermique ou chimique pour produire du SO_2 concentré qui sera ensuite en principe converti en soufre natif. Les premiers procédés régénérables ont été commercialisés au début des années 70. Comme il s'agit de procédés complexes nécessitant des coûts de capitaux élevés et qui consomment beaucoup d'énergie, ils ne sont pas beaucoup utilisés dans les installations de combustion.

Avant d'être utilisé à grande échelle dans les installations de désulfuration des fumées, le soufre était une ressource chère, mais il est aujourd'hui récupéré dans de nombreux procédés industriels. Aujourd'hui, son prix a chuté et il a une très faible valeur commerciale. Comme ces procédés ne sont économiques le plus souvent qu'en fonction de la rentabilité des produits, les faibles prix du soufre signifient qu'ils ne sont pas vraiment compétitifs. Certaines applications ont été converties en d'autres procédés. Seules les grandes installations de combustion se trouvant dans ou à proximité de raffineries ou d'usines chimiques utilisent ces procédés lorsque la régénération à grande échelle est utilisée sur le site industriel.

3.3.6.1 Procédé sulfite/bisulfite de sodium

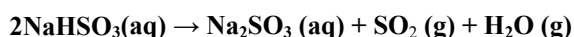
Le procédé sulfite/bisulfite de sodium est le procédé régénérable le plus répandu. Les installations commerciales utilisant ce procédé sont exploitées pour les chaudières industrielles et les centrales électriques brûlant du charbon, du lignite, du fioul et du coke de pétrole. Le nombre total d'installations s'élève à 38 (qui représentent un total de 23 millions de m^3/h de gaz combustible), dont six chaudières alimentées au charbon. La majorité de ces installations se trouvent en Allemagne, au Japon et aux États-Unis. Néanmoins, les exploitants des grandes installations de combustion ont déjà changé de techniques ou choisissent, pour des raisons économiques, des procédés de désulfuration des fumées moins coûteux.

Le procédé est basé sur un équilibre sulfite/bisulfite de sodium. Les fumées passent d'abord dans l'unité du pré-épurateur qui sature l'effluent gazeux et le refroidit tout en supprimant les halogénures et les particules restantes. Différents systèmes de pré-éparation peuvent être utilisés, mais chacun d'eux inclut un flux de recirculation d'eau pour assurer un bon contact et un flux de purge afin d'éliminer la concentration en chlorure et en solides. La réaction suivante se produit dans l'absorbeur :



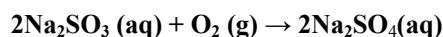
L'absorption se fait à contre-courant et comme la liqueur circule dans la colonne, une quantité plus importante de sulfite est convertie en bisulfite jusqu'à ce qu'elle quitte la colonne. La petite quantité de cendres volantes qui passe par le pré-épurateur est également captée dans la solution, puis elle est éliminée par filtration avant que la liqueur épurée ne passe par une zone de stockage intermédiaire avant la régénération.

Dans la zone de régénération, la principale réaction est :



Une liqueur de produit de l'absorbeur est régénérée dans les évaporateurs à circulation forcée. Le sulfite de sodium se cristallise à l'extérieur de la solution et il est redissout en condensat pour produire la liqueur alimentant l'absorbeur.

Deux réactions simultanées se produisent dans le procédé : la première dans la zone d'absorption et l'autre au cours de la régénération. Dans la zone d'absorption, une petite quantité de sulfate de sodium qui réduit la capacité de la liqueur pour l'absorption de SO_2 est produite du fait de la présence d'oxygène dans les fumées :



Au cours de la régénération, une petite quantité de thiosulfates de sodium se forme par réaction de disproportionnement.

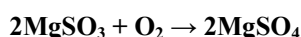
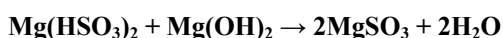
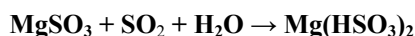


Cette réaction est autocatalytique et la concentration en thiosulfates est maintenue à un faible niveau grâce à la purge. On ajoute de l'hydroxyde de sodium en appoint pour remplacer le sodium perdu essentiellement au cours de l'oxydation du sulfite de sodium en sulfate de sodium dans l'absorbeur : On ajoute également de l'acide éthylène-diamine tétracétique (EDTA) pour inhiber l'oxydation.

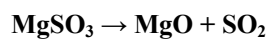
Ce procédé est utilisé en Allemagne depuis 1987 pour la désulfuration des fumées provenant de deux centrales électriques adjacentes ayant une puissance de sortie de 350 MW_e et 325 MW_e. L'installation combinée a produit 80000 – 90000 t/an de soufre de haute qualité et 15000 – 20000 t/an de sulfate de sodium pur. Le procédé sulfite-bisulfite de sodium a une conception complexe et nécessite un personnel qualifié.

3.3.6.2 Procédé d'oxyde de magnésium

Le procédé d'oxyde de magnésium est un procédé d'épuration par voie humide régénérable qui utilise une solution d'hydroxyde de magnésium comme sorbant. C'est essentiellement le même que l'épurateur au calcaire par voie humide, sauf pour l'étape de régénération pour le sorbant consommé. HCl et HF dans les fumées sont éliminés dans un pré-épurateur pour éviter la contamination du sel de magnésium après l'absorption de SO_2 . Les fumées entrent ensuite dans l'épurateur où le SO_2 est absorbé par une suspension aqueuse de sulfate de magnésium, formée à partir du sorbant d'hydroxyde de magnésium :



Le produit de réaction, le sulfate/sulfite de magnésium coule en continu de l'absorbeur et séché dans un séchoir. Le sulfate/sulfite de magnésium est calciné à environ 900°C en présence de carbone pour régénérer l'oxyde de magnésium qui revient dans le système d'absorption :



En tant que sous-produit, le soufre natif, l'acide sulfurique ou le dioxyde de soufre concentré sont obtenus dans le procédé. Ce sont des sous-produits commercialisables qui peuvent être commercialisés pour réduire les coûts d'exploitation totaux. Sinon, la régénération de l'oxyde de magnésium nécessiterait une grande quantité d'énergie thermique.

Trois installations alimentées au charbon utilisant le procédé d'oxyde de magnésium sont en activité aux États-Unis avec une capacité totale de 900 MW_e. Elles ont été remises à niveau en 1982 dans les installations existantes alimentées au charbon avec plus de 3,5 % de soufre. Aucune installation utilisant l'oxyde de magnésium n'est en cours de construction et aucun projet de nouvelle installation n'est prévu à ce jour.

3.3.7 Performance générale des techniques de désulfuration des fumées

Technique	Taux général de réduction du SO ₂	Autres paramètres de performance		Remarques
		Paramètre	Valeur	
Épurateur au calcaire/à la chaux par voie humide	92 – 98 % (en fonction du type d'absorbeur)	Température de fonctionnement	45 – 60 °C	<ul style="list-style-type: none"> le taux de réduction du SO₂ pour des unités existantes de désulfuration des fumées commence à 85 % de la capacité totale de FGD installée. Les épurateurs par voie humide représentent 80 % dont 72 % utilisent du calcaire comme réactif, 16 % utilisent de la chaux et 12 % utilisent d'autres réactifs le choix du calcaire (teneur élevée en carbonate de calcium, faible teneur en Al, en F et en Cl) est une question importante pour assurer un bon taux d'élimination du SO₂ la distance permettant d'amener le calcaire jusqu'à l'installation et la réactivité du calcaire sont aussi deux paramètres importants à prendre en compte on utilise parfois des tampons organiques pour maintenir le pH de la solution d'épuration la perte d'énergie due au réchauffage des fumées est importante par rapport à celle des systèmes de désulfuration des fumées par voie sèche et les systèmes d'élimination combinée de SO₂/NO_x qui, en principe, ne nécessitent généralement pas un réchauffage des fumées le problème associé à l'échangeur de chaleur rotatif gaz-gaz qui fonctionne à environ 150 °C est la fuite inhérente de fumées en interne de l'ordre de 1 à 3 % des fumées brutes qui vont directement à la cheminée sans réduire la teneur en SO₂ plusieurs installations utilisent des systèmes de désulfuration des fumées par voie humide avec une tour de refroidissement ou une cheminée de décharge par voie humide. La tour de refroidissement ou la cheminée de décharge des fumées épurées permet de faire l'économie d'un réchauffage coûteux, d'économiser l'énergie de réchauffage et de faire baisser le niveau des rejets dans le sol de façon importante la production d'eaux usées est un inconvénient de l'épurateur au calcaire par voie humide consommation d'eau élevée perte de l'efficacité globale de l'installation du fait de la consommation élevée d'énergie (en moyenne, une pompe à suspension consomme environ 1 MW) gypse sous forme de sous-produit commercialisable.
		Sorbant	Calcaire-Chaux	
		Consommation d'énergie en % de la capacité électrique	1 – 3 %	
		Baisse de pression	20 – 30 (10 ² Pa)	
		Ratio molaire Ca/S	1,02 – 1,1	
		Fiabilité	95 – 99 % (de la durée de fonctionnement)	
		Résidu/Sous-produit	Gypse	
		Pureté du gypse	90 – 95 %	
		Temps de séjour	10 sec	
		Durée de vie d'un revêtement en caoutchouc	>10 ans (charbon)	
		Taux d'élimination du SO ₃	92 – 98 %	
		Taux d'élimination du HCl	90 – 99 %	
		Taux d'élimination du HF	90 – 99 % dans l'absorbeur	
		Particules	>50 % en fonction de la taille des particules	

Tableau 3.5 : Performance générale de l'épurateur au calcaire/à la chaux par voie humide pour réduire les émissions d'oxyde de soufre

Technique	Taux général de réduction du SO ₂	Autres paramètres de performance		Remarques
		Paramètre	Valeur	
Épuration à l'eau de mer	85 – 98 %	Température de fonctionnement (exemple)	145 °C (exemple fumées en entrée) 30 – 40 °C (= temp. de sortie de l'eau de mer)	<ul style="list-style-type: none"> l'eau de mer doit être disponible seules quelques unités sont en fonctionnement dans les centrales électriques en appliquant un procédé d'épuration à l'eau de mer à une installation de combustion, les conditions locales telles que les conditions de l'eau de mer, les flux des marées, l'environnement marin (aquatique) proche de la sortie d'eau de l'épurateur doit être examiné avec soin afin d'éviter les effets sur l'environnement. Les effets peuvent venir de la réduction du niveau de pH à proximité de la centrale électrique ainsi que de la présence de métaux restants (métaux lourds quelquefois appelés éléments traces) et cendres volantes. Cela s'applique notamment aux installations situées dans un estuaire l'applicabilité de l'épuration à l'eau de mer est très élevée car le procédé est simple et ne nécessite pas de manipuler de suspension les coûts d'exploitation sont faibles par rapport à un système de désulfuration des fumées par voie humide les fumées doivent d'abord être dépoussiérées applicable seulement avec des combustibles faiblement soufrés.
		Sorbant	Eau de mer/Air	
		Temps de séjour de l'eau de mer dans l'aérateur	15 min. (exemple, le temps de séjour dépend du type de procédé)	
		Flux max. de fumées par absorbeur	aucune limite dans le flux de gaz	
		Fiabilité	98 – 99 %	
		Résidu/Sous-produit	Aucun	
		Consommation d'énergie exprimée en % de capacité électrique	0,8 – 1,6 %	
		Taux d'élimination du HCl	95 – 99 %	
		Taux d'élimination du HF	95 – 99 % dans l'absorbeur	
		Consommation en eau (exemple)	15000 m ³ /h (dépend de la concentration en bicarbonate de l'eau de mer)	
		Eaux usées	Aucun (mais les ions sulfates dissous dans l'eau de mer)	
		Baisse de pression	10 – 20 (10 ² Pa)	

Tableau 3.6 : Performance générale de l'épuration à l'eau de mer pour la réduction des émissions d'oxyde de soufre

Technique	Taux général de réduction du SO ₂	Autres paramètres de performance		Remarques
		Paramètre	Valeur	
Épurateur semi-sec	85 – 92 %	Température de fonctionnement	120 – 200 °C (fumées en entrée) 65 – 80 °C (fumées en sortie)	<ul style="list-style-type: none"> il faut souligner que le SO₃ est éliminé plus efficacement avec les épurateurs semi-secs qu'avec les épurateurs par voie humide l'utilisation de tours de meulage peut augmenter la réactivité de la chaux éteinte comme les épurateurs semi-secs permettent d'éliminer davantage de SO₃ que les épurateurs par voie humide, il y aura moins de problèmes liés au H₂SO₄ dans l'environnement à proximité de l'installation qu'avec les épurateurs par voie humide comme la consommation d'énergie dans les dispositifs de réduction des NO_x et des particules représente moins de 0,1 %, la consommation totale d'énergie pour le contrôle de la pollution est en principe inférieure à 1,0 % dans une installation adoptant un épurateur semi-sec. C'est un avantage intéressant par rapport aux épurateurs par voie humide qui nécessitent une consommation d'énergie de 1,0 à 1,5 % le coût quatre à cinq fois supérieur du sorbant à la chaux utilisé dans les épurateurs semi-secs par rapport au calcaire pour les principaux épurateurs par voie humide est probablement le plus gros inconvénient des épurateurs semi-secs des recherches ont montré qu'environ 35 à 85 % du mercure présent dans la phase gazeuse en aval de l'épurateur est éliminé les procédés d'absorption semi-secs sont actuellement utilisés dans des unités de combustion alimentées au charbon. Toutefois, des études pilotes ont démontré que le procédé pouvait être appliqué à d'autres combustibles fossiles tels que le fioul, le lignite ou la tourbe avec une teneur en soufre supérieure à 3 %, l'efficacité d'élimination diminue légèrement l'efficacité de l'épurateur semi-sec dépend énormément du dispositif de dépoussiérage utilisé (ex. filtre à manches ou électrofiltre) car la désulfuration se produit dans une certaine mesure, par exemple, dans le gâteau du filtre à manches. CaSO₄ en résidu.
		Sorbant	Chaux, oxyde de calcium	
		Temps de séjour	2 – 10 sec	
		Ratio molaire Ca/S	1,3 – 2,0	
		Flux de fumées max. par absorbeur	700 000 m ³ /h	
		Plage d'élimination du SO ₃ et du HCl	95 %	
		Taux de recirculation du sorbant utilisé	0 – 15%	
		Teneur en solides dans le liquide injecté	10 – 35 %	
		Fiabilité	95 – 99 %	
		Résidu/Sous-produit	Mélange de cendres volantes, d'additifs n'ayant pas réagi et de CaSO ₃	
		Consommation d'énergie exprimée en % de capacité électrique	0,5 – 1 %	
		Consommation en eau	20 – 40 l/1000 m ³ de fumées (dépend de la temp. du gaz)	
		Eaux usées	Aucun	
		Baisse de pression du procédé semi-sec sans dispositif de dépoussiérage	30 (10 ² Pa)	

Tableau 3.7 : Performance générale de l'épuration par procédé semi-sec pour la réduction des émissions d'oxyde de soufre

Technique	Taux général de réduction du SO ₂	Autres paramètres de performance		Remarques
		Paramètre	Valeur	
Injection de sorbant dans le foyer	70 – 80 % par recyclage du produit de réaction 30 – 50 %	Température de fonctionnement	950 – 1150 °C (foyer supérieur) 540 °C (économiseur)	<ul style="list-style-type: none"> l'efficacité de la réduction du SO₂ est surtout fonction du ratio molaire Ca/S, du type de sorbant, du degré d'humidification, des additifs disponibles, du point d'injection et de la charge de la chaudière pour augmenter l'efficacité d'élimination du SO₂, l'eau peut être pulvérisée dans le conduit avant le dépoussiéreur. Cela entraîne une amélioration de l'efficacité de l'élimination du SO₂ d'environ 10 % problème d'encrassement, de scorification et de stabilité de flamme dans la chaudière l'injection de sorbant dans le foyer peut augmenter la quantité de carbone imbrûlé présent dans les cendres.
		Sorbant	Calcaire, chaux hydratée, dolomite	
		Fiabilité	99,9 %	
		Baisse d'efficacité de la chaudière	2 %	
		Consommation d'énergie exprimée en % de capacité électrique	0,01 – 0,2 %	
		Résidu	Mélange de sel de Ca	
Injection de sorbant dans le conduit (désulfuration des fumées par voie sèche)	50 – 80 %	Température de fonctionnement		<ul style="list-style-type: none"> faibles coûts en capitaux et installation extrêmement simples facile à post-équiper (retrofit) (un espace réduit et une courte période de construction) pas d'eaux usées la gestion des cendres est plus difficile car les cendres sont enrichies à la chaux non réagie ce qui durcit les cendres après qu'il soit humidifié la tendance aux dépôts sur les parois des conduits est à la hausse.
		Sorbant	Calcaire, chaux hydratée, dolomite	
		Fiabilité	99,9 %	
		Consommation d'énergie exprimée en % de capacité électrique	0,2 %	
		Résidu	Mélange de sel de Ca	
Injection de sorbant hybride	50 – 80 % (90 % par réactivation par humidification du CaO n'ayant pas réagi)	Temps de séjour	3 sec	<ul style="list-style-type: none"> utilisé dans certaines installations aux États-Unis
Absorbeur en lit fluidisé circulant par voie sèche	90 – 99 %	Température de fonctionnement	70 – 80 °C	<ul style="list-style-type: none"> le réservoir du lit fluidisé circulant est conçue pour une plage de vitesse de gaz interne de 1,8 m/s à 6 m/s pour des charges de chaudière allant de 30 à 100 % par recirculation du gaz épuré n'a été appliqué qu'un petit nombre de fois élimination élevée des métaux lourds.
		Temps de séjour	3 sec	
		Ca/S	1,1/1,5	
		Taux de recirculation du sorbant utilisé	10 – 100	
		Consommation d'énergie	0,3 – 1 %	
		Sorbant	Ca(OH) ₂	
		Fiabilité	98 – 99,5 %	
		Baisse de pression sans dépoussiérage	7 – 15 hPa	
		Résidu	CaSO ₃ /CaSO ₄ /cendres volantes	

Tableau 3.8 : Performance générale des différentes techniques d'injection de sorbant pour la réduction des émissions d'oxydes de soufre

Technique	Taux général de réduction du SO ₂	Autres paramètres de performance		Remarques
		Paramètre	Valeur	
Procédé sulfite/bisulfite de sodium	95 – 98 %	Température des fumées dans l'absorbeur	45 – 70 °C	<ul style="list-style-type: none"> le procédé sulfite/bisulfite de sodium n'est en principe plus utilisé en Europe pour les unités alimentées au charbon comme le procédé utilise une solution pour absorber le SO₂, des dispositifs de contact de haute efficacité tels que les plateaux à clapet ou les lits fixes peuvent être utilisés sans problèmes de calaminage dans certains cas, par exemple, lorsqu'une centrale électrique se situe à proximité ou dans un centre ville, le transport de grande quantité de matériaux (calcaire et gypse) de/vers la centrale électrique crée des nuisances à cause du bruit et des mouvements de trafic. Par contre, pour le procédé sulfite-bisulfite au sodium, il y a moins de mouvements de trafic pour la soude caustique et le soufre le procédé sulfite-bisulfite au sodium implique des coûts de capitaux élevés, un personnel plus nombreux et qualifié et une consommation d'énergie élevée.
		Teneur max. en S du combustible	3,5 %	
		Débit max. de fumées	600000 m ³ /h	
		Teneur en solides dans le liquide injecté	20 – 50 %	
		Consommation d'énergie exprimée en % de capacité électrique	3 – 5,8 %	
		Consommation en eau	70 – 200 m ³ /h (pré-épurateur seulement)	
		Fiabilité	>95 %	
Procédé à l'oxyde de magnésium	non disp.	Consommation d'énergie en % de la capacité électrique	n.a	
		Sous-produit	Soufre natif, acide sulfurique ou oxyde de soufre concentré	
		Fiabilité	n.a	

Remarques : n.a. = non disponible

Tableau 3.9 : Performance générale des techniques de régénération pour la réduction des émissions d'oxyde de soufre

3.4 Techniques de réduction des émissions d'oxyde d'azote

Cette section donne des descriptions génériques des mesures et des techniques qui sont généralement utilisées pour réduire les émissions d'oxyde d'azote provenant des installations de combustion². Les techniques de réduction des émissions d'oxyde d'azote sont séparées en mesures primaires et secondaires. Les mesures primaires ont été développées pour contrôler la formation de NO_x et/ou leur réduction dans la chaudière tandis que les mesures secondaires sont les techniques au point de rejet de réduction des émissions de NO_x.

De nombreux ouvrages, rapport et documents ont été publiés sur la réduction des émissions atmosphériques provenant de sources stationnaires telles que les grandes installations de combustion. Vous trouverez plus de détails sur les techniques permettant de réduire les émissions d'oxydes d'azote dans [32, Rentz, et al., 1999] et [33, Ciemat, 2000]. Ces deux références ont été utilisées pour rédiger cette partie du présent BREF.

Les oxydes d'azote (NO_x) formés au cours de la combustion des combustibles fossiles sont principalement le NO, le NO₂ et le N₂O. Dans la plupart des types de combustion, le NO représente plus de 90 % du total des NO_x. Comme nous l'avons déjà mentionné dans le chapitre 1, plusieurs mécanismes différents conduisent à la formation des NO_x : la formation de NO thermique, le prompt NO et la formation de NO provenant de l'azote du combustible. Un certain nombre de mesures primaires sont actuellement utilisées dans les GIC pour minimiser la formation des NO_x par ces mécanismes.

Reprenant les données collectées par EURELECTRIC, VDEW et VGB jusqu'en 1996, le Tableau 3.3 vous donne une présentation de la dénitrification. Il contient des estimations pour des applications ultérieures jusqu'à fin 1999.

Installations et technique	Nombre de sites et de centrales électriques		Installations avec dénitrification et puissance électrique contrôlée	
Pays	Nombre de sites	MWe	Nombre de sites	Puissance électrique (MWe)
Autriche	18	4852	17	4178
Belgique	31	5867	-	-
Danemark	13	8447	4	1754
Allemagne	960 (N2)	91090	166	35249
Grèce	10	6138	-	-
Finlande	30	5054	2	600
France	17	18218	6	1850
Irlande	10	2955	-	-
Italie	79	41873	27	15690
Luxembourg	-	-	-	-
Pays-Bas	15	9632	2	1270
Portugal	6	4514	-	-
Espagne	41	19357	-	-
Suède	41	5303	25	2534
Royaume-Uni	26	37718	-	-
UE-15 (1996)	1297	261018	250	63325
Remarques :				
N1 incluant la combustion en lit fluidisé.				
N2 incluant les centrales électriques industrielles allemandes (> 50 MW _{th})				

Tableau 3.10 : Dénitrification (mesures secondaires n'incluant pas de mesures primaires) dans les grandes installations de combustion dans l'Europe des 15
[58, Eurelectric, 2001]

3.4.1 Mesures primaires de réduction des NO_x :

² Ce chapitre s'intéressera principalement les techniques de réduction des NO_x pour chaudières. Les techniques spécifiques à la réduction des émissions de NO_x provenant des turbines à gaz et des moteurs alternatifs sont décrites dans les chapitres dédiés aux combustibles (combustibles liquides, combustibles gazeux).

De nombreuses mesures primaires de réduction des émissions (modifications de combustion) permettent de supprimer la formation d'oxyde d'azote dans des installations de combustion. Toutes ces mesures visent à modifier les paramètres de fonctionnement ou de conception des installations de combustion de telle façon que la formation d'oxydes d'azote est réduite ou que les oxydes d'azote déjà formés sont transformés à l'intérieur de la chaudière avant leur émission. La Figure 3.19 fait la synthèse des mesures primaires.

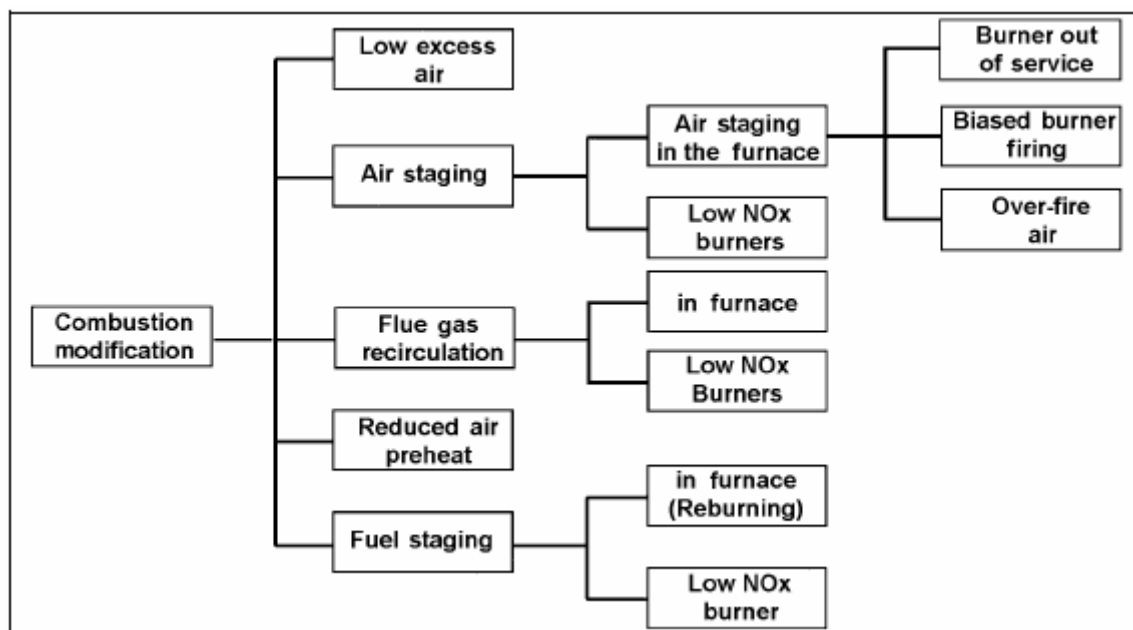


Figure 3.19 : Présentation des mesures primaires de réduction des émissions d'oxyde d'azote [32, Rentz, et al., 1999]

Lorsque les mesures primaires (modifications de combustion) sont prises, il est important d'éviter des impacts contraires sur le fonctionnement des chaudières et la formation d'autres polluants. C'est la raison pour laquelle les critères suivants pour les opérations à bas NO_x doivent être pris en compte :

- la sécurité opérationnelle (ex. inflammation stable dans la plage de charge)
- la fiabilité opérationnelle (pour prévenir la corrosion, l'érosion, l'encrassement, des scorifications, de la surchauffe des tubes, etc.).
- la capacité à brûler une large gamme de combustibles
- la combustion complète (pour réduire les niveaux de carbones dans les cendres ; moins de 5 % du carbone imbrûlé dans les cendres volantes est une condition habituelle pour que les cendres volantes puissent être vendues à l'industrie cimentière. La combustion complète est également souhaitée pour éviter les émissions élevées de monoxyde de carbone)
- les plus faibles émissions possibles de polluants pour éviter la formation d'autres polluants comme les matières organiques particulières (MOP) ou de N₂O
- l'impact contraire minimal sur le matériel d'épuration des fumées
- les faibles coûts de maintenance.

3.4.1.1 Faible excès d'air

Le faible excès d'air est une mesure opérationnelle comparativement simple et facile à mettre place pour la réduction des émissions d'oxyde d'azote. En réduisant la quantité d'oxygène disponible dans la zone de combustion à la quantité minimale requise pour la combustion complète, la conversion de l'azote du combustible et, dans une moindre mesure, la formation de NO_x sont réduites. Une réduction considérable des émissions peut être obtenue grâce à cette mesure notamment dans le cas d'anciennes centrales électriques. C'est la raison pour laquelle elle a été intégrée dans de nombreuses grandes installations de combustion existantes. En général, les nouvelles installations sont équipées d'un matériel de contrôle et de mesure complet qui permet un ajustement optimal de l'approvisionnement en air de la combustion.

Aucune énergie supplémentaire n'est requise pour la combustion à faible excès d'air et, si elle fonctionne correctement, cette mesure primaire de réduction des émissions ne devrait pas modifier la disponibilité de la centrale électrique. Toutefois, comme le niveau d'oxygène est réduit, la combustion peut s'avérer incomplète et la quantité de carbone imbrûlé dans les cendres peut augmenter. De plus, la température de

vapeur peut baisser. La réduction de l'oxygène dans les zones primaires à des niveaux très faibles peut également amener à des niveaux élevés de monoxyde de carbone. Ces modifications peuvent réduire le rendement de la chaudière, entraîner des scorifications, de la corrosion et avoir un impact négatif sur la performance de la chaudière. Cette technique n'entraîne pas uniquement une réduction des NO_x , mais aussi du SO_3 qui pourrait entraîner de la corrosion et de l'encrassement au niveau du préchauffeur d'air et du dispositif de réduction des particules. Des problèmes potentiels de sécurité, qui pourraient résulter de l'utilisation de cette technique sans un système de contrôle strict, incluent les incendies dans les préchauffeurs d'air et les trémies à cendres ainsi qu'une augmentation de l'opacité et des taux de rejet des rideaux d'eau.

3.4.1.2 Étagement de l'air

La réduction des NO_x par étagement de l'air se base sur la création de deux zones de combustion distinctes : une zone de combustion primaire avec un manque d'oxygène et une zone de combustion secondaire avec un excès d'oxygène afin d'assurer une combustion complète. L'étagement de l'air réduit la quantité d'oxygène disponible (de l'ordre de 70 à 90 % de l'air primaire) dans la zone primaire de combustion. Les conditions sous stœchiométriques dans la zone primaire ne permettent pas la conversion de l'azote combustible en NO_x . La formation de NO_x thermique est également réduite dans une certaine mesure par des pics de température les plus faibles possibles. Dans la zone secondaire, 10 à 30 % de l'air de combustion est injecté au-dessus de la zone de combustion. La combustion est achevée à ce volume de flamme supérieur. La relativement faible température de l'étage secondaire limite donc la production de NO_x thermique.

Dans les chaudières et les foyers, les options suivantes permettent d'obtenir l'étagement de l'air :

- combustion par brûleur à air soufflé (BBF, biased burner firing) : la combustion par brûleur à air soufflé est fréquemment utilisée comme une mesure de retrofit (reconversion) des installations existantes (uniquement pour les chaudières verticales), car elle ne nécessite pas de modification importante de l'installation de combustion. Les brûleurs inférieurs utilisent un combustible riche tandis que les brûleurs supérieurs sont approvisionnés avec l'excès d'air.
- brûleurs hors service (BOOS, burners out of service) : Puisque la mise hors service de certains brûleurs ne nécessite pas de modifier de façon importante l'installation de combustion, cette mesure est fréquemment utilisée comme une mesure de retrofit (reconversion) des chaudières verticales. Dans ce cas, les brûleurs inférieurs sont alimentés par des combustibles riches tandis que les brûleurs supérieurs ne seront pas utilisés, injectant seulement de l'air. L'effet de cette mesure est similaire à l'air additionnel pour la combustion (OFA), mais la réduction des émissions de NO_x par les brûleurs hors service (BOOS) n'est pas aussi efficace. Des problèmes peuvent se poser avec la gestion de l'entrée du combustible car la même quantité d'énergie thermique doit être fournie au foyer avec moins de brûleurs opérationnels. C'est pourquoi cette mesure est généralement restreinte aux procédés de combustion au gaz et au fioul
- air additionnel pour la combustion (OFA) : Pour les opérations avec air additionnel, des buses de soufflage sont installées en plus des brûleurs existants. Une partie de l'air de combustion est injectée via ces ports séparés qui se situent au dessus de la première ligne de brûleurs. Les brûleurs peuvent ensuite fonctionner avec un faible excès d'air qui empêche la formation des NO_x , l'air additionnel assurant une combustion complète. En principe, 15 à 30 % de la quantité totale de l'air de combustion qui passerait normalement dans les brûleurs est déviée vers les ports d'air additionnel. Pour retrofitter (post-équiper) une chaudière existante d'un dispositif d'air additionnel, il faut également modifier les tubes d'eau pour créer les ports des buses à air secondaire et ajouter des conduits, des clapets et une buse de soufflage.

L'étagement de l'air dans le foyer n'augmente pas la consommation d'énergie de l'installation de combustion et n'a aucun effet secondaire sur sa disponibilité opérationnelle si l'utilisation est correcte.

Il y a deux inconvénients majeurs de l'étagement de l'air comme technique d'élimination des NO_x . Le premier est qu'une quantité importante de CO peut se former si les buses d'air ne sont pas bien situées. Le second est que la quantité de carbone imbrûlé peut augmenter dans le cas de retrofit (post-équipement) lié à une baisse de volume entre la fin de la zone de combustion et le premier échangeur thermique.

C'est un moyen très économique de réduire les émissions d'oxyde d'azote. Il est très souvent utilisé avec d'autres mesures primaires tels que les brûleurs bas NO_x . C'est la raison pour laquelle il est difficile d'estimer ses effets sur le coût de l'étagement de l'air seul. Une estimation approximative situe les coûts de

l'air additionnel (OFA) à presque 1 million EUR pour une chaudière de 250 MW_{th} et le prix par tonne de NO_x réduite se situe en principe entre 300 et 1 000 EUR [32, Rentz, et al., 1999].

3.4.1.3 Recirculation des fumées

La recirculation des fumées entraîne une réduction de l'oxygène disponible dans la zone de combustion et, puisqu'elle refroidit directement la flamme, entraîne une baisse de la température de flamme : c'est la raison pour laquelle la conversion d'azote combustible et la formation des NO_x thermiques sont réduites. La recirculation des fumées dans l'air de combustion s'est avérée efficace pour la réduction des NO_x dans les systèmes de combustion à haute température tels que les chaudières à cendres fondues et les installations alimentées au gaz et au fioul. La Figure 3.20 illustre cette technique de manière schématique.

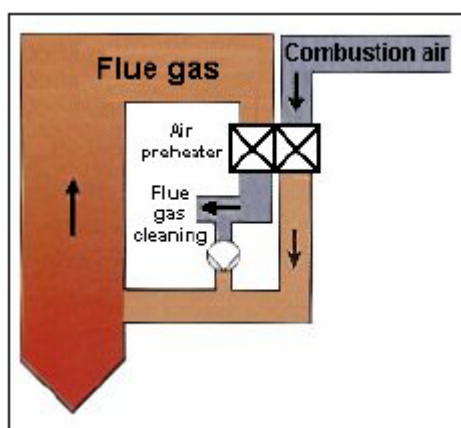


Figure 3.20 : Recirculation des fumées
[34, Verbund, 1996]

Comme le montre la figure ci-dessus, une partie des fumées (20 à 30 % à des températures se situant entre 350 et 400°C) est extrait du flux de fumées principal qui se trouve en aval du préchauffeur d'air, en principe après élimination de toutes les particules, puis recyclé dans la chaudière. Les fumées recirculées peuvent être mélangées avec l'air de combustion dans le brûleur ou avec l'air étagé. Des brûleurs spéciaux conçus pour fonctionner avec des fumées recirculées sont nécessaires. Une quantité excessive de fumées recirculées peut être à l'origine de certaines limites opérationnelles. Des problèmes de corrosion peuvent par exemple se poser au cours de la combustion d'un combustible contenant du soufre ; il peut également y avoir des pertes de rendement liées à une hausse de température au niveau de la cheminée ainsi qu'une hausse de la consommation d'énergie des ventilateurs. C'est pourquoi, les opérateurs ont tendance à limiter la quantité de fumées recirculées (environ 30%) et à compenser les émissions plus élevées de NO_x en utilisant les brûleurs bas NO_x avancés.

3.4.1.4 Préchauffage d'air réduit

La température de préchauffage de l'air de combustion a un impact important sur la formation des NO_x essentiellement pour les systèmes alimentés au gaz et au fioul. Pour ces combustibles, la principale partie des NO_x est déterminée par le mécanisme NO thermique qui dépend de la température de combustion. La réduction de la température de préchauffage de l'air entraîne des températures de flamme (pic de température) inférieures dans la zone de combustion. Une formation plus importante des NO_x thermiques se produira. Cette technologie a deux inconvénients majeurs. Tout d'abord, dans plusieurs chaudières, dont celles alimentées au charbon, les températures de combustion doivent être élevées et des températures de préchauffage de l'air élevées sont essentielles pour le fonctionnement de l'installation. Deuxièmement, l'abaissement de la température de préchauffage de l'air entraîne une plus grande consommation de combustible car une plus grande part de l'énergie thermique contenue dans les fumées ne peut pas être utilisée et quitte l'installation par la cheminée. Ce problème peut être contrebalancé en utilisant des méthodes de conservation énergétique telles que l'augmentation de la taille de l'économiseur.

3.4.1.5 Étagement du combustible (recombustion (reburning))

L'étagement du combustible, également appelé recombustion (reburning), se base sur la création de différentes zones dans le foyer par injection étagée de combustible et d'air. L'objectif est de transformer en azote les oxydes d'azote qui ont déjà été formés. Comme le montre la Figure 3.21, on distingue trois zones de combustion.

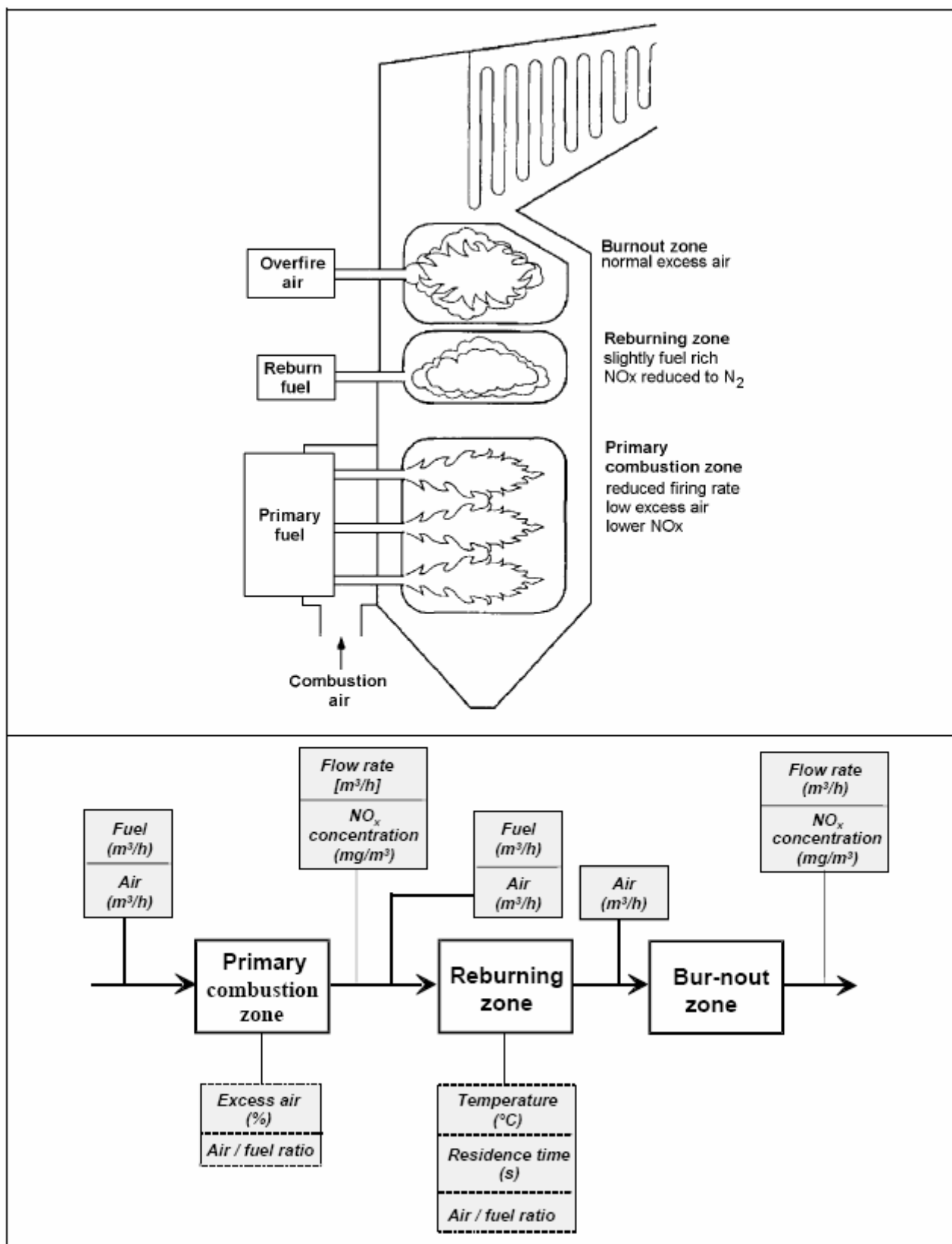


Figure 3.21 : Les trois zones de combustion et les paramètres importants d'un procédé de recombustion (reburning)
[32, Rentz, et al., 1999], [33, Ciemat, 2000]

La recombustion implique la combustion dans trois zones :

- dans la zone de combustion primaire (qui peut être dotée de mesures primaires), 80 à 85 % du combustible est brûlé dans une atmosphère oxydante ou légèrement réduite. Cette zone de combustion primaire est nécessaire pour éviter le transfert d'excès d'oxygène dans la zone de recombustion qui, le cas échéant, entraînerait la formation possible des NO_x.

- dans la deuxième zone de combustion (souvent appelée zone de recombustion (reburning)), du combustible secondaire ou de recombustion est injecté dans une atmosphère réduite. Des radicaux d'hydrocarbures sont produits réagissant avec les oxydes d'azote déjà formés dans la zone primaire ; d'autres composés azotés volatiles non désirés, tels que l'ammoniac, sont également générés.
- dans la troisième zone, la combustion se termine par l'addition de l'air final dans la zone de combustion.

Différents combustibles peuvent servir de combustibles de recombustion (charbon pulvérisé, fioul lourd, gaz naturel, etc.), mais le gaz naturel est généralement utilisé à cause de ses propriétés inhérentes. La Figure 3.22 montre l'avantage du gaz naturel sur le charbon et le fioul. Si on utilise du charbon ou du fioul, une certaine quantité d'azote est présente dans le combustible de recombustion et elle entraîne la formation inévitable des NO_x dans la zone de combustion. On évite cet inconvénient en utilisant du gaz naturel.

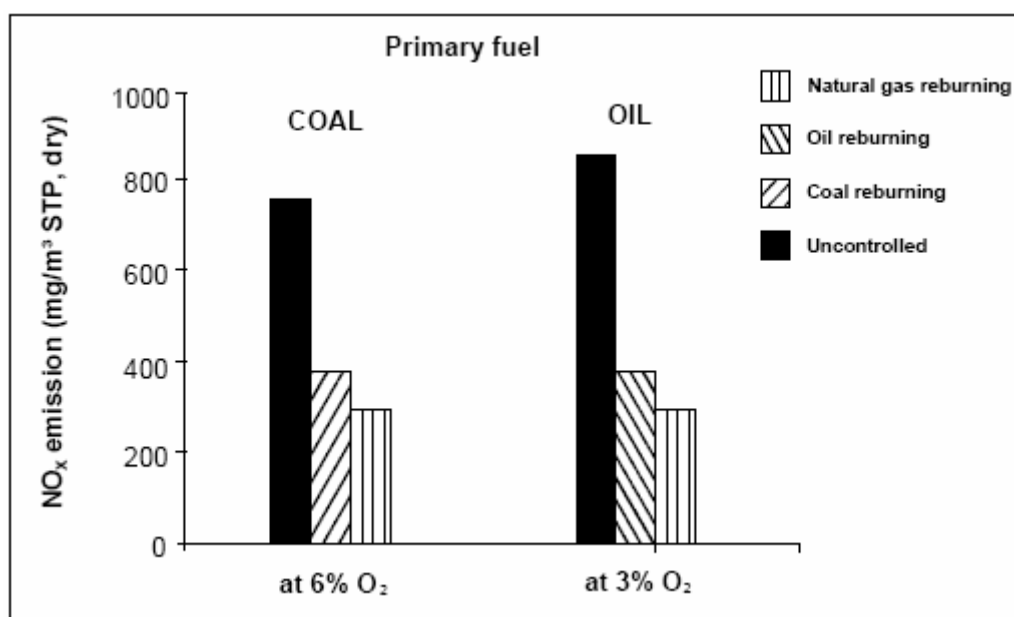


Figure 3.22 : Comparaison entre le charbon, le fioul et le gaz naturel utilisés comme combustible de recombustion (reburning)
[32, Rentz, et al., 1999]

Le taux d'efficacité de la recombustion (reburning) dépend de plusieurs paramètres dont :

- la température : pour obtenir des valeurs de NO_x faibles, la température dans la zone de recombustion doit être aussi élevée que possible (1 200°C). La Figure 3.23 montre le taux de dénitrification en tant que fonction du taux de recombustion à différentes températures.
- le temps de séjour : en augmentant le temps de séjour dans les zones de recombustion, la réduction des NO_x est favorisée. Une durée idéale se situe entre 0,4 et 1,5 s.
- le taux d'aération dans la zone de recombustion : la stœchiométrie doit se situer entre $\lambda = 0,7 - 0,9$.
- le type de combustible
- la qualité du mélange entre le combustible additionnel et les fumées générées par la zone de combustion primaire
- l'excès d'air dans la zone de combustion primaire : la stœchiométrie est approximativement de $\lambda = 1,1$.

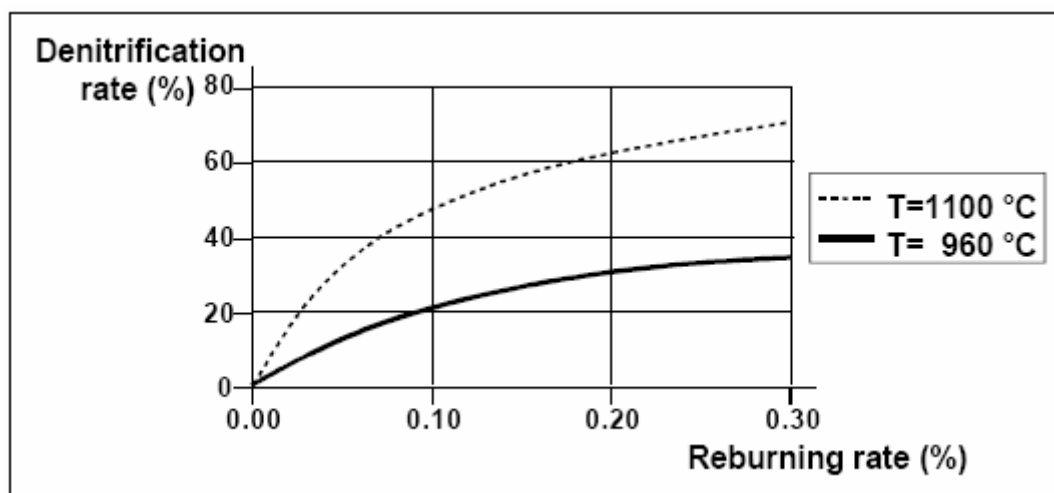


Figure 3.23 : Le taux de dénitrification analysé comme une fonction du taux de recombustion (reburning)
[32, Rentz, et al., 1999]

En principe, la technique de recombustion peut être implémentée dans tous les types de chaudières alimentées par des combustibles fossiles et en combinaison avec les techniques de combustion à bas NO_x (pour le combustible primaire). Cette technique de réduction très intéressante pour les nouvelles chaudières nécessite de grands volumes de chambre de combustion si des quantités élevées de carbone imbrûlé sont à éviter. C'est pourquoi la recombustion s'avère moins appropriée pour les situations de retrofit (post-équipement) à cause des contraintes d'espace qui peuvent se poser dans les installations déjà construites. La recombustion a été mise en place dans de grosses centrales électriques aux États-Unis, au Japon, aux Pays-Bas, en Allemagne, en Italie et au Royaume-Uni. En Italie, la recombustion (utilisant le fioul comme agent de réduction) a été implémentée avec succès dans de nombreuses grosses unités alimentées au fioul.

Comme nous l'avons évoqué précédemment, les problèmes les plus importants proviennent d'une combustion incomplète. Cette mesure est particulièrement adaptée aux chaudières ayant un temps de séjour assez long et où la recombustion de combustible est possible à un prix raisonnable. Le gaz naturel s'est avéré être le meilleur combustible de recombustion car il est facilement inflammable et qu'il ne contient ni particules, ni soufre.

Les coûts de recombustion dépendent de la structure de la chaudière et du combustible utilisé. L'utilisation de combustible auxiliaire tel que le gaz naturel génère également des coûts, mais elle permet par ailleurs de libérer de la chaleur au procédé et peut donc être considéré comme un combustible utilisable. C'est la raison pour laquelle les calculs devraient être faits en considérant tous les aspects économiques de la centrale électrique en incluant les modifications possibles par exemple du rendement de la chaudière.

L'expérience montre que la recombustion n'est pas aussi économique que celle obtenue avec des brûleurs bas NO_x avec l'OFA, mais elle reste une mesure appropriée pour réduire les émissions des NO_x . Selon les estimations, les coûts de recombustion seraient proches de 2,5 millions EUR pour une chaudière de 250 MW_{th} . Des calculs ont également montré que les coûts de fonctionnement des installations de recombustion sont deux fois plus élevés que les coûts des brûleurs bas NO_x avec OFA.

3.4.1.6 Brûleurs bas NO_x

Les brûleurs bas NO_x ont atteint un niveau de maturité, mais d'autres développements visant à les améliorer sont en cours et d'importants travaux de recherche ont été entrepris pour améliorer les systèmes existants. Puisque les détails de conception des brûleurs bas NO_x diffèrent de façon significative d'un fabricant à l'autre, seul le principe général sera décrit ici.

Dans une installation de combustion classique, le mélange combiné combustible et air/oxygène est injecté en totalité au même endroit. La flamme obtenue est ensuite composée d'une zone chaude et oxydante primaire située à la racine de la flamme et d'une zone secondaire plus fraîche située à la fin de la flamme.

La zone primaire génère la plupart du NO qui augmente de façon exponentielle avec la température tandis que la contribution de la zone secondaire est plutôt modeste.

Les brûleurs bas NO_x (LNB, low NO_x burner) modifient la façon dont l'air et le fioul sont introduit pour retarder le mélange, réduire la disponibilité de l'oxygène et réduire la température de flamme la plus élevée. Les brûleurs bas NO_x retardent la conversion de l'azote combustible en NO_x et la formation des NO_x thermiques tandis que le rendement de combustion élevé est maintenu. La baisse de pression dans les conduits d'air augmente ce qui entraîne davantage de dépenses d'exploitation. La pulvérisation du charbon, par exemple, doit souvent être améliorée et peut générer des coûts de fonctionnement et de maintenance plus importants. Il peut également y avoir des problèmes de corrosion surtout si le procédé n'est pas contrôlé correctement.

La technique du brûleur bas NO_x impose que les brûleurs soient changés et requiert l'installation d'air additionnel pour la combustion (OFA). Si les brûleurs existants sont des brûleurs classiques, leur changement peut presque toujours être réalisé de façon très économique. Si les brûleurs remplacés sont des brûleurs bas NO_x (ancien type), l'avantage du retrofit (post-équipement) de brûleurs bas NO_x à injection rapide ne peut être évalué qu'au cas par cas.

Les brûleurs bas NO_x avec OFA pour une chaudière de 250 MW_{th} coûtent approximativement 1,7 millions EUR pour une chaudière à combustible solide. Dans les chaudières alimentées au charbon, le prix du NO_x réduit est d'environ 500 EUR par tonne de NO_x éliminé.

En fonction des différents principes de réduction de la formation de NO_x, les brûleurs bas NO_x ont été développés comme l'étagement de l'air, la recirculation des fumées et des brûleurs à étagement du combustible.

3.4.1.6.1 Brûleur bas NO_x à air étagé

Dans le procédé d'étagement de l'air, l'air primaire est mélangé avec la quantité totale de combustible, produisant une flamme riche qui est à la fois relativement fraîche et déficiente en oxygène : ces conditions inhibent la formation d'oxyde d'azote. Le mélange combustible-air et « air secondaire » comme le montre la Figure 3.24 crée une zone de combustion sous stœchiométrique (flamme primaire). Une zone de recirculation interne est créée du fait de la turbulence « d'air secondaire » et de l'ouverture conique du brûleur qui chauffe rapidement le combustible. La turbulence de la flamme secondaire est nécessaire pour la stabilité de la flamme. Les composés volatiles sont libérés dans la flamme primaire avec la majorité des composés d'azote. En raison de l'atmosphère en oxygène et de la concentration élevée en CO, l'oxydation des composés azotés en NO est limitée. Avec l'air secondaire, une zone de combustion est créée dans laquelle une combustion faible du combustible imbrûlé a lieu à des températures relativement faibles. La faible concentration en O₂ permet la réduction des NO_x à cette étape.

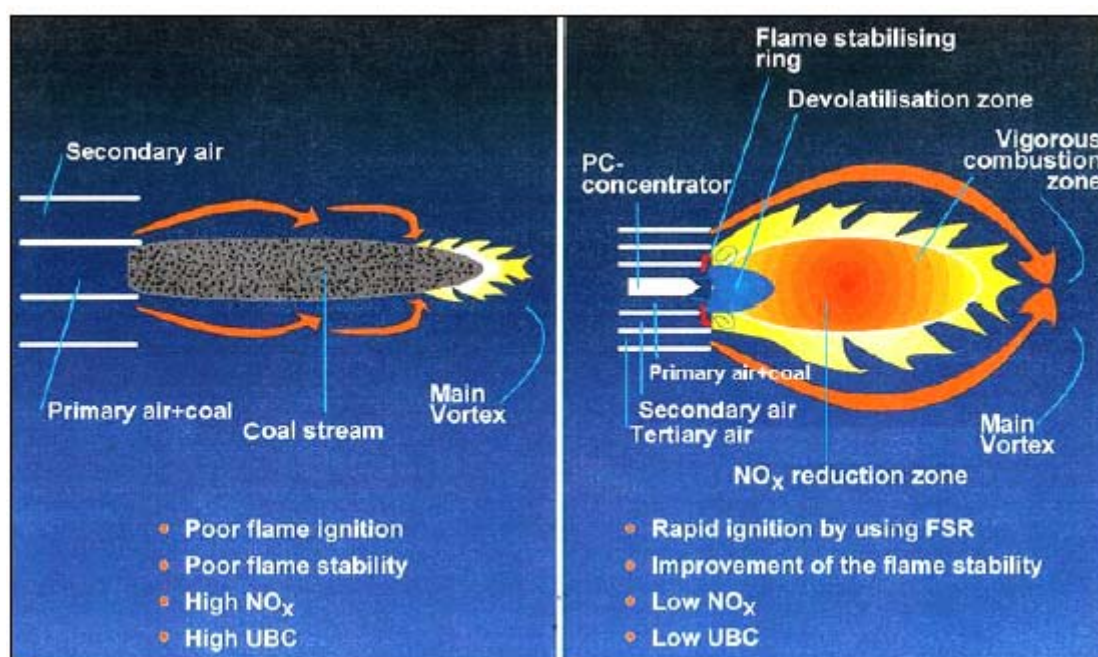


Figure3.24 : Comparaison entre les brûleurs à air étagé conventionnels et les brûleurs avancés bas NO_x à air étagé

Remarque : UBC : carbone imbrûlé

[136, Fortum, 2002]

3.4.1.6.2 Brûleur bas NO_x avec recirculation des fumées

Pour les combustibles solides et pour les combustibles liquides ayant une teneur en azote se situant entre 0,3 et 0,6 % en poids, le NO est plus important que le NO thermique (en principe 75 % de NO issu de l'azote du combustible). Par conséquent, outre l'action de la réduction de température de flamme sur le NO thermique, la teneur en oxygène doit également être réduite sans produire davantage de carbone imbrûlé. La solution était une technique impliquant des flammes séparées avec une recirculation interne des fumées. En injectant une portion des fumées dans la zone de combustion ou dans l'alimentation en air de combustion, les températures de flamme et les concentrations en oxygène diminuent et permettent de réduire la formation des NO_x .

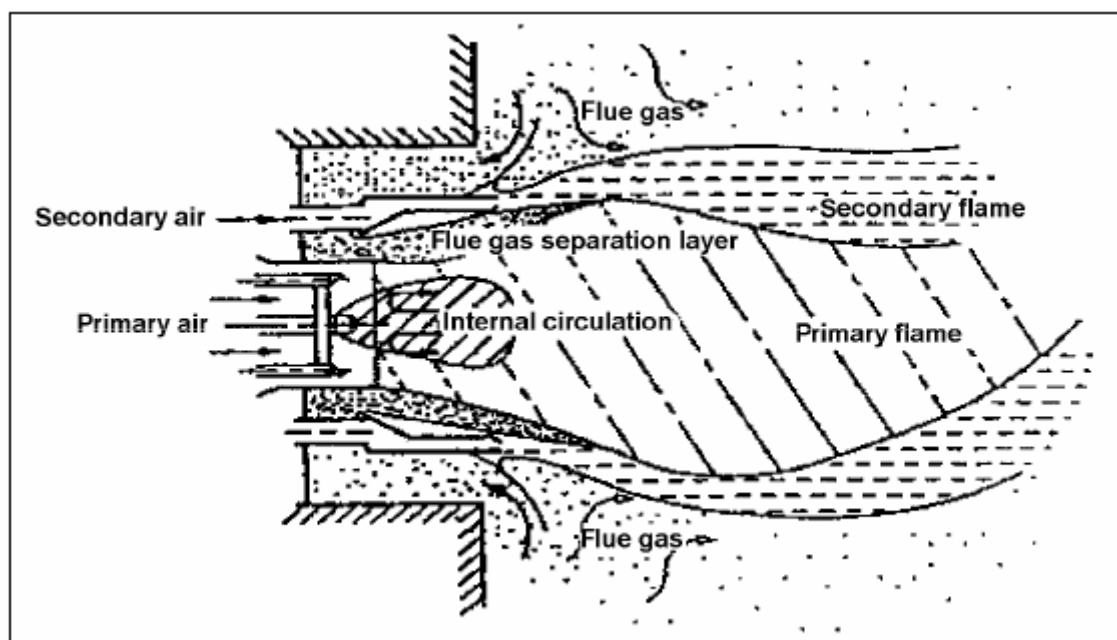


Figure 3.25 : Brûleur bas NO_x gaz/fioul avec recirculation des fumées
[32, Rentz, et al., 1999]

La fonction de base est similaire à celle du brûleur à bas NO_x à air étagé, mais les distances entre les buses primaires et secondaires sont plus importantes et une couche de fumées se forme. Dans ces brûleurs, 15 à 25 % des fumées chaudes recirculent en interne avec l'air de combustion. Les fumées agissent comme un diluant, en réduisant la température de flamme et la pression partielle de l'oxygène et réduisent donc la formation des NO_x . La recirculation interne est généralement appliquée à la combustion de combustible liquide et pour la dernière génération, aux brûleurs bas NO_x combinés gaz et fioul.

3.4.1.6.3 Brûleur bas NO_x à combustible étagé

Le brûleur à combustible étagé vise à réduire les NO_x déjà formés par l'ajout d'une partie du combustible dans une deuxième étape. Le brûleur bas NO_x à combustible étagé est surtout utilisé pour les applications au gaz.

Cette technique commence avec la combustion d'une portion du combustible avec un excès d'air élevé. Elle permet d'avoir des températures de flamme relativement faibles ce qui inhibe la formation d'oxydes d'azote. La zone de recirculation interne et la combustion proche de la stœchiométrie assure la stabilité de la flamme. Comme la combustion arrive à sa fin dans la zone primaire, un supplément de combustible (le ratio optimal se situe entre 20% et 30%) est injecté en aval de la flamme primaire pour former la flamme secondaire qui est extrêmement sous stœchiométrique. Une atmosphère est créée dans laquelle les NO_x déjà formés peuvent être réduits en N_2 par NH_3 , HCN et radicaux CO . La zone de combustion se forme au cours d'une troisième étape. La flamme de ce type de brûleur est environ 50 % plus longue que celle d'un brûleur à gaz standard.

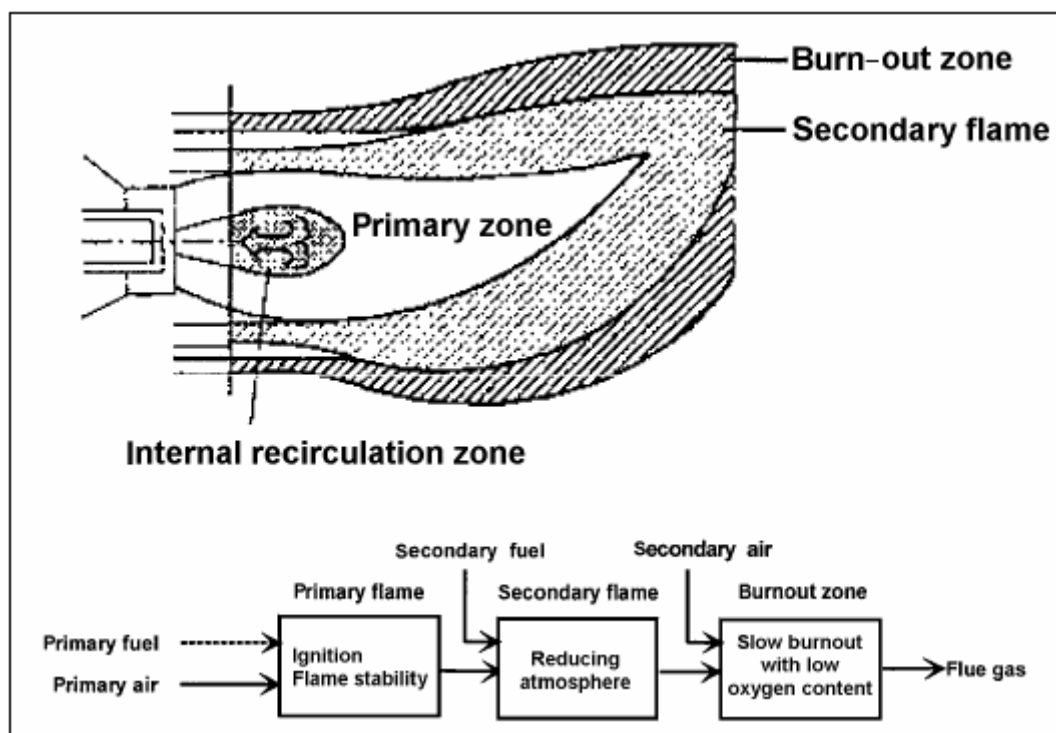


Figure 3.26 : Étagement du combustible au niveau du brûleur
[32, Rentz, et al., 1999]

3.4.1.6.4 Nouvelle génération de brûleurs bas NO_x

Les conceptions les plus récentes de brûleurs bas NO_x (appelés brûleurs bas NO_x hybrides) utilisent une combinaison d'étagement de l'air, d'étagement du combustible et de recirculation des fumées ainsi que les nouvelles techniques permettant des émissions de NO_x ultra basses. L'inconvénient des brûleurs bas NO_x de première génération est qu'il faut un espace suffisant pour permettre la séparation de flamme : le diamètre des flammes bas NO_x est d'environ 30 à 50 % de plus que les flammes classiques. Pour réduire cette contrainte ainsi que les émissions de NO_x , un nouveau brûleur a été développé en combinant les flammes séparées et l'étagement d'air. Cet étagement d'air est réalisé en injectant 30 à 40 % de l'air de combustion directement dans chaque flamme élémentaire via les buses. La turbulence de l'équipement est prise en compte afin d'éviter l'air de combustion « perdu » qui circulait entre les flammes, mais qui est maintenant dirigé là où il est nécessaire. Cela contribue à améliorer la réduction des NO_x sans augmenter la quantité de carbone imbrûlé. De plus, les jets d'air secondaires donnent une plus grande impulsion qui « contient » chaque flamme sur l'axe du brûleur, réduisant le diamètre de la flamme à une valeur similaire au diamètre d'une flamme classique et compacte. C'est pourquoi, ce type de brûleur bas NO_x peut également être retrofit (post-équipé) dans les installations existantes.

Les brûleurs bas NO_x sont partis de l'état de l'art dans de nombreux secteurs. Pourtant, les informations concernant leur mise en œuvre et les expériences de fonctionnement sont plutôt rares ; seules des informations d'ordre général peuvent être données à présent. De plus, pour les nouvelles installations, l'investissement supplémentaire représenté par l'acquisition d'un brûleur bas NO_x par rapport à un brûleur classique peut être considéré comme négligeable. Pour les retrofits (post-équipements), il faut envisager des modifications éventuelles de l'installation qui sont souvent propres à chaque installation et ne sont pas quantifiables de façon générale. Les coûts d'exploitation supplémentaires nécessaires au fonctionnement des brûleurs bas NO_x sont en grande partie imputables à la consommation supplémentaire d'énergie liée au :

- besoin d'utiliser des ventilateurs d'air plus gros car des baisses de pression plus importantes se produisent dans les brûleurs
- besoin d'assurer la pulvérisation de charbon améliorée pour obtenir une combustion efficace dans les conditions d'air réduites rencontrées dans les brûleurs.

Actuellement, les brûleurs bas NO_x par voie sèche représentent l'état de l'art pour les grosses turbines à gaz fonctionnant au gaz naturel [32, Rentz, et al., 1999]. Ils sont décrits plus en détail dans le chapitre 7.

3.4.1.7 Performance générale des mesures primaires de réduction des émissions des NO_x

Mesure primaire		Taux général de réduction des NO _x *	Applicabilité générale	Limites d'applicabilité	Remarques
Faible excès d'air		10 – 44 %	Tous les combustibles	• combustion incomplète	<ul style="list-style-type: none"> La réduction des NO_x dépend fortement du niveau d'émission de l'installation non contrôlée • il peut s'avérer nécessaire d'obturer le foyer, les broyeurs et le préchauffeur d'air afin de permettre l'utilisation de faibles excès d'air.
Étagement d'air dans le foyer	Brûleurs hors service (BOOS)	10 – 70 %	Généralement réservé aux installations alimentées au gaz et au fioul (retrofit (post-équipement) uniquement)	Combustion incomplète (et donc niveaux élevés de CO et de carbone imbrûlé) est valable pour « BOOS », « BBF » et « OFA »	Des problèmes peuvent se poser avec la gestion de l'entrée du combustible car la même quantité d'énergie technique doit être fournie au foyer avec moins de brûleurs opérationnels.
	chauffage par brûleur à air soufflé (BBF):		Tous les combustibles (retrofit (post-équipement) uniquement)		
	Air additionnel pour la combustion (OFA)		Tous les combustibles		<ul style="list-style-type: none"> le retrofit de l'air additionnel (OFA) d'une chaudière existante impose de modifier les tubes d'eau pour créer les ports de l'air secondaire réduction de NO_x de 10 à 40 % est possible pour les foyers muraux utilisant l'OFA
Recirculation des fumées		20 – 50 % <20 % pour les chaudières alimentées au charbon et de 30 à 50 % pour les installations alimentées au gaz combinées avec l'air additionnel (OFA)	Tous les combustibles	• instabilité de la flamme	<ul style="list-style-type: none"> le retrofit (reconversion) d'une chaudière existante avec la recirculation des fumées pose certaines difficultés d'adaptation, essentiellement imputables à la perte de rendement de la chaudière et des brûleurs, sauf si l'on fait recirculer de très petites quantités de fumées cette mesure de réduction des NO_x peut être utilisée pour le retrofit si elle est combinée avec l'étagement de l'air le recyclage des fumées entraîne une consommation d'énergie supplémentaire à cause du ventilateur de recirculation
Préchauffage d'air réduit		20 – 30 %	Ne convient pas aux chaudières à cendres fondues alimentées au charbon		<ul style="list-style-type: none"> la quantité de réduction des émissions dépend principalement de la température initiale de préchauffage de l'air et de la température atteinte une fois que cette mesure a été mise en œuvre.
<p>* Remarques:</p> <ul style="list-style-type: none"> Si l'on combine plusieurs mesures primaires de réduction des émissions d'oxyde d'azote, le taux de réduction ne sera généralement pas plus élevé. Le taux de réduction combinée dépend de plusieurs facteurs spécifiques et doit être validé pour chaque installation. Toutes les mesures primaires ne peuvent pas être appliquées aux chaudières existantes, leur application dépend de la configuration de la combustion et du combustible choisi Les nouvelles installations déjà dotées de mesures primaires dans leur conception de base. 					

Tableau 3.11 : Performance générale des mesures primaires de réduction des émissions de NO_x
[33, Ciemat, 2000]

Mesure primaire		Taux général de réduction des NOx *	Applicabilité générale	Limites d'applicabilité	Remarques
Étagement du combustible (recombustion)		50 – 60 % (70 – 80 % du NOx formé dans la zone de combustion primaire peut être réduit)	tous les combustibles		<ul style="list-style-type: none">la recombustion offre certains avantages : compatibilité avec les autres mesures primaires de réduction des NOx, installation technique simple, utilisation d'un combustible standard comme agent de réduction, faibles quantités d'énergie supplémentaire. La consommation d'énergie supplémentaire par recombustion du charbon sur le charbon peut être supérieure à celle utilisant le gaz comme combustible de recombustionla combustion en aval de la zone primaire produit également de l'oxyde d'azotelorsqu'on utilise du gaz naturel comme combustible de recombustion, les particules, le SO2 et le CO2 sont également réduits en proportion directe de la quantité de charbon remplacée.
Brûleur bas NOx (LNB)	Étagement d'air Brûleur bas NOx	25 – 35 %	tous les combustibles	<ul style="list-style-type: none">instabilité de la flammecombustion incomplète	<ul style="list-style-type: none">les brûleurs à bas NOx peuvent être utilisés en combinaison avec d'autres mesures primaires telles que l'étagement d'air et la combustion des fumées recycléesles brûleurs à bas NOx avec étagement d'air permettent d'obtenir des taux de réduction situés entre 35 et 70 % [33, Ciemat, 2000].l'inconvénient des brûleurs à bas NOx de première génération est le besoin d'espace de la séparation de flamme : le diamètre des flammes à bas NOx fait 30 à 50 % de plus que les flammes classiques.
	Recyclage des fumées Brûleur bas NOx	jusqu'à 20 %	tous les combustibles	<ul style="list-style-type: none">instabilité de la flamme	
	Brûleur à combustible étagé	50 – 60 %	tous les combustibles	<ul style="list-style-type: none">instabilité de la flammecombustion incomplète	
Remarques : <ul style="list-style-type: none">si l'on combine plusieurs mesures primaires de réduction des émissions d'oxyde d'azote, le taux de réduction ne sera généralement pas plus élevé. Le taux de réduction combinée dépend de plusieurs facteurs spécifiques et doit être validé pour chaque installation.Toutes les mesures primaires ne peuvent pas être appliquées aux chaudières existantes, leur application dépend de la configuration de la combustion et du combustible choisiles nouvelles installations déjà dotées de mesures primaires dans leur conception de base.					

Tableau 3.12 : Performance générale des mesures primaires de réduction des émissions de NO_x [33, Ciemat, 2000]

3.4.2 Mesures secondaires pour réduire les émissions des NO_x

Les mesures secondaires sont des techniques au point de rejet visant à réduire les NO_x déjà formés. Elles peuvent être mise en œuvre de façon indépendante ou en combinaison avec les mesures primaires telles qu'un brûleur à bas NO_x, etc. La plupart des technologies de fumées pour réduire les émissions des NO_x se basent sur l'injection d'ammoniac, d'urée ou d'autres composés qui réagissent avec le NO_x dans les fumées pour le réduire en azote moléculaire. Les mesures secondaires se répartissent en :

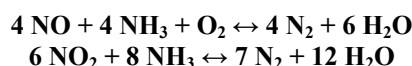
- réduction sélective catalytique (SCR)
- réduction sélective non catalytique (SNCR)

3.4.2.1 Réduction sélective catalytique (SCR)

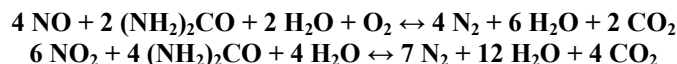
Le procédé de réduction sélective catalytique est largement utilisé pour réduire les oxydes d'azote dans les rejets gazeux des grandes installations de combustion en Europe et dans d'autres pays du monde tels que le Japon et les États-Unis.

Le procédé de réduction sélective catalytique est un procédé catalytique basé sur la réduction sélective des oxydes d'azote avec de l'ammoniac ou de l'urée en présence d'un catalyseur. L'agent de réduction est injecté dans les fumées en amont du catalyseur. La conversion des NO_x se fait au niveau de la surface du catalyseur à une température se situant habituellement entre 170 et 510°C par l'une des réactions suivantes. Les catalyseurs de réduction sélective catalytique basés sur les oxydes métalliques et fonctionnant dans la plage de températures mentionnées précédemment sont disponibles sur le marché et utilisés dans de nombreuses applications.

1. Avec l'ammoniac comme agent de réduction :



2. Avec l'urée comme agent de réduction :



Lorsque l'ammoniac est utilisé comme agent de réduction, il est normalement stocké sous la forme d'une solution aqueuse ou dans un état liquide à une pression d'environ 1,7 x 10⁶ Pa (17 bars) à 20°C. Dans des installations plus petites, inférieures à 50 MW, l'urée est utilisée sous forme de granules qui se dissolvent dans l'eau avant d'être injectées.

Le nombre d'installations utilisant de l'ammoniac liquéfié est supérieur au nombre d'installations utilisant d'autres agents. Le coût de l'ammoniac au kilo est inférieur et les coûts d'exploitation sont donc inférieurs. Néanmoins, ses propriétés rendent sa manipulation plus difficile par rapport à la solution ammoniac aqueuse relativement inerte. L'utilisation d'ammoniac est requise dans de nombreux réservoirs à eau potable ou de sources de rivières et de sites urbains (à proximité des zones résidentielles). Il est également utilisé car les investissements pour le stockage d'ammoniac y compris les mesures de sécurité sont inférieurs.

Pour être utilisé, l'ammoniac liquéfié doit être évaporé en ammoniac gazeux. Cela peut être fait dans un évaporateur chauffé électriquement, par de la vapeur ou de l'eau chaude. L'ammoniac est ensuite dilué avec l'air avant que le mélange ne soit injecté dans le rejet gazeux. L'injection se fait par le biais d'un système de buses pour obtenir un mélange homogène d'ammoniac et de fumées. Un mélangeur statique peut être placé dans le canal du rejet gazeux pour améliorer le mélange. Pour obtenir une efficacité d'élimination des NO_x élevée et pour minimiser la fuite de NH₃, il est particulièrement important d'atteindre un ratio homogène NH₃/NO_x dans les fumées. Mais l'argument le plus important pour éviter la fuite d'ammoniac (au-delà de 2 ppm) dans les installations alimentées au charbon est que les cendres volantes ne peuvent pas être vendues à l'industrie de construction.

Étant donné une fuite d'ammoniac maximum réalisable, la quantité des NO_x extraits dépend du catalyseur utilisé. Avec des ratios NH₃/NO_x élevés, on peut avoir une efficacité d'élimination des NO_x élevée, mais simultanément la quantité d'ammoniac non utilisé (fuite de NH₃) dans les fumées propres augmente considérablement. La fuite d'ammoniac devrait être aussi faible que possible pour éviter le risque de

réaction entre le NH_3 et le SO_3 dans les fumées au cours de leur refroidissement qui pourrait entraîner un encrassement ou la corrosion des surfaces de chauffe par les bisulfates d'ammonium formés.

Les catalyseurs utilisés peuvent avoir des formes géométriques différentes comme la catalyseur alvéolé ou le catalyseur platine présenté dans la Figure 3.27. Les pellets (notamment pour le charbon actif) sont également utilisés comme géométrie catalytique.

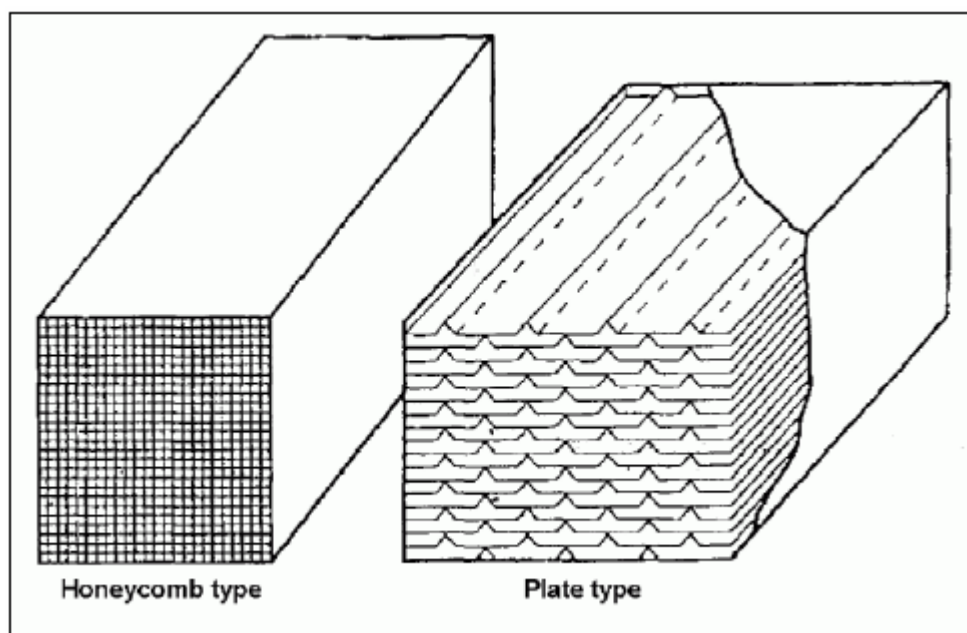


Figure 3.27 : Catalyseur alvéolé ou platine
[33, Ciemat, 2000]

Quatre matériaux de base ont été testés. Une expérience à long-terme est disponible pour deux matériaux seulement. Pour les zéolithes, une application GIC a fonctionné pendant plus de 10 ans même si elle a dû être reconstruite en raison des pertes de matériaux catalytiques. Certaines applications GIC ont été réalisées avec de la coke activée.

Les quatre types de matériaux utilisés comme catalyseurs avec des réductions sélectives catalytiques sont :

- les oxydes **métalliques de base** qui compose le matériau de base TiO_2 ainsi que les composants actifs tels que le vanadium, le tungstène, le molybdène. Dans la plupart des cas, du V_2O_5 est utilisé avec de petites quantités de WO_3 , ajouté pour élargir la fenêtre étroite de température et de petites quantités de SiO_2 afin de stabiliser la structure et les petites quantités de MoO_3 afin de rendre le catalyseur plus résistant à la contamination des constituants du rejet gazeux. Ce type de catalyseur requiert une plage de température située entre 300 et 450°C.
- les zéolithes cristallins, hautement poreuses, naturels ou aluminosilicates synthétiques sont utilisés à des températures se situant entre 350 et 600°C.
- les oxydes de fer composés de particules d'oxyde de fer avec une fine pellicule cristalline de phosphate de fer
- le charbon actif qui se compose de charbon pulvérisé ou de charbon brut, mélangé avec des éléments inertes et élaborée sous forme de pellets frittés. En raison de l'instabilité thermique du charbon actif à des températures élevées, des faibles températures de fonctionnement entre 100 et 220°C sont requises. Par conséquent, les centrales électriques, le charbon actif ne peut être utilisé que dans la configuration « finale ».

On peut fabriquer des catalyseurs ayant différents diamètres de canaux. Le choix du diamètre du canal est optimisé après une étude de la teneur en poussières du rejet gazeux, des caractéristiques des poussières et de la baisse de pression autorisée dans l'ensemble du réacteur du catalyseur du procédé de réduction sélective catalytique. Le dépôt de poussières devrait être minimisé et la baisse de pression sur le catalyseur reste faible. Le volume du catalyseur requis dépend des caractéristiques du catalyseur tels que ses caractéristiques d'activité et des conditions de fonctionnement telles que le volume de fumées, la réduction des NO_x requise, la composition du gaz, la température des fumées et la présence des poisons

de catalyseur. Les différents composants du catalyseur sont ensuite regroupés dans un module catalyseur qui forme ensuite les couches du catalyseur dans le réacteur de réduction sélective catalytique comme le montre la Figure 3.28.

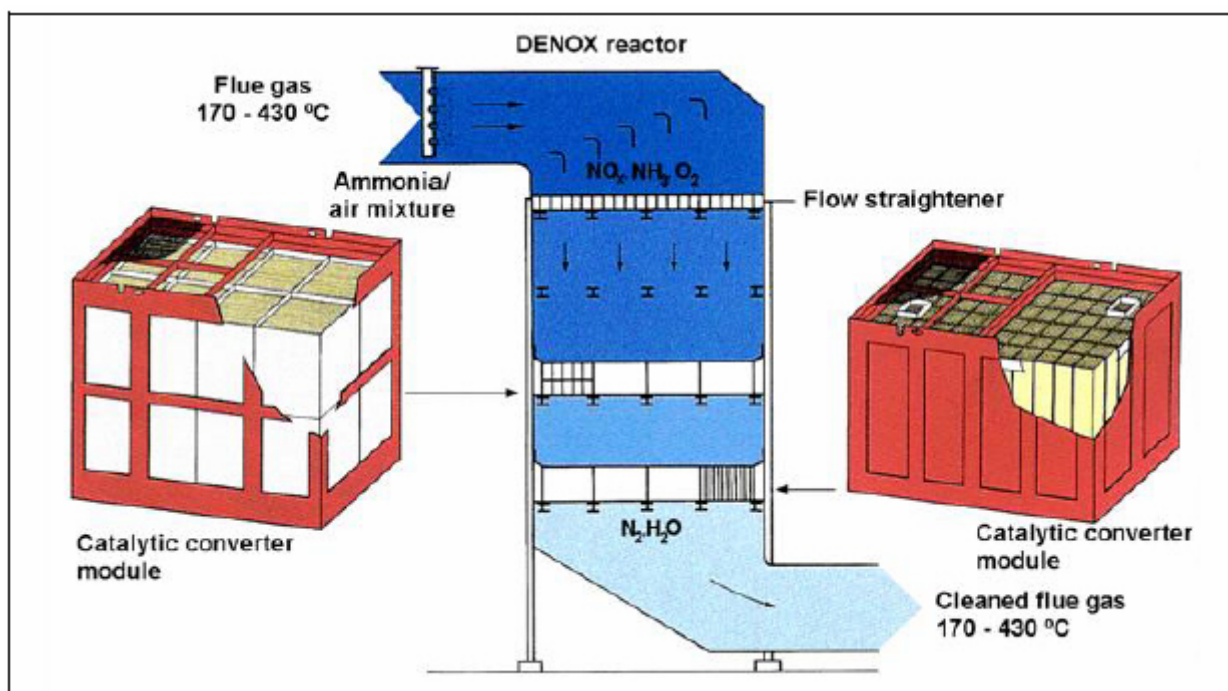


Figure 3.28 : Configuration du réacteur, des éléments, du module et des couches du catalyseur
[33, Ciemat, 2000]

Les estimations actuelles de la durée de vie d'un catalyseur vont de 6 à 10 ans dans les unités alimentées au charbon et de 8 à 12 ans dans les unités alimentées au gaz. Les taux de remplacement des catalyseurs dépendent de plusieurs facteurs propres à chaque site tels que le type d'équipement, les caractéristiques du combustible, la capacité, le fonctionnement de l'usine, la concentration de NO_x à l'entrée, le taux de réduction de NO_x , le ratio ammoniac/urée/ NO_x et le niveau de dégagement d'ammoniac. Au cours des dernières années, les formulations de catalyseurs plus résistantes aux dommages thermiques et mécaniques et à l'intoxication par des contaminants ont été commercialisées. La régénération est une nouvelle application commerciale qui allonge la durée de vie du catalyseur tandis qu'une régénération ne réussit pas systématiquement.

Il y a trois configurations de base pour l'intégration du réacteur de réduction sélective catalytique dans la chaîne de lavage des fumées ; le principal facteur étant que les conditions telles que la température des fumées soient bonnes pour le catalyseur utilisé. Les emplacements qui sont utilisés pour le catalyseur sont illustrés dans la Figure 3.29.

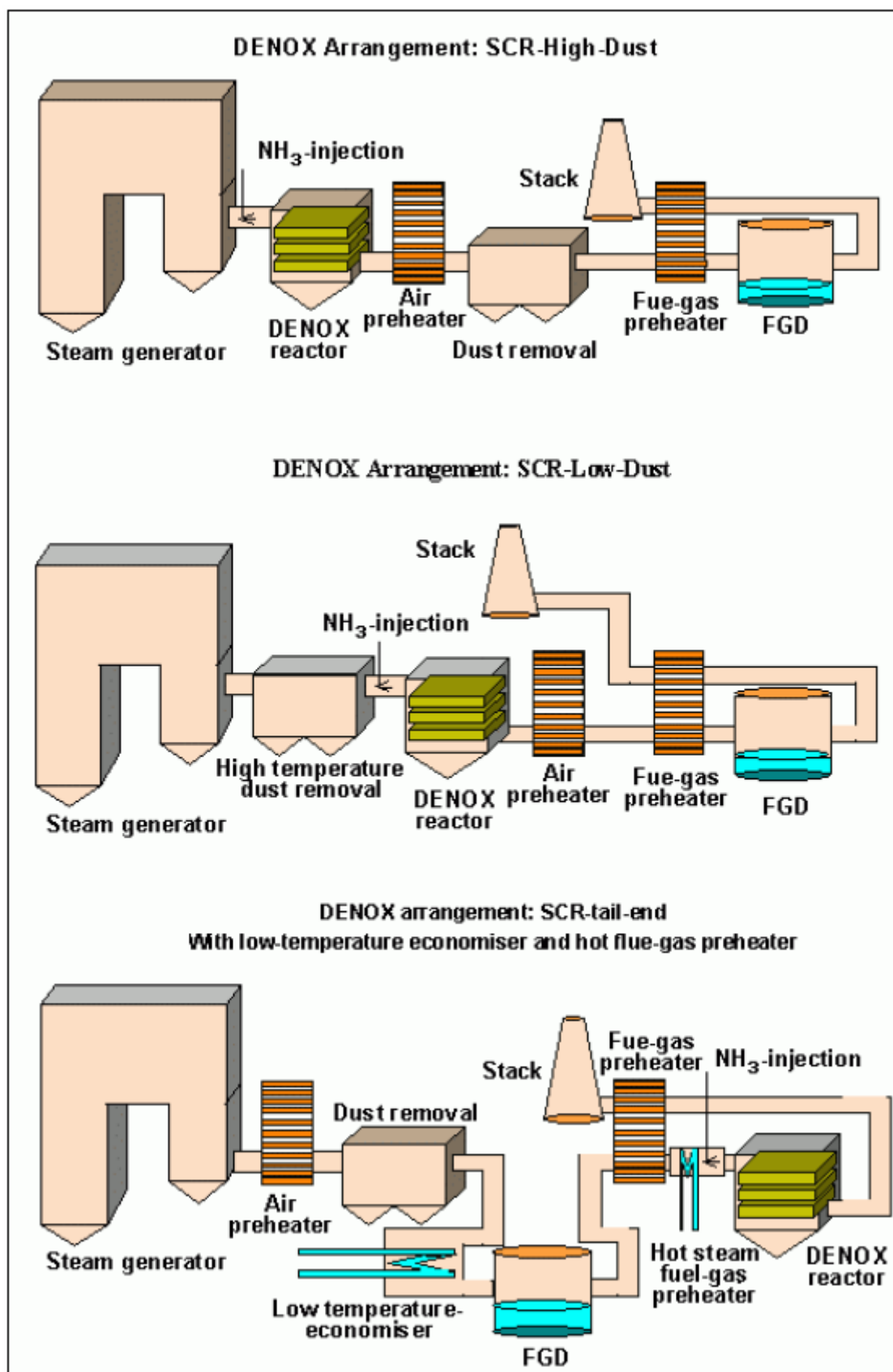


Figure 3.29 : Les configurations existantes des technologies de réduction

Les trois configurations sont lourdement chargées en poussières, faiblement chargées en poussières et finales :

- la disposition **lourdement chargée en poussières** est la plus courante. Elle permet d'éviter le réchauffement du gaz combustible à cause de la température de fonctionnement du catalyseur élevée

(Figure 3.30). La durée de vie du catalyseur a été améliorée ainsi que sa résistance à l'abrasion. Toutefois, son utilisation a deux inconvénients : d'abord, le fumées peut contenir des cendres volantes et des poisons de catalyseur qui entraînent la désactivation catalytique, ensuite l'efficacité de la réduction des NO_x est moindre. Cela peut se produire avec le mâchefer issu du foyer pour des combustibles spécifiques ou dans les procédés de co-combustion. Ensuite, pour le post-équipement avec une réduction sélective catalytique dans la configuration lourdement chargée en poussières, il faut davantage d'espace à proximité de la chaudière. La disposition lourdement chargée en poussières est économique pour de nombreuses installations ; c'est celle qui est installée le plus souvent.

- la disposition **faiblement chargée en poussières** palie les inconvénients de la configuration lourdement chargée en poussières. Son principal avantage est la déformation mécanique moins importante du catalyseur qui pourra rallonger sa durée de vie. Toutefois, le procédé fonctionnant sans chauffage supplémentaire, il faut procéder à l'installation d'un séparateur électrostatique à température élevée. C'est pourquoi, cette configuration s'avère souvent être coûteuse lorsqu'il s'agit de post-équiper d'anciennes centrales électriques. De plus, le générateur d'air chaud subit souvent des dépôts de bisulfites d'ammonium.

- la disposition **finale** est une option intéressante pour les installations existantes en raison de l'exposition du catalyseur à l'abrasion, à la corrosion et à la désactivation. De plus, le volume catalysé est plus petit pour la configuration lourdement chargée en poussières car un catalyseur avec un pas plus petit peut être utilisé. Toutefois, le gaz combustible entrant doit être réchauffé par des brûleurs supplémentaires qui fonctionnent essentiellement au gaz naturel pour atteindre la température de fonctionnement du catalyseur. Pour un catalyseur activé à la coke, un échangeur de chaleur du gaz brut au gaz propre s'avère en principe efficace.

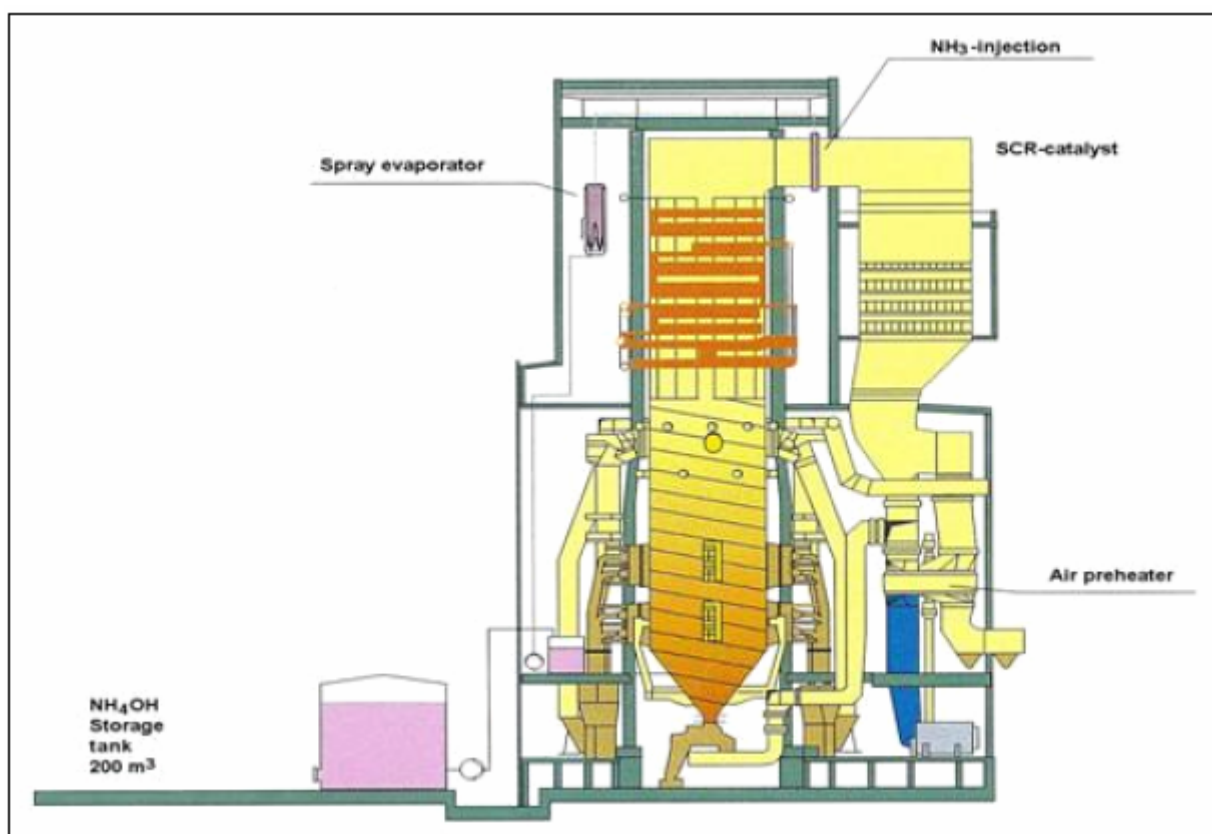


Figure 3.30 : Exemple d'un catalyseur de réduction sélective catalytique lourdement chargé en poussières
[34, Verbund, 1996]

Un inconvénient possible de la réduction sélective catalytique est la fuite d'ammoniac. Il peut avoir lieu à cause de la réaction incomplète du NH_3 avec les NO_x lorsque des petites quantités de NH_3 quittent le réacteur avec le gaz combustible. Cet effet est connu sous le nom de fuite d'ammoniac (NH_3). La fuite d'ammoniac augmente avec la hausse du ratio NH_3/NO_x et avec la baisse de l'activité catalytique. La fuite élevée de NH_3 peut entraîner :

- la formation de sulfites d'ammonium qui sont déposés en aval des installations tels que le catalyseur et le réchauffeur d'air de combustion.

- La présence de NH_3 dans les eaux usées de désulfuration du fumées et dans l'eau de lavage du réchauffeur d'air et
- la hausse de la concentration de NH_3 dans les cendres volantes.

Les principaux avantages de la technologie de réduction catalytique sélective sont :

- le procédé de réduction catalytique sélective peut être utilisé pour la plupart des combustibles utilisés dans les procédés de combustion (gaz naturel, fioul domestique, gaz de procédé et charbon).
- la conversion des NO_x ne génère pas de composants secondaires de pollution
- l'émission des NO_x peut être réduite de 90 % ou plus
- la réduction globale des NO_x dépend de la réduction sélective catalytique et des mesures primaires pour satisfaire les besoins en qualité de l'air, on peut utiliser la réduction catalytique sélective avec une consommation adaptée de NH_3 pour réduire les effets du glissement de NH_3 et d'augmenter la durée de vie du catalyseur.

Les coûts d'investissement dans un dispositif de réduction catalytique sélective sont considérables (Figure 3.31). Le prix par tonne de NO_x réduit varie selon les types de chaudières. Les chaudières alimentées de façon tangentielle ont des coûts par tonne de NO_x réduit plus élevés car leur niveau original d'émission est plus faible. Les coûts réactifs sont relativement inférieurs à ceux des installations à réduction catalytique non sélective.

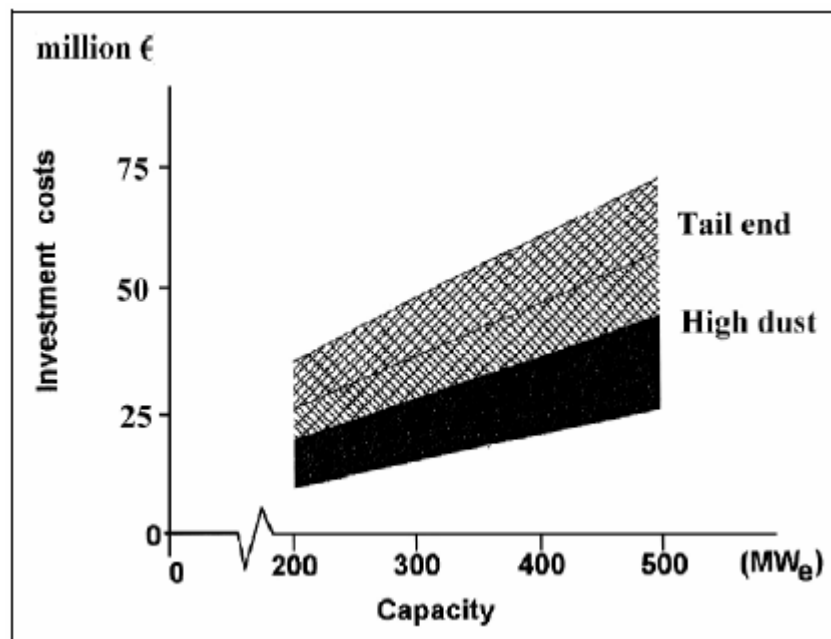


Figure 3.31 : Les coûts d'investissement pour un procédé de réduction catalytique sélective dans une installation de combustion
[58, Eurelectric, 2001]

Les coûts d'investissement d'une unité de réduction catalytique sélective dépendent du volume du catalyseur qui est défini par le volume de fumées, par le glissement de l'ammoniac et par le taux de conversion des NO_x qui devrait être atteint. Dans les estimations de coûts effectuées pour estimer les coûts de catalyseur des centrales électriques se situent entre 10 000 et 15 000 EUR par m³. Pour un volume de fumées de 1 million de m³, les coûts d'investissement pour une unité de réduction catalytique sélective ont été estimés à 15 millions EUR (stockage des poussières, incluant la planification, la construction et tous les équipements périphériques tels que les tuyauteries, les pompes, des ventilateurs, etc. mais sans le catalyseur). Les principaux facteurs pour les coûts d'exploitation sont la durée de vie du catalyseur qui est influencée par les caractéristiques du combustible et la configuration de réduction sélective catalytique (faiblement chargée en poussières, fortement chargée en poussières, finale), la demande de l'agent de réduction, la consommation d'énergie due à la perte de pression et éventuellement l'énergie pour réchauffer le gaz combustible.

Sur la base des informations des opérateurs et des prix du marché des 5 dernières années (installations autrichiennes et allemandes), les coûts d'investissement pour une unité de réduction catalytique sélective ont été estimés à l'aide de la formule suivante :

Coût d'investissement pour une unité de réduction catalytique sélective traitant un volume de gaz combustible de X millions de m³/h :

$$I.C. = (x \text{ million de m}^3 \text{ de volume de fumées/1 million de m}^3) 0,7 * 15 \text{ millions EUR}$$

Les coûts de construction, électroniques et de contrôle des équipements sont inclus. Les coûts des catalyseurs ne sont pas comptés ; ils représenteraient environ 15 000 EUR par m³. Les coûts ont été estimés uniquement pour la disposition utilisant du gaz brut. Les principaux facteurs de coûts parmi les coûts d'investissement et de maintenance sont les coûts pour le déplacement du catalyseur, l'agent de réduction (solution aqueuse d'ammoniac) et l'énergie électrique. Les coûts d'investissement comprennent les coûts du canal des fumées (tuyaux, boîtier catalyseur, dérivation, unité de NH₄OH composée d'un réservoir, d'un système de stockage, d'un dispositif de dosage, d'un système d'évaporation et de mélange).

Dans le tableau suivant, on a estimé les coûts d'une unité de réduction catalytique sélective traitant un volume de fumées de 200 000 m³/h, 500 000 m³/h et 1 000 000 m³/h avec une concentration en gaz brut de 500 mg/Nm³ (atteints grâce aux mesures primaires) et de 350 mg/Nm³ (atteints grâce aux mesures primaires et à la réduction catalytique non sélective). La concentration en gaz propre est dans les deux cas de 100 mg/Nm³.

Paramètre	Unité	Volume de fumées (Nm ³ /h)		
		200000	500000	1000000
Concentration des NO _x à réduire	g/Nm ³		0.25 – 0.4	0.25 – 0.4
Heures de fonctionnement	h/an	5000	5000	5000
Charge réduite	t/an	250 – 400	625 – 1000	1250 – 2000
Coûts d'investissement	En million EUR	4.86	9.23	15.0
Remboursement annuel 1	En million EUR/an	0.50	0.95	1.54
Coûts d'exploitation (y compris les coûts pour l'énergie élect., les catalyseurs, les agents de réduction, la maintenance, l'usure)	En million EUR/an	0.25 – 0.29	0.60 – 0.69	1.17 – 1.34
Coûts annuels	En million EUR/an	0.75 – 0.79	1.56 – 1.64	2.72 – 2.88
Coûts spécifiques annuels	En EUR/tonne de NO _x	1968 – 3016	1638 – 2488	1442 – 2175
Remarque 1 : Sur une base de 15 ans avec un taux d'intérêt à 6 %				

Tableau 3.13 : Estimations des coûts pour les unités de réduction catalytique sélective comme une fonction du volume de fumées

Avec des dispositifs finaux, les fumées peuvent avoir à être réchauffés avant la cheminée. Cette opération peut consommer jusqu'à 2 % de la capacité électrique de l'installation. Dans les applications qui n'ont pas besoin de réchauffage, les coûts d'exploitation sont principalement liés au coût du réactif.

Les coûts de capitaux du système pour les applications de post-équipement extrayant entre 60 et 90 % des NO_x se situent entre 50 EUR/kW et 100 EUR/kW. Les coûts des grandes installations de combustion se situent dans une fourchette inférieure à cette plage et les coûts des petites installations se situent dans la fourchette supérieure. Les principaux facteurs contribuent aux coûts totaux de post-équipement des systèmes de réduction catalytique sélective des installations au charbon avec un niveau d'émission cible des NO_x de 185 mg/Nm³ sont la taille de l'unité, les concentrations de NO_x en entrée et les besoins variables de la construction associés avec le niveau de difficulté du post-équipement. Par exemple, une hausse de la concentration de NO_x en entrée de 615 mg/Nm³ à 1 230 mg/Nm³ augmentera les coûts de capitaux de 50 % environ. Comme la taille de l'unité passe de 1 000 MW_e à 200 MW_e, le coût de capital initial de la réduction catalytique sélective peut diminuer de 30 %. Une fois le périmètre du post-équipement défini, les mises à niveau des ventilateurs, les travaux sur les conduits, les changements

d'acier de la structure et dans les fondations peuvent faire monter les coûts de 20 à 35 %. Les coûts d'exploitation pour l'agent de réduction sont d'environ de 75 EUR par tonne de NO_x pour l'ammoniac anhydride ou de 125 EUR par tonne de NO_x pour une solution d'urée à 40 %. Les coûts globaux (coûts d'investissement et d'exploitation) pour la réduction des NO_x dans une centrale électrique de 800 MW par réduction catalytique sélective s'établissent entre 1 500 et 2 500 EUR par tonne de NO_x réduit [167, Rigby, et al., 2001].

Les coûts de capitaux d'une réduction sélective catalytique pour les turbines à gaz ou les moteurs à combustion interne se situent à environ 10 EUR pour 50 kW (sur la base de la puissance électrique). Ces coûts sont vraiment inférieurs à ceux de l'application d'une réduction catalytique sélective pour une installation alimentée au charbon.

Le prix des catalyseurs de réduction catalytique sélective régénérée représente environ 50 % des nouveaux catalyseurs. Sans effets sérieux sur l'érosion, la durée de vie limitée des catalyseurs de réduction sélective catalytique lourdement chargés en poussières désactivées peut être prolongée par la régénération avec un impact sur les coûts d'exploitation par rapport aux nouveaux catalyseurs.

3.4.2.2 Réduction sélective non catalytique (SNCR)

Le procédé de réduction sélective non catalytique est une autre mesure secondaire pour réduire l'oxyde d'azote déjà formé dans le gaz combustible d'une unité de combustion. Il fonctionne sans catalyseur à une température se situant entre 850 et 1100°C. Cette fenêtre de températures dépend fortement du réactif utilisé (ammoniac, urée ou ammoniac caustique).

En utilisant l'ammoniac comme réactif, les réactions chimiques suivantes se produisent plus ou moins simultanément. À une température inférieure, les réactions sont trop lentes, à une température supérieure, la sous réaction domine avec une hausse de NO_x .

principale réaction :



réaction secondaire non souhaitée :



Une installation de réduction sélective non catalytique comprend deux unités opérationnelles :

- l'unité de stockage du réactif, incluant le stockage, le refroidissement et l'évaporation du réactif
- l'unité de réduction sélective non catalytique elle-même où le réactif est injecté et où la réaction des oxydes d'azote en azote se produit.

La fenêtre de température revêt une importance considérable car si la température est supérieure l'ammoniac est oxydé ce qui entraîne une production des NO_x ; si elle est inférieure, le taux de conversion sera trop faible et de l'ammoniac se formera. De plus, avec des modifications de charge, la fenêtre de température requise est soumise à des fluctuations dans la chaudière. Pour ajuster la fenêtre de température requise avec l'injection d'ammoniac, plusieurs niveaux d'injection sont nécessaires. La Figure 3.32 présente un procédé de réduction sélective non catalytique avec différents niveaux d'injection.

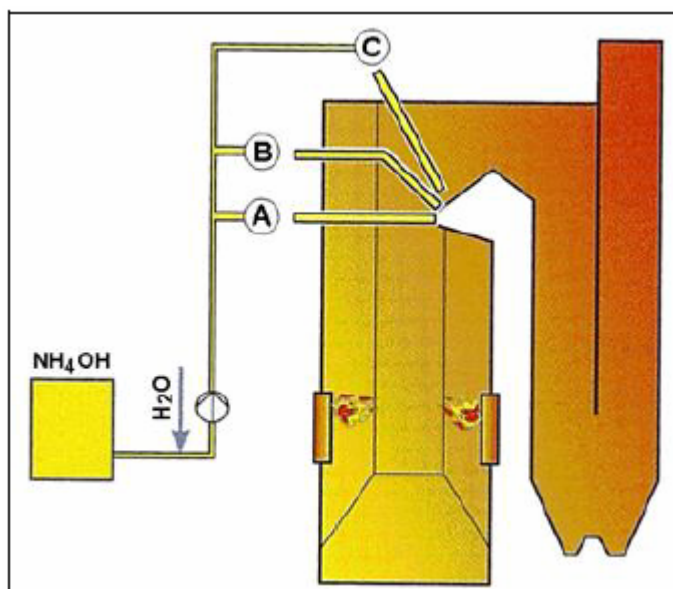


Figure 3.32 : Le procédé de réduction non catalytique sélective
[34, Verbund, 1996]

Pour atteindre un taux élevé de réduction et un faible dégagement de NH_3 , le réactif et le NO_x du fumées doivent être suffisamment mélangés. Outre la distribution et le mélange, un autre paramètre important est la taille des gouttes de réactif. De petites gouttes s'évaporeraient trop rapidement et réagiraient à des températures trop élevées ce qui entraînerait une baisse du taux de réduction des NO_x tandis que des gouttes plus grosses s'évaporeraient trop lentement et réagiraient à des températures trop basses ce qui entraînerait un dégagement de NH_3 plus important.

Les porteurs potentiels de l'agent de réduction sont l'air pressurisé, la vapeur ou l'eau. Les mesures primaires tels que l'étagement d'air ou la recirculation des fumées peuvent être utilisées comme porteur de réactif dans le procédé de réduction sélective non catalytique.

Le choix du réactif influence également la formation de peroxyde d'azote (N_2O). L'utilisation de l'ammoniac et de l'ammoniac caustique produit des quantités négligeables de N_2O tandis que des quantités relativement élevées peuvent être mesurées lors de l'injection directe d'urée dans les chaudières. Pour palier ce problème et pour quasiment empêcher la formation de N_2O , on peut injecter de l'urée dans l'air de combustion. De plus, l'utilisation de l'urée comme réactif pour la réduction sélective non catalytique entraîne des problèmes de corrosion plus importants qu'avec l'ammoniac et l'ammoniac caustique. C'est la raison pour laquelle il faut choisir les matériaux avec soin.

La plupart des problèmes que posent les applications de réduction sélective non catalytique concernent la répartition non uniforme du réactif dans la chambre de combustion. C'est la raison pour laquelle le système de distribution doit être optimal. Des systèmes de distribution spéciaux sont utilisés pour permettre une distribution optimale de l'ammoniac et des fumées.

La réaction des oxydes d'azote et de l'ammoniac/urée dans l'eau et l'azote dépend fortement de la température et de la durée de retenue à la plage de température requise ; c'est aussi le cas du ratio ammoniac/oxydes d'azote. Comme nous l'avons déjà dit, la fenêtre de température pour l'ammoniac et l'ammoniac caustique se situe entre 850 et 1 000°C, la température optimale étant de 870°C. À titre de comparaison, la fenêtre de température lorsqu'on utilise de l'urée est plus large (entre 800 et 1 000°C), la température optimale étant de 1 000°C.

La durée de retenue dans la plage de température requise varie de 0,2 à 0,5 secondes. Cette plage de durée de contact est plutôt instable ; c'est la raison pour laquelle le ratio ammoniac-oxyde d'azote doit être riche en ammoniac au lieu d'être stœchiométrique. Là encore, il faut optimiser le ratio molaire $\text{NH}_3\text{-NO}_x$. Le taux d'élimination des NO_x est favorisé par un ratio plus élevé, mais le dégagement d'ammoniac augmente aussi ce qui entraîne une pollution accrue des unités sous-jacentes.

(ex. échangeurs de chaleur, conduits de fumées). Pour neutraliser ces deux effets contraires, le ratio $\text{NH}_3\text{-NO}_x$ doit se situer entre 1,5 et 2,5.

Le matériel nécessaire au procédé de réduction sélective non catalytique est facile à installer et ne prend pas trop d'espace, même si, presque dans tous les cas, il faut plus qu'un seul niveau d'injection. La réduction sélective non catalytique a un faible taux de réduction. C'est la raison pour laquelle elle peut être utilisée seule dans les chaudières qui ont déjà de faibles niveaux d'émissions. Elle peut également s'avérer utile pour les chaudières dotées d'une technique de réduction primaire. Toutefois, elle n'est pas très utile pour les chaudières ayant des variations de charge ou une qualité de combustible variable.

Les coûts réels de construction dépendent de la chaudière et de son profil d'exploitation. Selon certaines estimations, les coûts sont approximativement de 2 500 EUR par tonne de NOx réduit dans une chaudière alimentée au charbon de 250 MW_{th} fonctionnant 4 000 heures par an.

3.4.2.3 Aspects de sécurité du stockage de l'ammoniac

Les techniques de réduction sélective catalytique et non catalytique utilisent l'ammoniac ou l'urée comme agent de réduction. L'urée est plus communément utilisée dans les installations de combustion inférieures à 50 MW_{th} que dans les applications de réduction catalytique sélective et non sélective plus importantes. Le stockage de l'urée solide n'a aucun impact sur la santé.

L'ammoniac est un gaz combustible qui peut être stocké dans une solution aqueuse ou dans un état liquide à une pression d'environ 1,7 MPa (17 bars) à 20°C. En raison du risque important que représente l'ammoniac pour la santé humaine, le transport de l'ammoniac, sa manutention et son stockage doivent faire l'objet de précautions importantes pour éviter toute fuite. Les systèmes de surveillance doivent être installés pour la détection de faibles concentrations en ammoniac autour de la zone de manutention et de stockage de l'ammoniac. L'utilisation de l'ammoniac pressurisé et aqueux est régie par la directive Seveso II 96/82/EC et soumis aux législations nationales.

Le risque de corrosion sous contrainte des cuves en acier nécessite un contrôle régulier de l'intégrité du réservoir et du contrôle qualité de l'hydrogène et des traces d'oxygène dans l'ammoniac liquide fourni.

3.4.2.4 Performance générale des mesures secondaires de réduction des émissions des NO_x

Mesure secondaire	Taux général de réduction des NO _x	Autres paramètres de performance		Remarques
		Paramètre	Valeur	
Réduction sélective catalytique	80 – 95 %	Température d'exploitation	350 – 450 °C (chargé en poussières) 170 – 300 °C (traitement final) 280 – 510 °C (turbines à gaz) 200 – 510 °C (moteurs diesel)	<ul style="list-style-type: none"> le dégagement d'ammoniac augmente avec la hausse du ratio NH₃/NO_x ce qui pourrait causer des problèmes, ex. avec une teneur en ammoniac dans les cendres volantes. C'est un problème qui peut être résolu en utilisant un volume de catalyseur plus important et/ou en améliorant le mélange de NH₃ et de NO_x dans le fumées la réaction incomplète de NH₃ avec du NO_x pourrait entraîner la formation de sulfites d'ammonium qui se déposent sur les installations en aval telles que le catalyseur et le préchauffeur d'air, des quantités élevées de NH₃ dans les eaux usées de désulfuration des fumées, dans l'eau de lavage du réchauffeur d'air et une concentration plus élevée en NH₃ dans les cendres volantes. La réaction incomplète ne se produit qu'en cas de pannes catastrophiques de l'ensemble du système de réduction sélective catalytique la durée de vie du catalyseur a été de 6 à 10 ans pour la combustion du charbon, de 8 à 12 ans pour la combustion de fioul et de plus de 10 ans pour la combustion de gaz la durée de vie du catalyseur de 40 000 à 80 000 heures de fonctionnement peut être atteinte grâce à un lavage périodique.
		Agent de réduction	Ammoniac, urée	
		ratio NH ₃ /NO _x	0,8 – 1,0	
		dégagement de NH ₃	<5 mg Nm ³	
		Disponibilité	>98 %	
		taux de conversion du SO ₂ /SO ₃ avec le catalyseur	1,0 – 1,5 % (traitement final)	
		Consommation en % de la capacité électrique	0.5 % for all applications	
		Baisse de pression au niveau du catalyseur	4 – 10 (102 Pa)	
Réduction sélective non catalytique	30 – 50 %	Température d'exploitation	850 – 1050 °C	<ul style="list-style-type: none"> même si certains industriels indiquent un niveau de réduction de NO_x de plus de 80 %, les applications de réduction sélective non catalytique permettent en général une réduction de 30 à 50 % dans les différentes conditions d'exploitation. On peut obtenir une réduction de NO_x plus importante avec des chaudières spécifiques lorsque les conditions sont favorables ainsi que des valeurs plus faibles lorsque les conditions sont mauvaises dans certaines installations existantes [33, Ciemat, 2000]. la réaction incomplète de NH₃ avec le NO_x peut entraîner la formation de sulfites d'ammonium qui se déposent en aval des installations telles que le préchauffeur d'air des quantités élevées de NH₃ dans les eaux usées de désulfuration des fumées, dans l'eau de lavage du réchauffeur d'air et une concentration plus élevée en NH₃ dans les cendres volantes. la réduction sélective non catalytique ne peut pas être utilisée pour les turbines à gaz ou les moteurs
		Agent de réduction	Ammoniac, urée	
		ratio NH ₃ /NO _x	1,5 – 2,5	
		Disponibilité	>97 %	
		Dégagement de NH ₃	<10 mg Nm ³	
		Consommation d'énergie exprimée en % de capacité électrique	0,1 – 0,3 %	
		Durée de résidence dans la plage de températures	0.2 – 0.5 sec	

Tableau 3.14 : Performance générale des mesures secondaires de réduction des émissions de NO_x

3.5 Techniques combinées de réduction des émissions d'oxyde de soufre et d'oxyde d'azote

Les procédés d'élimination combinée de SO_2 et de NO_x ont été développés dans le but de remplacer les procédés traditionnels de désulfuration des fumées et de réduction sélective catalytique. Certains des procédés d'élimination de SO_2 et de NO_x ont été appliqués dans un petit nombre d'unités ou servent plus ou moins d'installation de démonstration car ils n'ont pas encore trouvé comment pénétrer le marché pour des raisons financières. Chacune de ses techniques utilise une réaction chimique unique pour extraire simultanément le SO_2 et les NO_x . Le développement de techniques combinées s'inscrit dans la volonté de résoudre un problème important posé par les installations de réduction sélective catalytique ainsi qu'aux problèmes posés par la désulfuration des fumées et par l'oxydation de SO_2 dans le réacteur de réduction sélective catalytique. En principe, entre 0,2 % et 2 % du SO_2 est oxydé en SO_3 . Cela a plusieurs effets sur le système de nettoyage des fumées. Pour le charbon faiblement soufré par exemple, le SO_3 peut améliorer l'efficacité d'élimination de la face froide de l'électrofiltre. Toutefois, le SO_3 augmente habituellement les dépôts et la corrosion dans le préchauffeur d'air et l'échangeur de chaleur gaz-gaz.

Les procédés d'élimination de SO_2/NO_x peuvent généralement être classés dans les catégories suivantes :

- adsorption/régénération solide (désorption)
- opération catalytique gaz/solides
- irradiation par faisceau électronique
- injection alcaline
- épuration par voie humide

Dans ces catégories, plusieurs procédés sont toujours en cours de développement tandis que d'autres techniques sont déjà commercialisées et en activité dans plusieurs installations.

3.5.1 Régénération/adsorption solide

Ce type de procédé utilise un sorbant solide ou un catalyseur qui adsorbe ou réagit avec le SO_2 et le NO_x dans les fumées. Le sorbant ou catalyseur est régénéré pour être réutilisé. Du soufre ou de l'azote sont libérés par le sorbant au cours de l'étape de régénération qui requiert généralement une température élevée ou une réduction de gaz pendant une durée de résidence suffisante. Le soufre récupéré sera par exemple traité dans une usine de type « Claus » pour produire du soufre natif qui est un produit commercialisable. L'azote est décomposé en N_2 et en eau par injection d'ammoniac ou par recyclage vers la chaudière. D'autres procédés tels que le procédé de charbon actif, NO_x/SO , l'oxyde de cuivre, l'oxyde de zinc et la vermiculite d'oxyde de magnésium sont impliqués dans l'adsorption/régénération solide.

3.5.1.1 Procédé de charbon actif

Comme le charbon actif a une surface spécifique très importante, il a été largement utilisé pour assainir l'air et comme agent de traitement des eaux usées depuis le dix-neuvième siècle. On sait également depuis longtemps que le charbon actif adsorbe le SO_2 , l'oxygène et l'eau pour produire de l'acide sulfurique. L'élimination simultanée de SO_2 et de NO_x devient possible par ajout d'ammoniac.

Les fumées provenant de la chaudière sont d'abord dépoussiérées en passant dans un échangeur de chaleur où la chaleur est extraite de la régénération du charbon activé, puis refroidi dans un pré-épurateur à eau. Le gaz pénètre au cours de la première phase du lit du charbon actif (charbon sec et poreux) à une température se situant entre 90 et 150°C. Le dioxyde de soufre réagit avec l'oxygène et la vapeur d'eau dans les fumées (via oxydation catalytique) pour former de l'acide sulfurique qui est absorbé sur le charbon actif.

Avant d'entrer dans la seconde phase de l'adsorbeur, l'ammoniac est injecté dans les fumées dans une chambre de mélange. L'oxyde d'azote réagit de façon catalytique avec l'ammoniac au cours de la seconde phase pour former de l'azote gazeux (N_2) et de l'eau. Les fumées lavées, l'azote libéré et l'humidité passent dans la cheminée pour être rejetés. Le procédé de réduction a lieu dans un adsorbeur où les petits cylindres de charbon actif sont transportés du haut vers de bas sous la forme d'un lit mobile. Le gaz circule dans les couches en pénétrant d'abord dans la partie la plus basse du lit.

Le charbon actif chargé en soufre passe dans un régénérateur où la désorption est exécutée thermiquement en utilisant la chaleur extraite précédemment des fumées à une température d'environ 400 à 450°C. Les

poussières de charbon sont extraites et les petits cylindres produits sont ajoutés avant d'être recyclés dans l'absorbeur. Suite à la régénération, du gaz enrichi en SO_2 est généré à partir du désorbeur. Le gaz enrichi est converti, en utilisant un procédé Claus ou un autre, en soufre natif ou en acide sulfurique qui peut être vendu comme sous-produit. La Figure 3.33 montre une représentation schématique du procédé de charbon actif.

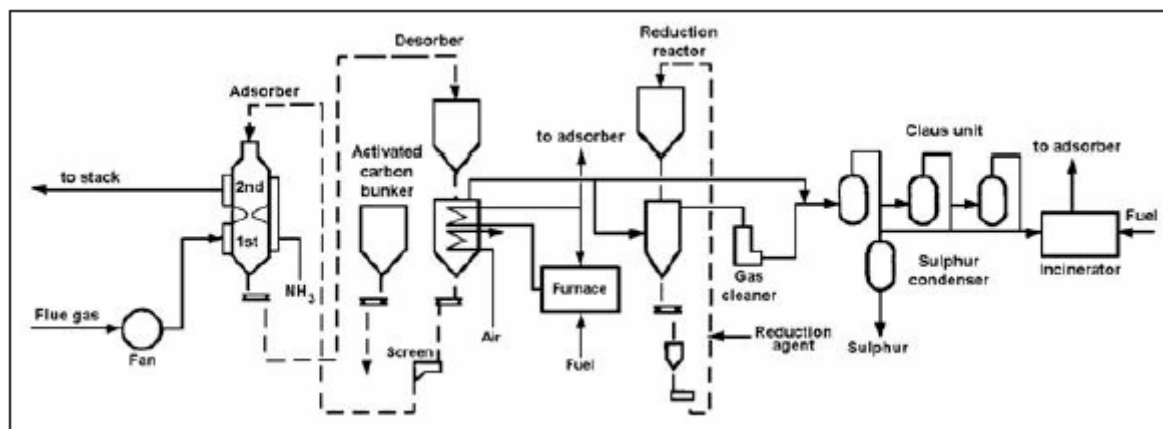


Figure 3.33 : Le procédé de charbon actif
[33, Ciemat, 2000]

3.5.1.2 Le procédé NOXSO

Le procédé NOXSO doit permettre d'atteindre une réduction de 97 % de SO_2 et de 70 % des NO_x . Les fumées sont refroidies par évaporation d'un flux d'eau vaporisé directement dans le réseau de gaines. Après avoir été refroidies, les fumées passent par deux adsorbeurs en lit fluidisé parallèles où le SO_2 et les NO_x sont extraits simultanément par le sorbant.

Le sorbant se compose de perles sphériques recouvertes d'alumine et imprégnées de carbonate de sodium. Les fumées épurées passent ensuite par la cheminée. Le sorbant consommé est transporté vers le chauffeur du sorbant qui est un lit fluidisé à trois phases. Au cours du procédé de chauffe à 600°C , le NO_x est désorbé et partiellement décomposé. L'air chaud qui contient le NO_x désorbé est recyclé dans la chaudière où le NO_x est converti en N_2 en libérant soit du CO_2 , soit du H_2O par réaction avec les radicaux libres dans l'atmosphère de réduction de la chambre de combustion. Le soufre est récupéré du sorbant dans un régénérateur avec lit mobile où les composés en soufre du sorbant (essentiellement du sulfate de sodium) réagissent avec du gaz naturel (méthane) à une température élevée pour produire un effluent gazeux avec une concentration élevée en SO_2 et en sulfure d'hydrogène (H_2S). Environ 20 % du sulfate de sodium (Na_2SO_4) est réduit en sulfure de sodium (Na_2S) qui devra être hydrolysé par la suite dans la cuve de traitement de la vapeur. Un lit mobile, un réacteur de traitement de la vapeur suit le régénérateur et un flux concentré de H_2S est obtenu à partir de la réaction de vapeur avec du Na_2S . L'effluent gazeux provenant du régénérateur et du traitement de la vapeur est traité dans une usine de type Claus pour produire du soufre natif, un produit commercialisable. Le sorbant est refroidi dans le refroidisseur de sorbant, puis recyclé dans l'adsorbeur.

3.5.1.3 Autres procédés d'adsorption/de régénération solide

D'autres procédés utilisant l'oxyde de cuivre et l'oxyde de zinc sont en cours de développement et seront abordés dans une prochaine section de ce document.

3.5.2 Procédés catalytiques gazeux/solides

Ce type de procédé utilise les réactions catalytiques tels que l'oxydation, l'hydrogénation ou la réduction catalytique sélective. Le soufre natif est recouvert comme un sous-produit. Le traitement des eaux usées n'est pas nécessaire. WSASNOX, DESONOX, SNRB, 'Parsons Flue-gas Clean-up' (FGC) et 'Lurgi Circulating Fluidised Bed' (CFB) font partie de cette catégorie. Certains procédés commencent à être commercialisés.

3.5.2.1 Procédé WSA-SNO_x

Ce procédé emploie deux catalyseurs séquentiellement pour enlever les NO_x par réduction sélective catalytique et pour oxyder le SO₂ en SO₃ en condensant le SO₃ comme un acide sulfurique à vendre. Environ 95 % du soufre et de l'oxyde d'azote des fumées peuvent être supprimés. Le procédé ne produit aucune eau usée ou déchet et ne consomme aucun élément chimique hormis l'ammoniac pour la réduction des NO_x. La Figure 3.34 montre un diagramme du flux du procédé WSA-SNOX installé dans une centrale électrique de 300 MW_e alimentée au charbon au Danemark.

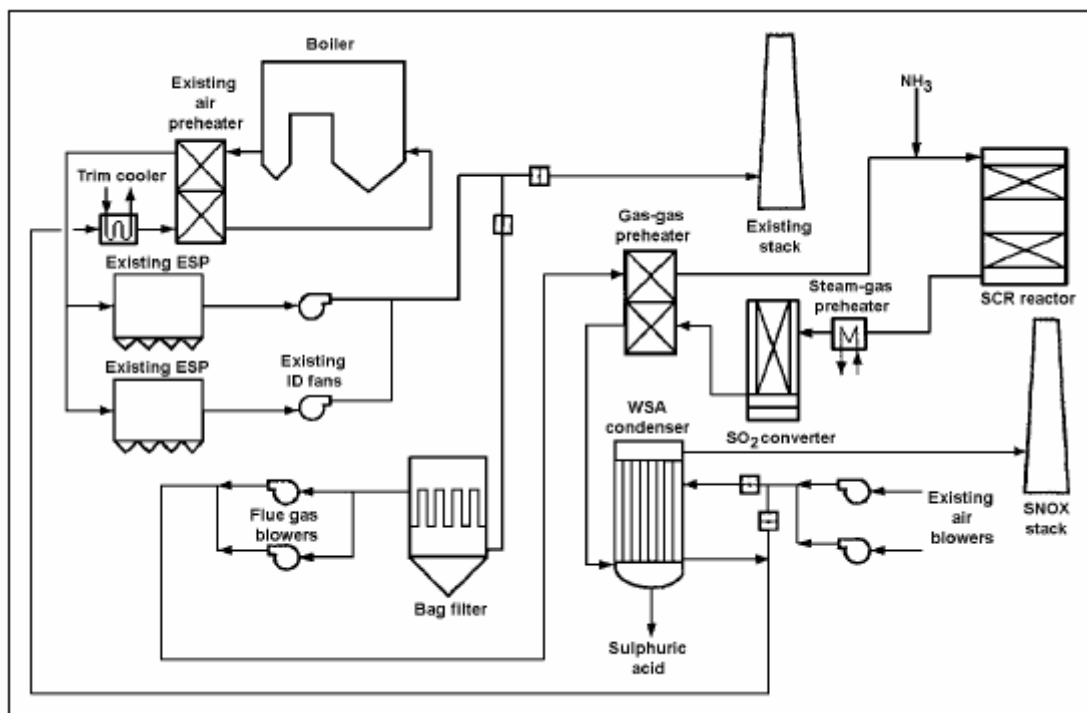


Figure 3.34 : Procédé WSA-SNOX
[33, Ciemat, 2000]

Ici, les fumées quittant le préchauffeur d'air sont traitées par un dispositif de contrôle particulier et passe par la partie froide d'un échangeur gaz-chaleur qui monte la température du gaz à plus de 370°C. Un mélange ammoniac-air est ensuite ajouté au gaz avant la réduction sélective catalytique où les oxydes d'azotes sont réduits en N₂ et en eau.

Alors que les fumées quittent la réduction sélective catalytique, sa température est légèrement ajustée, puis il entre dans le convertisseur SO₂ qui oxyde le SO₂ en trioxyde de soufre (SO₃). Le gaz porteur de particules de SO₃ passe dans la partie chaude de l'échangeur de chaleur gaz-gaz où il est refroidi alors que les fumées entrantes sont chauffées. Les fumées traitées entrent ensuite dans un condensateur à couches minces (le condensateur WSA) où elles se condensent en dehors de la phase gazeuse en verre borosilicaté. L'air refroidi quitte le condensateur WSA à plus de 200 °C et il est utilisé comme air de combustion après avoir récupéré davantage de chaleur via le préchauffeur d'air.

Dans ce procédé, il est possible de récupérer l'énergie thermique de la conversion SO₂, l'hydrolyse SO₃, la condensation en soufre et la réaction DENOX. L'énergie récupérée est utilisée pour la production de vapeur. Ainsi, la baisse absolue dans l'efficacité nette est aussi faible que 0,2 % dans une usine 300 MW_e (avec 1,6 % de charbon sulfuré). Typiquement chaque pourcentage de soufre dans le charbon entraîne 1 % supplémentaire de vapeur produite. Lorsque le charbon contient 2 à 3 % de soufre, la production de vapeur est considérée pour compenser la consommation électrique du procédé WSA-SNO_x.

3.5.2.2 Procédé DESONOX

Dans le procédé DESONOX (Figure 3.35), les fumées passent d'abord par l'électrofiltre pour extraire les particules, puis par l'injection d'ammoniac et la réduction sélective catalytique. Ces gaz sont ensuite refroidis en préchauffant l'air de combustion et en réchauffant les fumées complètement traitées avant de les rejeter dans l'atmosphère. La température du gaz de combustion est donc réduite à environ 140°C qui permet à l'oxydation catalytique du SO₂ et du SO₃ et sa condensation ultérieure sous forme d'acide

sulfurique (70 %). La dernière étape est effectuée dans une tour d'acide recirculant. Les fumées sont finalement dirigés via un électrofiltre à voie humide et sont réchauffés avant d'être rejetés.

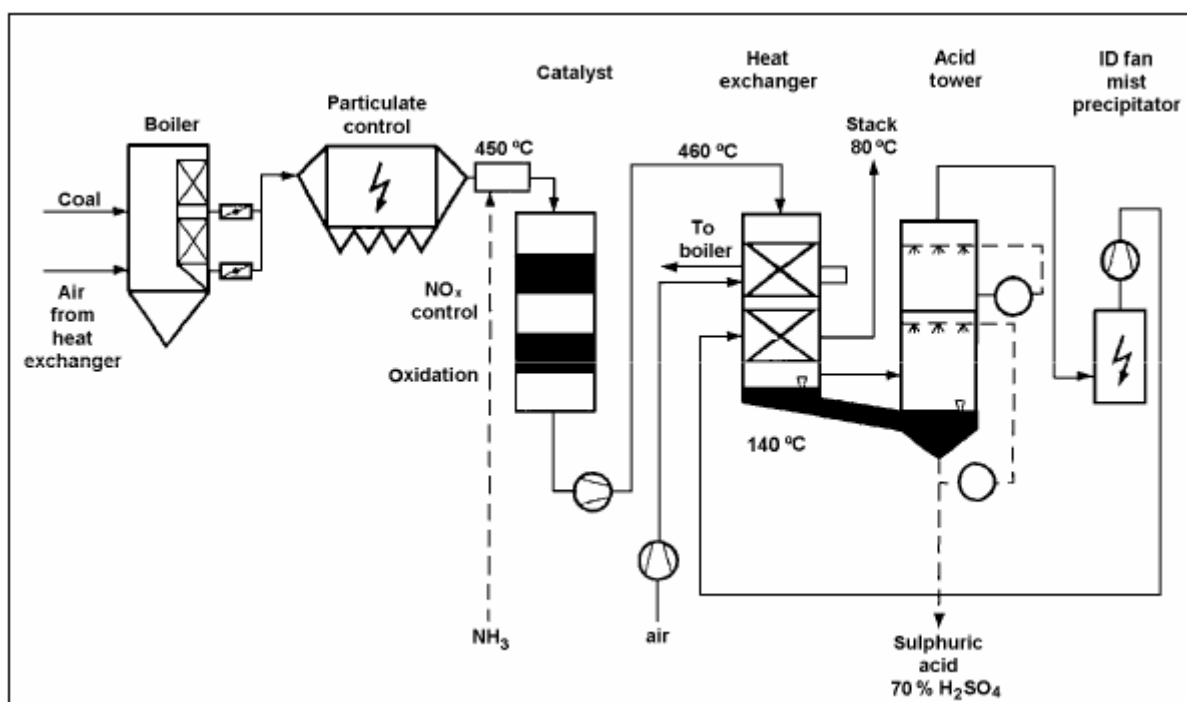


Figure3.35 : Procédé DESONOX
[33, Ciemat, 2000]

3.5.2.3 Le procédé SNRB

Dans le procédé SOX-NOX-ROX-Box (SNRB), un sorbant sec tel que la chaux ou le bicarbonate de sodium est injecté dans les fumées amont de l'installation de filtre spécifiquement conçue. Ce procédé combine l'élimination de SO₂, des NO_x et des particules dans une unité, une céramique catalytique à haute température ou un filtre à manches. Ce procédé est moins encombrant que la technologie classique de nettoyage des fumées. Le procédé SNRB vise à extraire jusqu'à 90 % du SO₂ et des NO_x et au moins 99 % des particules, mais aucune information indiquant si ce procédé peut être appliqué à de grandes installations de combustion n'est disponible. C'est la raison pour laquelle aucune information concernant la performance générale du procédé SNRB ne peut être donnée.

3.5.2.4 Procédé catalytiques gazeux/solides

Les autres procédés qui sont en cours de développement sont le procédé d'épuration des fumées de Parsons et le procédé 'Lurgi CFB'. Ces procédés n'ont été utilisés que dans le cadre d'expériences pilotes et ne seront donc pas présentés dans ce document.

3.5.3 Irradiation par faisceau électronique

Ce procédé expose les fumées à flux d'électrons chargés en énergie et en ammoniac pour générer des particules (sulfate d'ammonium ou nitrates) pour être collectés par un électrofiltre ou un sac filtrant. Les fumées passent par un refroidisseur à pulvérisation et un échangeur de chaleur où la température (65-90°C) et les niveaux d'humidité sont définis. Dans le réacteur à faisceau d'électrons, les fumées sont irradiées par un faisceau d'électrons à haute énergie en présence d'une quantité stœchiométrique à proximité qui a été ajoutée en amont du flux de fumées du réacteur. Dans la zone d'irradiation, les composés d'azote, d'oxygène et d'eau des fumées sont excités par les électrons de haute énergie pour former des radicaux et des ions. Ces espèces sont capables de commencer les réactions d'oxydation avec le SO₂ et le NO_x et de produire respectivement de l'acide sulfurique et nitrique. Ces acides sont neutralisés par l'ammoniac. Les particules de sel d'ammoniac sont ensuite extraites des fumées grâce à un dispositif de contrôle des particules. Ce sous-produit est commercialisable en tant qu'engrais agricole.

Les procédés peuvent varier en fonction de la méthode d'exposition des fumées en flux d'énergie et du matériel de contrôle utilisé pour former et collecter les particules. C'est un procédé unique d'élimination combinée de SO₂ et des NO_x où le SO₂ et le NO_x sont convertis en sous-produits utiles tandis que les NO_x

sont convertis en N_2 et en eau dans d'autres procédés. Toutefois, ces systèmes n'ont jusqu'à aujourd'hui été testés que dans le cadre d'installations pilotes. C'est la raison pour laquelle aucune information concernant leur performance n'est disponible. Ils ne seront donc pas traités dans une section ultérieure de ce document.

3.5.4 Injection alcaline

Ce procédé utilise l'injection directe de un ou plusieurs sorbants secs tels que le bicarbonate de sodium en flux de fumées. Certains tests ont prouvé la capacité des injections alcalines dans le foyer, le conduit ou l'épurateur semi-sec pour une réduction combinée de SO_2/NO_x . Le mécanisme qui produit ce résultat n'est pas totalement limpide, mais ces procédés permettent de réduire les NO_x de façon significative. Il permet d'obtenir jusqu'à 90 % de réduction des NO_x en fonction de facteurs tels que le ratio de SO_2 de NO_x dans les fumées, la température de réaction, la granulométrie du sorbant et la durée de résidence. Le problème des injections alcalines est que des concentrations plus élevées en NO_2 peuvent donner une coloration brun-orangé aux fumées. Puisque ce procédé est toujours en phase de démonstration, il ne sera pas traité dans ce document et aucune information sur la performance générale ne peut être communiquée.

3.5.5 Épurateur par voie humide avec des additifs pour extraire le NO_x

Ces procédés sont généralement basés sur les techniques d'épuration par voie sèche pour l'élimination de SO_2 (calcaire ou boues) avec des additifs utilisés pour réussir l'élimination des NO_x . Des additifs tels que le $Fe(II)$, EDTA et le phosphore jaune ont été montrés pour atteindre des efficacités d'élimination des NO_x différentes en laboratoire ou dans un site pilote. Sur le plan commercial, environ 10 installations d'élimination combinée de SO_2/NO_x fonctionnent avec des capacités unitaires de 10 000 - 200 000 m^3/h . De plus, plus de 95 % du mercure est extrait par épuration au sodium en utilisant du $NaClO$ comme additif. Ces procédés ne conviennent pas au traitement de gros volumes de gaz car le coût élevé de l'agent oxydant et les problèmes de traitement des eaux usées contenant des nitrites et du nitrate. Aucune information concernant l'utilisation de ce procédé dans une grande installation de combustion n'est disponible. C'est la raison pour laquelle aucune information concernant la performance générale ne peut être communiquée.

3.5.6 Performance générale des techniques combinées pour réduire le SO₂ et le NO_x

Technique	Taux général de réduction de SO ₂ /NO _x	Autres paramètres de performance		Remarques
		Paramètre	Valeur	
Procédé de charbon actif	98 %/60 – 80 %	Température d'exploitation	90 – 150 °C	<ul style="list-style-type: none"> le procédé du charbon actif a également un potentiel intéressant pour l'élimination de SO₃ et des substances toxiques dans l'air telles que le mercure et les dioxines. le pré-épuration ne produit que de petites quantités d'eaux usées plusieurs systèmes commerciaux ont été installés, surtout au Japon le procédé permet de nettoyer les fumées provenant de différents types de combustibles tels que le charbon et le fioul.
		Réactif	Charbon actif/Ammoniac	
		Fiabilité	98 %	
		Autres substances extraites	HCl, HF, dioxine	
		Consommation d'énergie exprimée en % de capacité électrique	1,2 – 3,3 %	
		Sous-produits	Soufre natif ou acide sulfurique	
Procédé WSA-SNOX	97 %/70 % (anticipé)	Réactif	Perles d'alumine imprégnées de carbonate de sodium	<ul style="list-style-type: none"> le procédé NOXSO est en phase de démonstration ; il doit être testé dans un cyclone 108 MW_e cyclone aux Etats-Unis dans le cadre du programme US DOE CCT-3 [33, Ciemat, 2000].
		Fiabilité		
		Consommation d'énergie exprimée en % de capacité électrique	4 %	
Procédé WSA-SNOX	95 %/95 % /	Réactif	Ammoniac	<ul style="list-style-type: none"> très faibles émissions de particules (inférieures à 5 mg/m³).
		Fiabilité		
		Consommation d'énergie exprimée en % de capacité électrique	0,2 %	
Procédé DESONOX	95 %/95 %	Réactif	Ammoniac	<ul style="list-style-type: none"> les eaux usées sont générées par l'utilisation d'un électrofiltre par voie humide pour extraire les aérosols d'acide sulfurique en théorie, on peut produire du SO₂ liquide, de l'acide sulfurique et du soufre natif, mais les installations testées à ce jour ne produisent que de l'acide sulfurique.
		Fiabilité	96 – 98 %	
		Consommation d'énergie exprimée en % de capacité électrique	2,0 %	

Tableau 3.15 : Performance générale des différentes techniques d'injection de sorbants visant à réduire les émissions d'oxyde d'azote et de soufre.

3.6 Techniques de réduction des émissions de métaux (métaux lourds)

Les métaux (généralement désignés sous le nom de métaux lourds) libérés au cours de la combustion de combustibles fossiles peuvent être émis dans l'atmosphère sous forme de particules ou de vapeurs. Les métaux qui sont les plus importants en ce qui concerne l'utilisation des combustibles fossiles sont As, B, Cd, Cr, Cu, Hg, Mo, Ni, Pb, Se, V et Zn. Certains de ces éléments métalliques sont très toxiques surtout s'ils sont présents en quantités importantes.

Les métaux qui sont partitionnés en plusieurs flux de sortie, essentiellement des résidus de combustion tels que les cendres volantes, mais également les fumées qui entrent dans les dispositifs de contrôle de la pollution en aval (Figure 3.36). En raison des importantes quantités de combustible consommées pour la production d'énergie, de grandes quantités de métaux potentiellement dangereux peuvent être rejetées dans l'environnement. La plupart de ces éléments sont associés à des particules. Les éléments volatiles se condensent de préférence sur la surface des particules les plus petites dans les flux de fumées car la surface est plus importante. Hg est un métal hautement toxique qui s'échappe et qui est capturé par les dispositifs de contrôle des fumées et que l'on trouve dans des fractions de déchets issus de la co-combustion dans les centrales électriques, mais aussi dans les charbons en plus faible quantité. Les émissions de Hg sous forme gazeuse sont les plus importantes (cf. Figure 3.35).

La meilleure méthode permettant d'obtenir des résultats sur les valeurs d'émissions et sur le comportement des métaux lourds au cours de la combustion et de l'épuration des fumées consiste à établir un équilibre de masse dans l'ensemble des installations de combustion considérées (Figure 3.36). Des recherches sur l'équilibre de masse des métaux lourds ont été conduites pour différents types de grosses centrales électriques utilisant la houille ou le lignite [127, Clarke and Sloss, 1992], [129, Maier, et al., 1992], [130, Rentz, et al., 1996], [131, Rentz and Martel, 1998].



Figure 3.36 : Équilibre de masse des métaux lourds, des fluorures et des chlorures dans les installations alimentées au charbon

Étant donné que les éléments de métal volatile sont enrichis dans les fines particules qui circulent dans la chambre de combustion, l'émission de ses éléments dépend davantage de l'efficacité du système de nettoyage du gaz que de la méthode de conversion du combustible.

Plusieurs technologies de contrôle ont été développées ; en théorie, elles permettent d'extraire une grande partie des métaux contenus dans les fumées. Ces systèmes se divisent généralement en deux catégories :

- les techniques qui sont généralement utilisées pour enlever les particules, les émissions de SO_x ou des NO_x.
- les techniques qui ont été développées expressément pour extraire les éléments trace du fumées.

3.6.1 Contrôle des émissions de mercure (Hg)

3.6.1.1 Mesures primaires visant à réduire la teneur en Hg du combustible solide

Le lavage du combustible (essentiellement le lavage du charbon) est une option qui permet d'extraire le mercure du combustible avant la combustion. Il existe plusieurs types de procédé de lavage qui sont tous basés sur le principe selon lequel le charbon est moins dense que soufre pyritique, la roche, l'argile ou toute autre cendre produisant des impuretés qui sont mélangées ou intégrées à lui. Les dispositifs mécaniques utilisant de l'eau pulsée ou des courants d'air peuvent physiquement stratifier et enlever les impuretés. La force centrifuge est parfois combinée avec les courants d'air et d'eau pour séparer le charbon des impuretés. Une autre méthode utilisée est le lavage en milieu dense qui utilise des solutions liquides lourdes habituellement composées de magnétite (fines particules d'oxyde fer). Le charbon de plus petite taille est quelquefois lavé en utilisant la flottaison. Cette technique est différente des autres car elle s'intéresse moins à la gravité et davantage à la séparation chimique [168, US EPA, 1997].

3.6.1.2 Technologies de traitement des fumées visant à réduire les émissions de mercure

La plupart des métaux ont des pressions de vapeur suffisamment faibles dans un dispositif de contrôle de la pollution de l'air que la condensation sur des particules est possible. Par ailleurs, le mercure a une pression de vapeur élevée aux températures habituelles de fonctionnement des dispositifs de réduction et sa collecte par les dispositifs de réduction des particules est extrêmement variable. Le facteur le plus important affectant la réduction du mercure sur les chaudières collectives intègre le volume du gaz combustible, la température de gaz combustible et la teneur en chlorure, la concentration en mercure et la forme chimique du mercure émis. Les caractéristiques chimiques du mercure émis par les chaudières collectives varient de façon significative d'une installation à l'autre. L'efficacité d'élimination dépend des caractéristiques du mercure présent.

Les facteurs qui améliorent la réduction du mercure sont les faibles températures dans le système de contrôle (inférieur à 150 °C), la présence d'un sorbant de mercure effectif et l'utilisation d'une méthode de collecte du sorbant. En général, les niveaux élevés de charbon dans les cendres volantes améliorent l'adsorption du mercure par les particules qui est ensuite extraite par le dispositif de contrôle des particules. De plus, la présence de chlorure d'hydrogène (HCl) dans le flux de fumées peut entraîner la formation de chlorure de mercure qui est prêt à être absorbé dans les particules contenant du charbon. Réciproquement, le dioxyde de soufre (SO₂) dans les fumées peut faire office d'agent de réduction pour convertir le mercure oxydé en mercure natif qui est plus difficile à collecter.

Les technologies de contrôle destinées à contrôler les polluants autres que le mercure (ex. gaz acides et particules) proposent des capacités d'élimination du mercure qui varient, mais elles permettent en général des réductions rarement supérieures à 50 % (excepté pour l'élimination du chlorure de mercure par les épurateurs par voie humide).

Les lits du filtre à charbon ont été utilisés avec succès en Allemagne pour la réduction du mercure dans les chaudières collectives et les incinérateurs de déchets communaux. L'injection de charbon actif dans le fumées a été utilisé pour la boue d'épuration des grandes installations à co-combustion où le mercure a été réduit d'au moins 85 %. L'ajout de charbon actif dans les fumées des installations collectives pour la réduction du mercure augmente la quantité de particules à éliminer [168, US EPA, 1997].

3.6.2 Réduction des émissions de métaux dans les systèmes de contrôle des particules

Les électrofiltres et les filtres à manches sont couramment utilisés pour extraire les particules des fumées générées par des installations de combustion utilisant des combustibles liquides et solides. Ces systèmes permettent d'atteindre une efficacité globale supérieure à 99,9 %. Toutefois, l'efficacité d'élimination est généralement inférieure pour les particules de petite taille c'est-à-dire dans la plage de tailles où l'on peut trouver des particules enrichies avec des éléments en métal.

Les filtres à manches ont une efficacité générale d'élimination des particules comparable à celle des électrofiltres (supérieure à 99,9 %), mais ils sont plus efficaces en ce qui concerne la réduction des fines particules et moins sensibles au chargement des particules et aux caractéristiques des cendres volantes.

L'efficacité de collecte peut être augmentée davantage en utilisant le conditionnement des fumées avec de petites quantités d'additifs ajoutées aux fumées en amont des filtres.

Certains éléments peuvent rester en phase gazeuse jusqu'à ce que le refroidissement des fumées permette la condensation. Lorsque les fumées entrent en contact avec le filtre à manches, ils sont suffisamment refroidis pour permettre la même condensation du Hg qu'avec la partie froide des électrofiltres. Selon certaines estimations, l'efficacité moyenne d'élimination du Hg peut atteindre 40 % dans les centrales électriques équipées de systèmes de filtres à manches. L'efficacité d'élimination du Hg dépend fortement des propriétés du combustible (ex. CI).

3.6.3 Réduction des émissions de métaux dans les systèmes de désulfuration des fumées

Les systèmes de désulfuration des fumées par voie humide sont une méthode efficace de réduction des émissions de certains métaux. En effet, la température des fumées est réduite à environ 50 à 60 °C en passant par l'absorbeur ce qui permet à de nombreux métaux volatiles de se condenser à partir de la phase vapeur et d'être extraits des fumées. Les métaux condensés sont principalement transférés dans les eaux résiduelles du système de désulfuration des fumées par voie humide.

Différentes études ont montré que l'efficacité d'élimination des fumées pouvait atteindre 30 à 50 % pour le Hg et 60 à 75 % pour le Se. Toutefois, le calcaire utilisé dans certains systèmes peut constituer une source importante de As, Cd, Pb et Zn. C'est la raison pour laquelle les concentrations de ces éléments peuvent même augmenter en aval de l'installation de désulfuration des fumées. Les émissions provenant de l'épurateur dépendent du procédé spécifique et des conditions d'exploitation.

Une efficacité d'élimination moyenne du Hg de 96,6 % a été atteinte grâce à l'ajout d'additifs d'hypochlorite de sodium dans les fumées provenant d'un incinérateur de déchets au Japon. L'hypochlorite de sodium stabilise le Hg dans les fumées en permettant de le capturer dans l'eau de lavage. Le Hg peut ensuite être extrait du flux des eaux usées en utilisant la réduction, la volatilisation, la condensation et les procédés de séparation du Hg.

L'élimination globale de Hg dans les différents systèmes par voie sèche varie entre 35 et 85 %. Ces systèmes configurés avec un système d'élimination des particules situé en amont de l'épurateur semi-sec exercent une forte rétention des métaux car une grosse partie de ces éléments (y compris les espèces volatiles) est extraite avant l'unité de désulfuration des fumées. Les systèmes d'épuration semi-sec équipés de filtres à manches en aval permettent d'atteindre la meilleure efficacité d'élimination des particules, notamment des fines particules. Ces systèmes permettent également d'avoir la meilleure efficacité d'élimination des métaux. Ces installations équipées de systèmes d'élimination des particules en amont de l'épurateur semi-sec permettent d'obtenir une efficacité d'élimination de HG de l'ordre de 70 % avant d'entrer dans l'unité de désulfuration des fumées.

La technologie du charbon actif a été utilisée aux États-Unis pour augmenter l'élimination de Hg dans les systèmes d'épuration par sécheur atomiseur/désulfuration des fumées. Des tests indiquent une hausse de l'efficacité d'élimination de Hg : elle est passée de 27 à 78 % à une température de sortie de 140°C et de 66 à 86 % à une température de sortie de 110°C. Cette technologie est actuellement utilisée dans un incinérateur de déchets en Suisse.

On peut également réduire les émissions de Hg en utilisant des additifs dans d'autres systèmes de désulfuration des fumées tels que les systèmes d'injection à sec. En ce qui concerne l'additif, on peut par exemple ajouter du Sorbalit. Ce sorbant est un composé d'hydroxyde de calcium et de plusieurs composés organiques et inorganiques.

3.6.4 Réduction des émissions de métaux dans les systèmes de contrôle des NO_x

Les brûleurs à bas NO_x ne semblent pas influencer le comportement des métaux au cours de la combustion. Les émissions de métaux peuvent augmenter dans les systèmes de réduction catalytique sélective (SCR) qui impliquent l'ajout de produits chimiques dans les fumées. Toutefois, les systèmes de contrôle des NO_x ne semblent ni réduire, ni augmenter les émissions de métaux.

3.6.5 Réduction des émissions de métaux par des systèmes conçus pour l'élimination des métaux

Certains systèmes ont été spécifiquement développés pour réduire certains métaux des flux de fumées essentiellement réduire les émissions de Hg et des autres métaux toxiques (tels que le As, le Cd et le Pb) des incinérateurs de déchets. Ces systèmes incluent les filtres au sélénium, les filtres à charbon actif et différents sorbants. Ils ne seront que brièvement décrits dans cette section.

Plusieurs sorbants tels que le silice, la bauxite (alumine), la kaolinite, l'émathlite et la chaux ont fait l'objet d'études portant sur leur capacité à extraire les métaux des fumées. Une liste détaillée de ces sorbants se trouve dans le [33, Ciemat, 2000], mais il faut noter que certains procédés ont une application limitée pour les grosses centrales électriques en raison des faibles températures de fonctionnement, des effets secondaires douloureux et le coût élevés de certains sorbants.

Les systèmes à charbon actif ou utilisant un filtre à coke qui ont été développés peuvent être utilisés pour extraire des métaux tels que le Cd, le Hg et le Pb des fumées. Dans [33, Ciemat, 2000], vous trouverez des informations concernant le filtre à coke ou au lignite et un système de catalyseur qui extrait les gaz acides et absorbe les éléments de métaux. Des tests menés dans un système pilote intégré à un incinérateur municipal de déchets montrent que presque la totalité du Hg est extrait des fumées par le matériau coke-lignite.

Des tests expérimentaux montrent qu'une réduction dans la concentration du Hg métallique est obtenue en ajoutant du charbon actif dans le flux des fumées. Le charbon collecté en aval dans un filtre à manches contient 40 à 60 ppm de Hg ce qui correspond à 13 à 20 % du Hg des fumées.

L'élimination de la vapeur de Hg des fumées utilisant des adsorbants imprégnés de soufre a été étudiée en utilisant des lits fixes. Les résultats expérimentaux ont montré que l'imprégnation d'alumine activée et de zéolithe par le soufre augmente la capacité d'adsorption à plusieurs ordres de magnitude. Même si les sorbants ont une très faible capacité d'adsorption du Hg, ils sont incapables d'extraire tous les Hg (comme leur concentration à la sortie est supérieure à zéro pour les gaz qui passent par les filtres, même au début de la percée du gaz). De très faibles concentrations de Hg dans les fumées peuvent être obtenues en utilisant un lit d'alumine activée imprégné de soufre et d'adsorbants de zéolithe, suivi d'un second lit d'adsorbants de charbon actif imprégné de soufre.

Un système est disponible pour l'élimination de Hg qui utilise un filtre imprégné au sélénium ; il peut être post-équipé dans les conduits d'échappement situés après les épurateurs. Le filtre compte sur la forte affinité du Hg et du Se avec laquelle il se combine pour former du sélénite de mercure (HgSe), un composé extrêmement stable. Les filtres usagés retournent chez le fabricant pour être rechargés.

Dans le futur, ces nouveaux systèmes d'élimination des éléments de métaux pourraient s'avérer être une méthode importante de réduction des émissions de métaux. Toutefois, à l'heure actuelle, la plupart des procédés ne sont pas encore commercialisés ou semblent plus appropriés pour la réduction des émissions provenant des incinérateurs de déchets. Des recherches complémentaires sont nécessaires pour évaluer l'application de ces systèmes dans de grandes installations de combustion.

3.7 Techniques de réduction des émissions de CO et d'hydrocarbures non brûlés

Les émissions de gaz non brûlés se subdivisent en deux groupes principaux : le monoxyde de carbone (CO) et les hydrocarbures (C_xH_y) qui peuvent être réduits par des techniques de combustion avancée. Les émissions de CO et d'hydrocarbures non brûlés sont une conséquence de la combustion incomplète et peuvent être causées par des températures de combustion trop faibles, une durée de résidence trop courte dans la zone de combustion ou un mélange inefficace de combustible et d'air de combustion entraînant un déficit en oxygène dans les zones locales.

Le monoxyde de carbone est le gaz non brûlé le plus important. C'est un composé stable même à une température élevée en l'absence d'oxygène. Les hydrocarbures, au contraire, peuvent être décomposés et former de la suie à des températures élevées dans une atmosphère faible en oxygène. En général, on peut dire que les émissions d'hydrocarbures non brûlés sont générées lorsque la température de la zone de combustion est faible et que le mélange combustible-oxygène est inefficace. Toutefois, de telles conditions sont rares dans les gros foyers modernes.

En général, les émissions de CO peuvent être maintenues au-dessous de 50 mg/Nm³ si la combustion est bien contrôlée. Les émissions d'hydrocarbures dans les chaudières des centrales électriques modernes

sont des quantités négligeables de l'ordre de 5 mg/Nm³. Les techniques et les chiffres qui concernent les émissions des turbines à gaz et des moteurs réciproques sont décrits dans les chapitres dédiés aux combustibles (liquides et gazeux).

Les émissions de gaz non brûlés sont affectées par plusieurs paramètres. En principe, les émissions de gaz non brûlés sont plus élevées lorsqu'il y a des problèmes dans le contrôle du ratio combustible/air dans le foyer ou lorsque la qualité de combustible n'est pas homogène (comme cela est le cas avec les déchets ou la biomasse). Les charbons ayant une faible réactivité et une teneur volatile (anthracites) ont tendance à augmenter les émissions de gaz non brûlés. Les émissions les plus élevées peuvent également être une conséquence de températures de combustion faibles causées par un combustible de rang bas, un chargement partiel ou un dysfonctionnement du brûleur.

Certaines mesures visant à réduire les émissions des NO_x telles que la combustion avec un excès d'air plus faible ou un étagement d'air élevé peuvent augmenter les émissions de gaz imbrûlés. Dans ces cas, l'importance de procéder à un mélange efficace d'air et de combustible dans le système de combustion doit être soulignée. La réduction des NO_x avec la méthode de réduction catalytique non sélective peut également causer des émissions de CO plus élevées. Les émissions de CO peuvent être réduites lorsque l'alimentation en calcaire est augmentée dans les chaudières à combustion en lit fluidisé.

Comme pour les coûts de réduction des NO_x, il est impossible de séparer le coût de ces mesures de l'investissement total. S'il y a des problèmes avec les gaz non brûlés dans une centrale électrique existante, elles devront faire l'objet d'une évaluation séparée et les dépenses éventuelles indiquées dans une évaluation de faisabilité.

3.8 Techniques de réduction des émissions de composés halogénés

Les sources naturelles, notamment la mer, constituent la principale source de chlore, de brome et d'iode dans l'atmosphère. Les activités humaines, notamment les sources industrielles telles que les usines d'aluminium, sont la principale source des émissions de fluor. Dans de nombreux pays, la combustion des combustibles fossiles sont la source la plus importante de chlore (HCl) provenant des activités humaines et peuvent être une source prédominante de fluor (HF). Les émissions d'halogènes provenant de la combustion se présentent sous la forme de gaz acides qui peuvent générer des pluies acides.

L'émission d'halogènes dépend de plusieurs facteurs : la teneur halogène initiale du combustible et la forme sous laquelle il se présente, les conditions de combustion (température, durée de résidence, etc.) et de l'utilisation de différentes technologies de contrôle de la pollution. Ces technologies et ces procédés qui sont par exemple destinés à contrôler les émissions de SO_x, tels que l'addition de calcaire dans la chaudière et la désulfuration des fumées, peuvent être efficaces dans la réduction des émissions d'acides halogénés. Avec les échangeurs de chaleur à gaz tournant, le HF court-circuite les systèmes de désulfuration des fumées à environ 50 %.

Cette section traite de l'efficacité de l'élimination halogène des différentes technologies de contrôle de la pollution les plus couramment installées dans les grandes installations de combustion (équipement de contrôle des particules et du soufre).

3.8.1 Réduction des émissions de métaux dans les systèmes de réduction des particules

Très peu d'informations sont disponibles concernant la capture des halogènes par les électrofiltres et les filtres à manches (filtres à manches). Étant donné la nature des gaz, toutefois, en l'absence de sorbant il est fort probable qu'ils aient peu d'effet. L'ajout d'un sorbant tel que la chaux dans la zone de combustion peut entraîner la capture d'halogènes ou de particules qui peuvent être piégés par les systèmes de filtrage. Avec l'injection de sorbant sec dans le foyer, la réduction de HCl est limitée car la réduction de SO₂ émet du HCl à partir du sorbant à des températures élevées.

3.8.2 Réduction des émissions d'halogènes dans les systèmes de désulfuration des fumées

Dans les systèmes de désulfuration des fumées par voie humide, les fumées sont initialement lavées dans un pré-épurateur qui arrête la fabrication potentielle de chlorures dans la boucle de circulation de l'absorbeur de désulfuration des fumées. Dans le pré-épurateur, la plupart des cendres volantes et des gaz

solubles tels que le HCl et le HF sont capturés et l'effluent est extrait et amené dans une station d'épuration.

L'efficacité d'élimination réelle des émissions halogènes provenant des installations de combustion utilisant un système de désulfuration des fumées par voie humide varie énormément. L'efficacité d'élimination du chlore (HCl) varie de 87 à 97 %, celle du fluor (HF) de 43 à 97 %, celle du brome de 85 à 96 % et celle de l'iode de 41 à 97 %.

Un système de désulfuration des fumées par voie sèche pour les chaudières collectives et industrielles est le sécheur atomiseur. Les fumées entrent en contact avec une boue de chaux atomisée ou une solution de carbonate de sodium. Les fumées chaudes séchent les gouttelettes et précipitent les substances chimiques dissoutes qui pourront ensuite être collectées avec les cendres volantes restantes de la chaudière dans un filtre à manches ou un électrofiltre. Selon [33, Ciemat, 2000], l'efficacité d'élimination du chlore et du fluor dans les systèmes de désulfuration des fumées par voie sèche est équivalente à celle obtenue par voie humide.

3.8.3 Réduction des émissions d'halogènes dans les systèmes de contrôle des NO_x

La réduction sélective catalytique et non catalytique est une technologie destinée à extraire les NO_x des fumées. Avec la sélection sélective non catalytique, l'ammoniac utilisé pour réduire les NO_x peut réagir avec le HCl dans les cendres volantes pour produire du chlorure d'ammonium. On considère que si l'électrofiltre ou tout autre dispositif de contrôle des particules est installé, l'ammoniac pourra toujours réagir avec le HCl contenu dans les fumées, même si cela neutralise effectivement l'acidité du HCl. Le chlorure d'ammonium contenu dans le panache peut entraîner des problèmes de visibilité du panache.

3.9 Réduction des émissions de gaz à effet de serre des grandes installations de combustion

Plusieurs méthodes, procédés et technologies permettent de réduire les émissions de gaz à effet de serre provenant des installations de combustion utilisant des combustibles fossiles, notamment pour la réduction des émissions de CO₂, ont été envisagées au cours de ces dernières années. Cette section fait un bref récapitulatif des mesures existantes en mettant en avant celles qui sont déjà utilisées dans les centrales électriques traditionnelles. Deux options principales permettent de réduire les émissions de gaz à effet de serre des grandes installations de combustion. La première option consiste à éviter les émissions de CO₂ en améliorant l'efficacité d'un procédé de combustion, l'utilisation et la conservation de l'énergie. La seconde option consiste à contrôler les émissions de CO₂ par séparation et évacuation des fumées. Elle est au premier stade de son développement et n'est pas encore appliquée dans les grandes installations de combustion.

3.9.1 Réduction des émissions de dioxyde de carbone en augmentant le rendement thermique

Les technologies permettant d'améliorer le rendement thermique d'une installation de combustion sont en cours de développement pour des raisons économiques et environnementales incluant la réduction des émissions des gaz à effet de serre. Elles prévoient d'améliorer les technologies classiques de production d'électricité ainsi que les technologies les plus avancées telles que les turbines à gaz à cycle combiné (TGCC). Grâce aux progrès technologiques, l'efficacité des technologies de production d'électricité a augmenté de façon constante comme le montre la Figure 3.27.

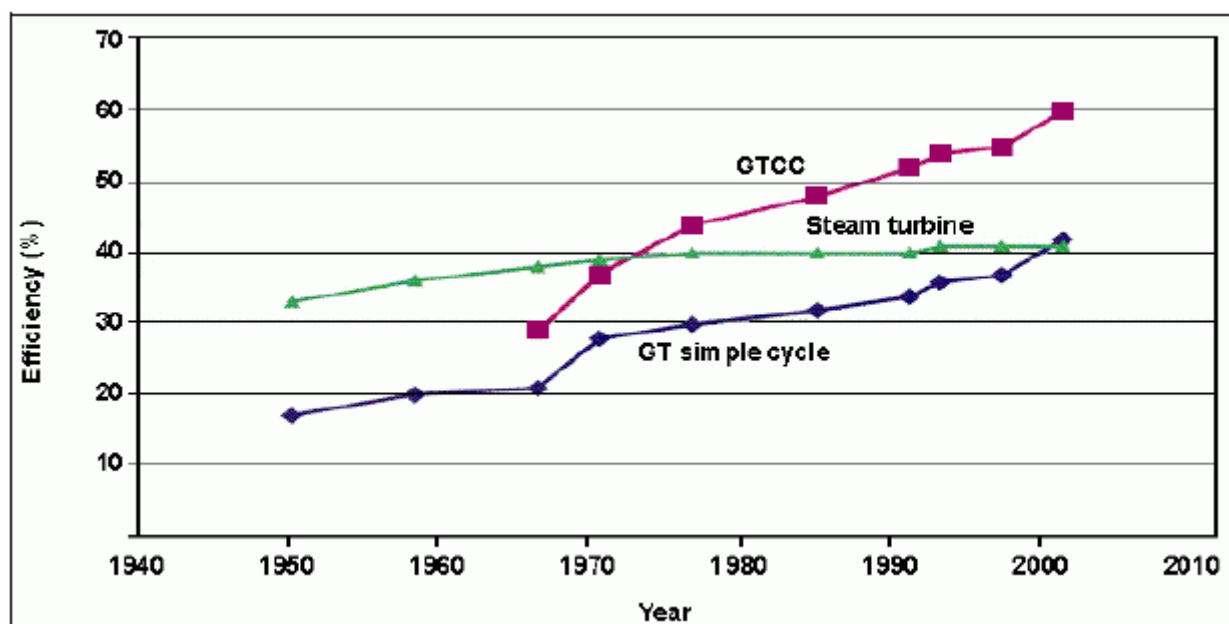


Figure 3.37 : Gains d'efficacité des technologies de production d'énergie au cours des 50 dernières années
[105, Steen, 2001]

La Figure 3.38 montre le rapport entre l'efficacité et les émissions de CO_2 de différents systèmes de production d'électricité. Les différents combustibles utilisés dans les grandes installations de combustion sont représentés sur l'ordonnée qui indique leur teneur en charbon. À partir des boucles de la tangente aux courbes, on peut estimer la réduction des rejets de CO_2 par incrément d'efficacité. En règle générale, si l'efficacité passe de 40 à 41 % pour une centrale électrique alimentée au gaz, elle réduit ses émissions de CO_2 de 2,5 %. Pour une installation de 500 MW avec un facteur de charge de 85 %, cela se traduit par une baisse des émissions de CO_2 de 37 000 t/an⁴.

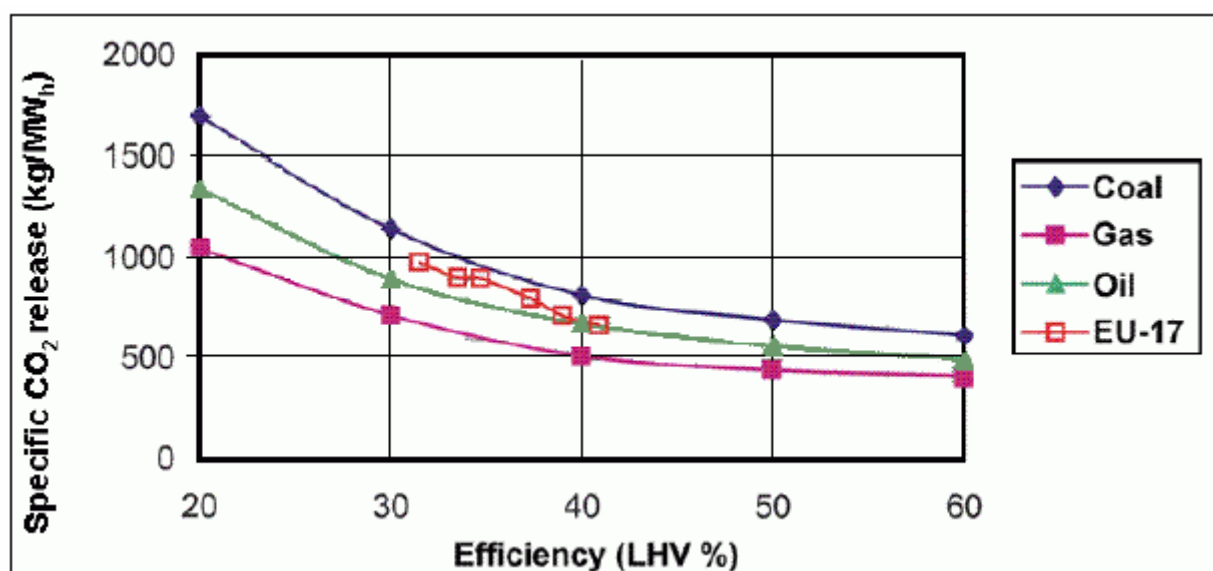


Figure 3.38 : Dégagement de CO_2 /Efficacité
[105, Steen, 2001]

La Figure 3.38 indique la tendance des émissions globales de CO_2 et les efficacités moyennes de production d'énergie thermique dans l'Europe des 17 (à savoir l'Europe des 15, la Norvège et la Suisse) au cours de la période allant de 1970 à 1996 (données mesurées) et les projections pour 2000-2010 (deux derniers points). Les données indiquent clairement que l'efficacité de la génération d'énergie thermique a augmenté, les émissions de CO_2 ont baissé.

La dépendance de l'efficacité thermique de la taille de la centrale électrique, comme le montre la figure 3.39, suggère que les émissions de CO_2 sont indépendantes de la taille de l'usine.

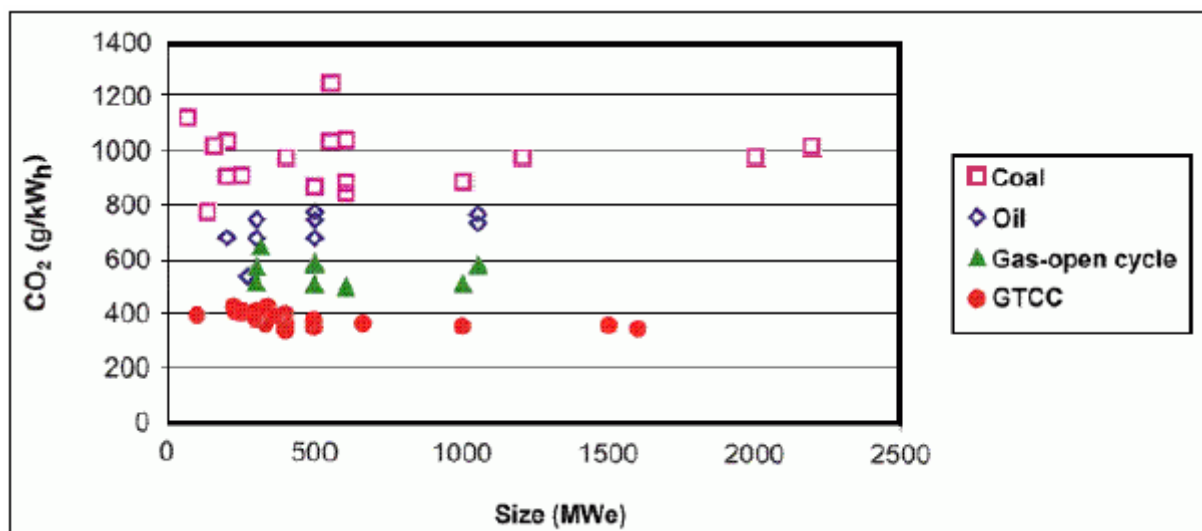


Figure 3.39 : Émissions spécifiques de CO₂/Taille de l'usine
[105, Steen, 2001]

Pour illustrer la performance actuelle, la Figure 3.40 classe les différentes technologies de production d'électricité en fonction de leurs émissions de CO₂. Les deux points pour chaque technique matérialisent le maximum et le minimum relevés [105, Steen, 2001].

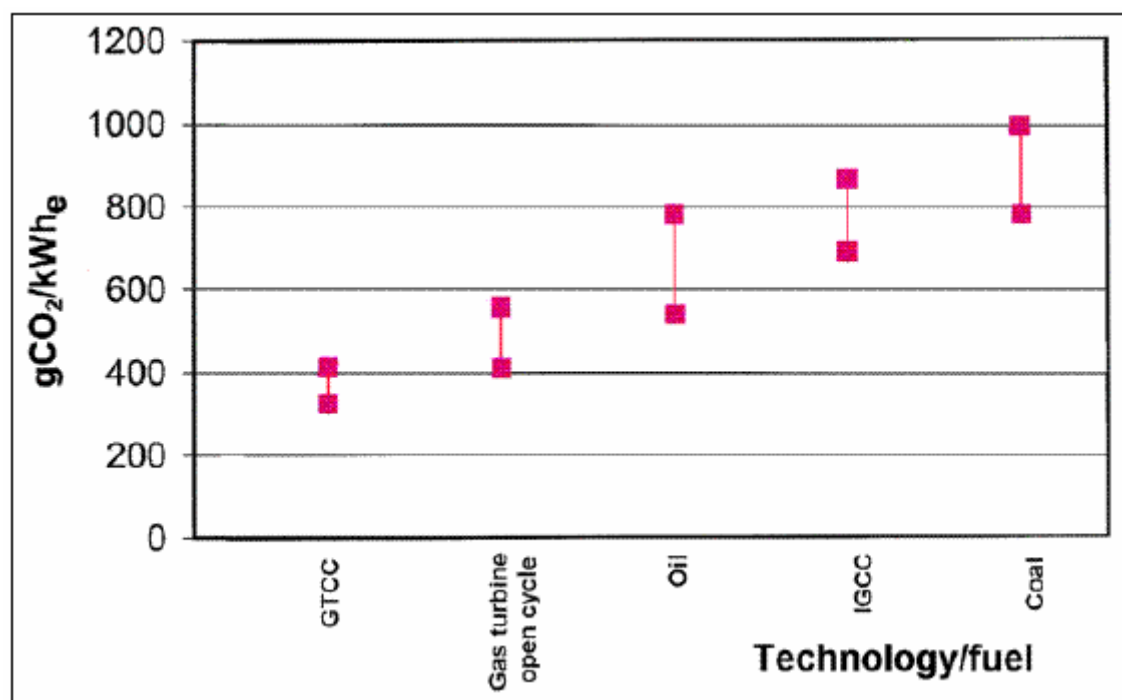


Figure 3.40 : Performance des technologies actuelles concernant les émissions de CO₂
[105, Steen, 2001]

Pour améliorer l'efficacité de la production d'électricité et de chaleur, la première option consiste à remplacer ou à optimiser les principaux éléments du procédé tels que les turbines, les pompes et les systèmes de contrôle de la pollution. D'autres mesures visent à améliorer l'efficacité des centrales électriques classiques. Elles misent sur la réduction de la pression du condensateur, l'optimisation du système de préchauffage alimenté à l'eau, l'utilisation de la chaleur rejetée et l'utilisation de conditions de cycle de vapeur extrêmement critiques.

Grâce à la recherche d'une efficacité toujours plus grande et d'une préoccupation constante de l'impact sur l'environnement de la production d'électricité, plusieurs nouvelles technologies sont nées (technologies utilisant la gazéification en cycle combiné et le charbon pulvérisé et pressurisé). Ces

technologies permettent des gains d'efficacité encore plus importants que ceux des technologies actuelles et permettent des émissions inférieures, mais elles ne sont pas encore matures.

La production combinée d'électricité et de chaleur (PCCE) utilisant les installations dites de co-combustion représente une autre possibilité d'augmenter l'efficacité du combustible utilisé. Dans les installations de co-combustion, la consommation d'énergie peut être réduite jusqu'à 50 % par rapport à la génération séparée d'électricité et de chaleur. Les installations de cogénération peuvent être construites comme de grandes installations de combustion ayant une capacité de centaines de MW, mais également dans des installations à vocation commerciale, institutionnelle et agricole. Une utilisation raisonnable et économique de cette technologie est faisable lorsque la chaleur peut être fournie à un réseau de chauffage urbain ou à une installation industrielle toute proche où elle sera utilisée à des fins de chauffage [32, Rentz, et al., 1999].

3.9.2 Élimination du dioxyde de carbone des fumées

Selon la technologie actuelle, l'augmentation de l'efficacité thermique des procédés et des techniques de génération d'énergie est la mesure la plus importante visant à réduire la quantité des gaz à effet de serre émis par unité d'énergie produite. Les gains d'efficacité sont toutefois limités par différents facteurs si bien que même avec une efficacité accrue, des quantités significatives de CO₂ seront toujours émises. Pour réduire davantage les émissions de CO₂, différentes options techniques sont en cours de développement ou font l'objet de recherche. Ces options techniques pour la capture et le retraitement du CO₂ ne sont pas encore appliquées aux grandes installations de combustion, mais elles pourront être disponibles dans le futur. Les options techniques permettant de capturer le CO₂ actuellement étudiées sont bien décrites par l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) [41, IEA, 1992] et sont brièvement présentées dans l'Annexe 10.2 du document.

3.10 Techniques de contrôle des rejets dans l'eau

La section 3.3 donne un aperçu des différentes sources des eaux résiduaire que l'on peut trouver dans une grande installation de combustion. Les eaux résiduaire que l'on trouve dans les usines de production d'électricité sont constituées d'eaux polluées provenant des différents procédés des grandes installations de combustion et des eaux de pluie du site. Cette eau doit être traitée dans les installations de traitement des eaux usées où les concentrations de polluants sont réduites. La section suivante reflète les techniques qui sont normalement utilisées pour traiter les flux des eaux résiduaire contaminées avant qu'ils ne soient rejetés dans l'environnement aquatique.

La quantité et la qualité des eaux résiduaire et par extension la configuration de la station d'épuration, qui répond aux besoins des effluents d'une grande installation de combustion donnée, sont propres à chaque site et dépendent de plusieurs paramètres tels que :

- le type et la composition du combustible
- le type d'installation de stockage des combustibles et des produits chimiques
- le type de préparation du combustible
- le type de procédés de combustion
- le type de systèmes de refroidissement
- le type de conditionnement chimique appliqué à l'eau de la chaudière et à l'eau de refroidissement
- la qualité de l'eau non traitée disponible
- le type de système de traitement des eaux
- le type de système de traitement des fumées
- la nature des sous-produits de combustion (cendres volantes, cendres humides, gypse provenant de la désulfuration des fumées) et leurs les pratiques de management (élimination, vente).

Les flux individuels des eaux résiduaire générées au cours des différentes opérations dans une grande installation de combustion incluent :

- les eaux résiduaire traitées provenant de l'unité de désulfuration des fumées
- les eaux de pluie collectées et les eaux d'extinction
- les eaux usées provenant des sanitaires

En raison des différences de composition et de qualité (type et concentration de polluants), les flux cités précédemment sont habituellement collectés par des systèmes de drainage séparés, puis ils ont des

destinations différentes pour subir un traitement complémentaire dans des stations d'épuration dédiées (les eaux usées sanitaires dans les installations de traitement biologique des eaux usées, les eaux résiduaires provenant des traitements et les eaux de pluie contaminées dans les installations de traitement des eaux usées d'origine industrielle).

Il apparaît évident que la conception des systèmes de drainage est très importante sur le site de la grande installation de combustion car en utilisant des systèmes de drainage bien conçus la gestion des eaux résiduaires est optimisée, elle permet de faire des économies dans la consommation d'eau et dans le fonctionnement de la station d'épuration.

Les eaux résiduaires sont destinées à circuler, aussi loin que possible, par gravité dans les systèmes de drainage vers les différents composants de la station d'épuration afin d'éviter le pompage intermédiaire et la consommation d'énergie.

Les flux des eaux résiduaires varient énormément en termes de débit : ils sont soit continus, soit périodiques. En fonction de leur origine, les flux des eaux usées contiennent différentes substances :

- des substances solides (ex. solides suspendus)
- des substances fluides (ex. huiles, émulsions directes)
- des substances solubles dans l'eau (organique, inorganique)

Les écoulements des eaux usées que l'on trouve le plus souvent dans les grandes installations de production sont :

- les eaux usées provenant des stations d'épuration
- les eaux usées provenant des systèmes du circuit de refroidissement
- les eaux usées provenant d'autres sources du procédé de génération de vapeur
- les eaux usées provenant des systèmes de nettoyage des fumées
- les eaux usées provenant des sanitaires

3.10.1 Eaux usées provenant des stations d'épuration

En principe, l'eau est prétraitée avant d'être utilisée dans les différentes zones des grandes installations de combustion. Les prétraitements effectués sont l'adoucissement et la déminéralisation. Ces prétraitements génèrent en principe les eaux usées suivantes :

Au niveau des installations d'adoucissement :

- l'eau pulvérisée provenant des crépines (nettoyage de l'eau de surface)
- le filtrat provenant du drainage des boues (sans additifs chimique)
- le filtrat provenant du drainage des boues (après floculation et précipitation)
- l'eau pulvérisée provenant des filtres à sable.

Les eaux usées provenant des différentes parties de l'installation d'adoucissement sont en principe recyclées dans le procédé.

Au niveau des installations de déminéralisation :

l'échange d'ions (résines) effluents de régénération

3.10.2 Eaux usées provenant des systèmes du circuit de refroidissement

Il s'agit des eaux provenant de la purge de déconcentration des tours de refroidissement à voie humide et du drainage occasionnel provenant de l'évacuation du bassin des tours de refroidissement. Dans les systèmes de refroidissement à passage unique, il faut prendre en compte les températures de décharge de l'eau de refroidissement et la concentration des biocides ou d'autres additifs.

Les émissions dans l'environnement provenant des différents types de systèmes de refroidissement y compris des grandes installations de combustion sont décrites en détail dans le BREF des Systèmes de Refroidissement Industriels et ne font pas partie du périmètre de ce BREF sur les GIC.

3.10.3 Eaux usées provenant d'autres sources du procédé de génération de vapeur

- purge de déconcentration des générateurs de vapeur de type tambour
- eaux usées de laboratoire et échantillonnage
- rejets provenant du cycle de vapeur d'eau
- rejets provenant des systèmes de chauffage urbain
- effluents condensés de régénération des installations de polissage
- manutention des cendres et du mâchefer et effluents des systèmes d'évacuation
- effluents de nettoyage chimique de la chaudière
- effluents de conservation humide de la chaudière
- eaux de lavage des générateurs de vapeur, des générateurs d'air chaud, des chauffages à gaz, des électrofiltres, des DENO_x , des installations de désulfuration des fumées et des autres équipements
- effluents huileux (déshydratation du fioul domestique stocké et des réservoirs quotidiens, débit des systèmes de traitement du fioul lourd et/ou du gazole, bâtiment des moteurs diesel ou des turbines, zones de transformateur, etc.).

3.10.4 Eaux usées provenant des systèmes d'épuration des fumées

Tous les systèmes d'épuration des fumées de type humide produisent des eaux usées qui, en raison du combustible et des matériaux utilisés, contiennent des métaux lourds ainsi que d'autres composants. L'une des principales sources des eaux usées dans ce contexte est l'épurateur à calcaire humide qui est utilisé dans un grand nombre de centrales électriques pour la désulfuration des fumées, même s'ils peuvent être réduits en utilisant les combustibles avec une faible teneur en chlore. Cela entraîne une réduction dans la purge de la station d'épuration qui à son tour réduit les rejets dans l'eau. Un exemple de système de traitement des eaux usées classiques est présenté dans la Figure 3.41, mais il faut souligner qu'il existe différents types de systèmes en fonction des différentes législations nationales et des conditions propres à chaque site.

Le pH des eaux usées provenant de la désulfuration des fumées doit être plus élevé pour précipiter les métaux lourds. On peut le faire en utilisant soit du lait de chaux, soit de la soude caustique qui entraînera la formation d'hydroxydes de métaux. En ajoutant des floculents (fer(III)chlorure), des paillettes se forment. L'addition d'aides à la coagulation (polyélectrolyte) permet l'agglomération des paillettes individuelles et une plus grande formation de paillettes. La boue est ensuite pré-sédimentée, drainée et éliminée ou traitée par co-combustion dans le cas d'une combustion du mâchefer. Une partie de cette boue 'fine' est recyclée au cours de l'étape de floculation au cours de laquelle les particules de boue servent de noyaux de cristallisation en permettant une floculation plus rapide.

Les eaux usées traitées dans la phase de pré-sédimentation peuvent être conduites dans un épaisseur de chicane pour une sédimentation supplémentaire. Les microparticules en suspension se déposent sur les chicanes inclinées. La boue qui tombe des chicanes est regroupée au point le plus bas de l'épaisseur de la chicane et peut également être recyclée. De plus, la valeur du pH ne doit pas dépasser la fourchette de valeurs allant de 6 à 9,5, sinon l'eau devra être neutralisée. Si les eaux résiduelles contiennent de l'ammoniac, elles passeront donc par une installation d'élimination d'ammoniac avant d'être vidangées. Dans certains procédés comme ceux ayant une entrée élevée de Hg du fait de la co-combustion des déchets, on ajoute habituellement du sulfure organique (TMT 15), après addition de lait de chaux ainsi qu'un précipitant de métaux lourds de type sulfure qui sera plus efficace que l'hydroxyde. Inconvénients ? Les sulfures de métaux lourds (quantités supérieures) doivent être éliminés car, à cause de la co-combustion de ces résidus, du soufre est libéré sous forme de dioxyde de soufre et du Hg est à nouveau libéré.

Toutes les installations ne traitent pas les eaux usées provenant de la désulfuration des fumées de la même façon. Certaines entreprises utilisent des floculants et des aides à la floculation, d'autres utilisent des auxiliaires de floculation et des sulfures organiques. Toutefois, certains opérateurs utilisent des floculants, des auxiliaires de floculation et des sulfures organiques.

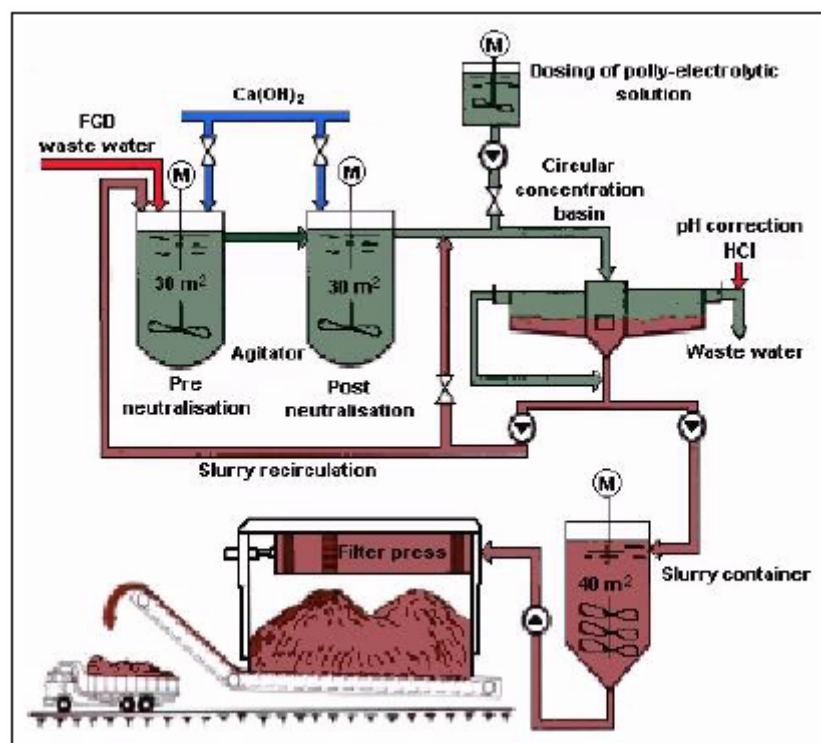


Figure 3.41 : Installation de traitement des eaux usées provenant de la désulfuration des fumées [58, Eurelectric, 2001]

La Figure 3.40 montre un exemple de désulfuration des fumées des stations d'épuration. Les eaux usées provenant de la désulfuration des fumées sont neutralisées dans un agitateur avec de la boue de chaux. Le pH augmente avec un dosage supplémentaire de boue de chaux dans le second réacteur. La floculation initiale et la sédimentation des hydroxydes de métaux lourds se produit dans le réservoir du réacteur à concentration circulaire. La solution polyélectrolytique est dirigée dans la conduite d'arrivée en direction du réservoir du réacteur de concentration afin d'éviter la répulsion entre les particules d'hydroxydes et pour faciliter la sédimentation.

L'eau traitée avec un pH entre 6 et 9 peut être transférée de la zone silencieuse supérieure du réservoir du réacteur à concentration circulaire vers l'arrivée d'eau principale. Si le pH est supérieur à 9, il est corrigé avec un additif acide comme l'acide chlorhydrique. Une partie de la boue extraite du réservoir de concentration est alimentée sous forme de boue de contact dans la floculation du support dans le premier agitateur. Cette boue sert d'accélérateur pour la précipitation des hydroxydes. La plus grosse partie de la boue provenant de l'agitateur est stockée de façon temporaire dans un conteneur à boues, déshydratée dans un filtre-press, puis stockée dans un silo avant d'être évacuée.

3.10.5 Eaux usées provenant des sanitaires

Il s'agit des eaux usées provenant des toilettes et des cantines. Les niveaux actuels des émissions sont en principe de 75 litres/personne/jour. Les émissions ont une teneur organique élevée.

Les huiles usagées (lubrifiants) sont considérées comme des déchets solides et elles sont habituellement collectées puis traitées par un sous-traitant autorisé (incinération, régénération, etc.).

3.10.6 Techniques de traitement des eaux usées

Pour pouvoir décider quelles peuvent être les meilleures techniques de gestion et de traitement des eaux usées pour une grande installation de combustion, il faut faire une évaluation exhaustive des flux d'eaux usées potentiels. Les eaux usées doivent être classées en fonction de leur nature et de leur concentration en polluants ainsi que des caractéristiques des flux attendus provenant des différentes sources. Puis il faut choisir la configuration de traitement des eaux usées la plus adaptée à chaque cas.

L'élimination des substances polluantes provenant des eaux usées avant leur rejet dans l'environnement passe par un ensemble de procédés physiques, chimiques et biochimiques tels que :

- le filtrage
- la neutralisation/correction du pH
- la coagulation/la floculation/la précipitation
- la sédimentation/la filtration/la flottation
- le traitement des hydrocarbures dissoutes • les systèmes de séparation des émulsions
- le traitement biologique.

Le choix du traitement et/ou de la technique de gestion appropriée dépend des principales caractéristiques qualitatives et du volume des eaux usées à traiter et des normes qualitatives requises des eaux de réception pour les effluents traités.

C'est ainsi que les effluents contenant des quantités importantes de solides en suspension et présents dans les grandes installations de combustion consommant des combustibles solides (manutention des cendres et système d'élimination, extraction du mâchefer et système d'extraction, lavage des chaudières et des préchauffeurs d'air, zone de stockage des combustibles en plein air, etc.) sont en principe soumis à une phase d'adsorption primaire pour l'extraction des solides en suspension les plus lourds. Puis vient la phase de floculation avec dosage du polymère coagulant et organique avec ajustement du pH avant l'adsorption finale et l'extraction de la boue. L'ajustement final du pH de l'effluent traité peut être nécessaire avant le rejet dans l'eau de réception.

Les effluents acides ou alcalins (ex. effluents de régénération des échangeurs d'ions, produits chimiques de nettoyage de la chaudière, purge de la chaudière, etc.) doivent être neutralisés avant d'être rejetés. Les effluents huileux provenant des systèmes de traitement du fioul domestique, de fuites ou de la déshydratation des installations de stockage du fioul domestique, des stations de déchargement, de la zone du transformateur, etc. peuvent contenir des quantités élevées de fioul qui peuvent être réutilisées. C'est la raison pour laquelle une phase de séparation de l'huile est nécessaire pour pouvoir collecter les huiles qui sont normalement transportées dans des réservoirs de séparation par gravité équipés de chicanes de retenue d'huile.

Les eaux usées et résiduairees qui peuvent toujours contenir de petites quantités d'huile sous forme d'une émulsion huile-eau sont traitées dans les API ou dans les séparateurs à lamelles équipés avec des écrémeurs d'huile ou utilisant la flottation à l'air. Les eaux usées sanitaires peuvent être traitées dans un réseau d'assainissement municipal s'il existe. Sinon, elles pourront soit être déchargées dans une fosse septique employant un petit nombre d'employés ou dans une unité biologique du site, en principe du type de boue activée avec aération prolongée.

Dans certains cas, au lieu d'être traitées dans l'usine de traitement des déchets de la grande installation de combustion avec d'autres effluents, les eaux usées spéciales (ex. l'eau contenant des hydrocarbures utilisée à des fins d'analyse dans le laboratoire) sont collectées séparément et éliminées par un sous-traitant autorisé. La gestion des eaux d'extinction qui n'a lieu que dans les situations d'urgence dépend du lieu du feu. Ces eaux sont collectées par les systèmes de drainage correspondant au lieu du feu, stockée dans des cuvettes de rétention et traitées, au besoin, avant d'être rejetées. Les effluents provenant des grandes installations de combustion peuvent être traités séparément par flux ou en utilisant des techniques de traitement combiné. Vous trouverez quelques exemples ci-dessous.

La question de l'eau et de la gestion des eaux usées est très importante pour les grandes installations de combustion. En optimisant le recyclage des différents rejets intermédiaires dans l'installation, on peut parvenir à réduire de façon significative la consommation globale d'eau ainsi que les quantités d'effluents finaux liquides nécessitant un traitement supplémentaire.

Par exemple, dans plusieurs cas, on peut collecter toutes les eaux usées provenant des différents points de décharge de l'installation de désulfuration des fumées, puis les réintroduire dans le procédé (épuration) quasiment sans produire d'effluents de désulfuration des fumées. De plus, plusieurs flux d'eaux usées peuvent être utilisés pour humidifier les cendres volantes au lieu d'utiliser de l'eau à usage industriel ou de l'eau brute. Les eaux usées propres situées en aval de l'usine de traitement sont habituellement collectées dans des cuvettes de rétention afin d'alimenter en eau les points de consommation où la demande d'une eau de qualité est importante (ex. préparation de boue de calcaire pour la désulfuration des fumées ou pour le gypse de désulfuration et stabilisation du mélange de cendres volantes avant son élimination en décharge).

3.10.7 Autres eaux usées

Les eaux d'écoulement en surface proviennent de la contamination des eaux de pluie qui sont collectées sur le toit des immeubles, les zones pavées et le stockage du combustible (ex. boulets de charbon). La contamination des eaux de pluie a lieu lorsque les matériaux tels que les poussières (particules de charbon) provenant du stockage du combustible, de la surface de déposition, etc. ou des huiles sont lavés dans le système de drainage. La contamination de l'eau en surface peut être prévenue ou réduite par l'utilisation des bassins de sédimentation, par un stockage intelligent du combustible et des autres matières premières ainsi que par un bon nettoyage de l'ensemble de l'installation.

Les eaux de ruissellement peuvent être collectées séparément. Après l'étape de sédimentation ou un traitement chimique, elles peuvent être réutilisées à d'autres fins dans le procédé de production sous forme d'eaux pulvérisées pour prévenir la formation de poussières provenant du stockage des combustibles solides.

Dans les installations de combustion, il y a plusieurs autres sources d'eaux usées. Exemples : les effluents liquides provenant des stations de nettoyage des camions transportant du fioul (ex. camions transportant de la tourbe) et d'autres matières premières, l'eau de colmatage des pompes, l'eau provenant d'opérations générales comme le nettoyage du matériel, des sols, etc. Ces effluents liquides sont en principe collectés et traités. L'eau provenant du système sanitaire est en principe déchargée dans le réseau d'assainissement public.

Pour réduire la concentration des polluants aquatiques, des techniques au point de rejet telles que la neutralisation, la floculation, la sédimentation et le filtrage peuvent être utilisées. Ces techniques sont en principe utilisées ensemble dans une station d'épuration finale ou centrale située sur le site.

3.11 Techniques de contrôle des rejets dans le sol

Lorsque les boues et les résidus solides provenant des gaz résiduels et des eaux usées de nettoyage des grandes installations de combustion ne peuvent pas être utilisées ou lorsque leur production actuelle est supérieure à la demande, le surplus doit être éliminé en respectant l'environnement, conformément aux résultats de l'Évaluation de l'Impact sur l'Environnement (EIE). En agissant ainsi, le choix du site, la méthode d'élimination et son contrôle garantiront une élimination de ce surplus respectueuse de l'environnement. Comme pour les autres matériaux en poudre, les recommandations relatives à la manipulation (transport inclus) des cendres assurent une protection efficace contre les expositions accidentelles à les poussières. L'objectif étant d'obtenir des sous-produits à partir des résidus qui peuvent être utilisés dans d'autres secteurs industriels comme les matériaux de construction par exemple. Au cours des dernières décennies, cet objectif a été de plus en plus atteint dans l'ensemble de l'Union Européenne : en 1998, le taux d'utilisation des différents sous-produits était de 89 % (aménagement des terres et des mines).

Les boues, les résidus et les sous-produits provenant des grandes installations de combustion se subdivisent en boues provenant du traitement de l'eau et des eaux usées et les sous-produits provenant de la désulfuration des fumées et de la précipitation des poussières des fumées. Ce sont aussi les particules calibrées provenant des eaux de surface que l'on trouve dans les raclettes et les installations de filtrage pour le décuvage de l'eau.

Les particules organiques collectées au cours de la prise d'eau de refroidissement peuvent servir de ressource d'énergie, être composées et réutilisées pour améliorer la qualité des sols. Les matières résiduelles doivent être déposées. La boue provenant du traitement des eaux usées des installations de désulfuration des fumées peut éventuellement être réutilisée sous forme d'agent de réactions dans l'installation de désulfuration des fumées grâce à la présence de composés du calcium. Elle peut également servir d'additif dans les installations utilisant le charbon comme combustible pour améliorer le mélange des cendres. Un pourcentage élevé de ces boues est constitué de gypse. C'est la raison pour laquelle elles sont en partie utilisées dans l'industrie du gypse ainsi que comme retardateur de prise dans la cimenterie. Les boues non utilisables sont mises en décharge.

La boue provenant du traitement des eaux brutes, telles que les eaux de surface, est décarbonisée ; elle a une teneur élevée en carbonate de calcium (ex. 30 % ou plus). Outre son utilisation évoquée précédemment dans la désulfuration des fumées et en tant qu'additif dans les chaudières à charbon ou

dans d'autres applications où les additifs de calcium sont utilisés, ces boues peuvent être utilisées comme engrais contenant du calcium et pour la bonification des sols dans l'agriculture.

Les résidus et les sous-produits provenant de la désulfuration des fumées tels que le gypse de désulfuration (le gypse provenant des installations de désulfuration des fumées) et les sulfates d'ammonium contenant du calcium et du soufre qui peuvent être utilisés pour la fertilisation et l'amendement des sols dans l'agriculture notamment. On peut les utiliser de façon ciblée au lieu de les pulvériser en masse dans l'air et sur les sols. Seuls 0,1 % des résidus provenant du SDA sont actuellement utilisés comme engrais (cf. données de ECOBA) ; la teneur élevée de ces résidus en métaux lourds (ex. Cd, Hg) empêche de les utiliser comme engrais et il faut également compter avec le scepticisme des agriculteurs. Les produits SDA sont également utilisés de façon spécifique comme matériau de remplissage souterrain pour stabiliser les mines souterraines notamment. Les autres produits de désulfuration tels que le soufre ou l'acide sulfurique ne sont produits qu'en petites quantités et sont exclusivement utilisés dans l'industrie chimique.

Les résidus et les sous-produits provenant de l'élimination de poussières dans les fumées sont surtout des cendres telles que le mâchefer provenant des chaudières à base humide, les cendres résiduelles provenant des foyers à cendres pulvérulentes et les cendres volantes provenant des installations alimentées à la houille et au lignite. En fait, l'utilisation des cendres de charbon en remplacement des minéraux ou des produits manufacturés permet de faire l'économie de l'élimination de matières premières tout en préservant et en conservant les ressources naturelles, en réduisant la consommation d'énergie et les émissions de dioxyde de carbone (une tonne de cendres volantes en remplacement du ciment permet d'économiser près d'une tonne de CO₂).

Grâce à ses excellentes qualités de filtrage, environ 60 % du mâchefer est utilisé dans la construction routière, pour les revêtements et les travaux d'aménagement paysager. Environ 70 % des cendres volantes sont utilisées pour produire du ciment, du béton et des produits dérivés du béton en raison de leurs propriétés. Il est également utilisé pour fabriquer du mortier, des briques, des blocs de maçonnerie, des pavés et du mortier d'extraction.

Les cendres provenant des installations électriques alimentées au lignite utilisent le plus souvent un stabilisateur sans lavage qui est mélangé aux eaux usées provenant des grandes installations de combustion pour combler les mines à ciel ouvert épuisées. Une partie de ces cendres sont utilisées pour la remise en culture et les revêtements de surface. Certaines qualités de cendres volantes du lignite peuvent être utilisées pour fabriquer du béton. Il existe d'autres emplois possibles des cendres et des cendres provenant des installations à combustion en lit fluidisé.

En bref, on peut dire que les techniques permettant de contrôler les rejets dans les sols englobent les techniques de gestion des gaz résiduels, de traitement des eaux usées ainsi que les techniques d'utilisation des résidus et des sous-produits. Elles permettent de réduire la quantité de déchets qui devraient être mis en décharge le cas échéant. Grâce à cette utilisation accrue, la quantité de déchets à retraiter est réduite et le volume de décharge occupé est inférieur. L'utilisation des sous-produits va dans le sens de la préservation des sols et des ressources. Toutefois, certains paramètres critiques doivent être mesurés et pris en compte : le comportement du lessivage à long terme, la stabilité des résidus ainsi que le contrôle et l'analyse de la qualité des résidus.

3.12 Mesures de contrôle des émissions sonores

3.12.1 Options de base

Les options de base permettant de réduire le bruit consistent à modifier la source du bruit, à changer le trajet de transmission du bruit ou à faire des changements affectant le récepteur. La première étape qui doit être prise dans l'évaluation du bruit est d'identifier les sources principales et les trajets du bruit. De simples expériences comme le fait d'éteindre les machines sont très efficaces : elles permettent de connaître les principales causes des problèmes de bruit. Si les coquilles de protection et les coffrages sont exclus, une méthode efficace visant à réduire le bruit est d'augmenter la distance entre le récepteur et la source. Les équations de base de calcul du bruit suggèrent que si l'on augmente la distance de la source, le bruit est réduit de 20 dB par tranche de 10 pieds de distance. L'optimisation de l'emplacement du matériel bruyant et de l'ensemble des installations est certainement la façon la plus efficace d'éviter les problèmes de bruit. Cette dépendance à la distance est également utilisée dans les méthodes dites passives utilisées dans l'industrie.

La méthode la plus radicale pour résoudre les nuisances liées au bruit consiste à modifier le mécanisme de la source qui produit le bruit. Une autre alternative consiste à placer la source du bruit dans un coffrage. Pour un observateur extérieur, la source de bruit serait ensuite le volume entourée par un coffrage. Les barrières acoustiques sont couramment utilisées pour modifier le trajet du son en augmentant la distance que les ondes acoustiques doivent couvrir de la source au récepteur. L'utilisation de matériaux absorbants acoustiques notamment sur les murs et les plafonds est une méthode efficace qui permet de diminuer la réflexion ou la réverbération dans les bâtiments. Si les surfaces intérieures de la pièce sont entièrement réfléchissantes, le bruit approchera l'infini en théorie. C'est pourquoi les niveaux de bruits environnementaux sont, dans certains cas, contrôlés par l'ajout de matériaux absorbants dans le bâtiment. Une méthode liée à un équipement permettant d'influencer le bruit consiste à utiliser des silencieux en principe utilisés dans les canaux ou les tuyaux.

Les techniques les plus communes de réduction du bruit sont :

- l'utilisation de remblais pour faire écran à la source du bruit
- le coffrage de l'usine bruyante ou de ses composants dans des structures absorbant le bruit
- l'utilisation de supports anti-vibration et d'interconnexions pour l'équipement
- l'orientation et l'emplacement de machines générant du bruit et le changement de fréquence du son.

3.12.2 Bruit de structure

Les machines tournantes telles que les turbines, les générateurs, les pompes, les compresseurs et les moteurs électriques sont les principales sources de vibration et de bruit dans les centrales électriques. Le bruit est souvent causé par la vibration des machines qui crée un bruit de structure. Une méthode efficace de limiter la diffusion du bruit de structure est l'utilisation de fondations de machines supportées par des isolateurs anti-vibration. Le principe des isolateurs est que la fréquence naturelle du système reposant sur les isolateurs est bien inférieure à la fréquence de fonctionnement de la machine. Le système isolé compense la force d'excitation par effet d'inertie. Plus la masse sur les isolateurs est importante et moins les vibrations sur le système sont importantes, mais dans tous les cas, les isolateurs réduisent considérablement les vibrations qui les traversent vers les structures environnantes. Si la machine se trouve sur une fondation isolée, les connexions avec la machine doivent être flexibles. C'est une prévention efficace contre la diffusion du bruit de structure vers les canaux et les tuyaux. Les isolateurs qui supportent les fondations de grosses machines sont généralement des ressorts hélicoïdaux en acier. Des éléments en caoutchouc ou des soufflets sont également souvent utilisés à des fins d'isolation.

3.12.3 Bruit dans les tuyauteries et les conduites

Ces systèmes devraient être destinés à des flux fluides uniformes et lisses. Des changements soudains dans la géométrie augmentent le bruit qui dépend fortement de la vitesse du courant. Dans certains cas, le bruit est même proportionnel à la vitesse du fluide et la méthode la plus efficace pour réduire le bruit consiste donc à réduire la vitesse locale du fluide. Une méthode pratique pour y arriver consiste à baser la tuyauterie sur des supports amortis flexibles intérieurement. L'utilisation d'un rayon de courbe est également intéressante. Il existe deux types de bruits de tuyauterie : le bruit sur une bande de fréquence large et le bruit concentré sur de petites fréquences. Les pompes, les ventilateurs et les souffleurs produisent du bruit à leurs fréquences d'exécution et leur fréquence de pales respectives. Ce dernier type dépend du nombre de pales autour de la turbine. Ces fréquences discrètes peuvent être affectées en modifiant la machine, par exemple, en minimisant le déséquilibre de masse du rotor. Dans les valves, le bruit à large bande est en principe lié à la baisse de pression et le bruit peut être réduit en faisant baisser la pression à différents niveaux. L'utilisation des silencieux, l'augmentation de l'épaisseur de la paroi du tuyau et le revêtement intérieur des tuyauteries avec un matériau absorbant ou isolant sont des solutions communes aux problèmes sonores dans des installations électriques existantes.

3.12.4 Silencieux

Il existe différents types de silencieux. Pour réduire le bruit dans les lignes de soufflage et les soupapes de sécurité, on utilise des silencieux en appliquant le principe de détection d'intrusion. Les silencieux absorbants permettent de réduire le bruit et couvrent une large bande de fréquences. Des exemples typiques sont un conduit avec revêtement, un silencieux composé de plaques parallèles avec revêtement ou d'une chambre de pression avec revêtement. Les silencieux réactifs sont principalement basés sur la géométrie du silencieux. Ces silencieux ne sont efficaces qu'à des fréquences données ou sur une bande de fréquence étroite. Des chambres d'expansion simples ou des résonateurs de cavité sont des exemples types de silencieux réactifs. L'air contenu dans les cavités forme un ressort qui affecte le flux d'air dirigé

dans la cavité au travers d'un goulot. Le débit d'air se comporte comme une masse produisant une fréquence d'accords de faible intensité dans une bande de fréquences très limitée. Les silencieux commercialisés combinent souvent les types absorbants et réactifs.

3.12.5 Bruit des machines

Au cours du fonctionnement de la machine, des déviations mineures par rapport à l'optimal théorique peuvent souvent générer du bruit. Des exemples sont le mésalignement, le déséquilibre de masse ou l'excentricité du rotor qui sont toujours présentes dans une certaine mesure. Donc, une hausse inhabituelle du bruit peut également le premier signe d'un défaut mécanique. Dans ces cas, la résolution du problème de bruit peut également améliorer l'efficacité de la machine. Dans les moteurs électriques ou les générateurs, un porte-buse à air excentrique ou asymétrique autour du rotor cause des déviations dans les forces magnétiques et produisent du bruit. L'arrivée d'air ou le bruit d'échappement peut être contrôlé ou atténué par des silencieux. Toutefois, dans de nombreux cas, le bruit peut se diffuser dans l'ensemble du coffrage et peut s'avérer difficile à corriger par des changements dans la machine ou ses raccordements. La solution consiste alors à entourer la machine avec un matériau absorbant ou isolant ou à utiliser des coffrages séparés.

3.12.6 Conclusions

Dans les grandes installations de combustion, les principales sources sonores sont les machines tournantes, les transformateurs et les soupapes. Le problème du bruit dans les grandes installations de combustion est en principe gérable techniquement, mais d'un point de vue pragmatique, le niveau de fond acceptable affecté à la protection acoustique définit les limites sur les possibilités techniques. Puisque la distance accrue de la source diminue le bruit, la meilleure façon de prévenir les problèmes sonores consiste à planifier l'utilisation du terrain à la fois au niveau de la communauté et dans le cadre d'un site industriel spécifique. Dans le bâtiment, le même principe s'applique : la conception doit séparer les zones de travail du matériel bruyant.

Encouragés par les autorités, les fabricants de machine ont un objectif commun : réduire le bruit généré par le matériel.

Dans un exemple donné de centrale électrique, la technologie de lutte contre le bruit se base principalement sur :

- l'utilisation de coques d'isolation acoustique
- le choix de structures en fonction de leur effet d'isolant acoustique pour envelopper le bâtiment
- l'utilisation des silencieux dans les voies d'entrée et de sortie d'air
- l'utilisation des matériaux d'isolation acoustique pour les murs et les plafonds
- l'utilisation des isolateurs de vibration et des raccordements flexibles
- l'utilisation d'une conception soignée qui prévient notamment les infiltrations sonores par les ouvertures ou qui réduira les écarts de pression dans les tuyauteries.

Au cours des dernières années, la question du bruit a suscité de plus en plus d'intérêt et a conduit à prendre une série de mesures de contrôle du bruit. De nos jours, le niveau de bruit autorisé est un facteur qui devrait être pris en compte dans les principales décisions concernant un projet de centrale électrique.

3.13 Techniques de refroidissement

Le fonctionnement des grosses installations à combustion obéit au principe de Carnot. La source de chaleur, c'est-à-dire la chaudière, fournit l'énergie nécessaire à la vaporisation de l'eau. La source froide, le condensateur, condense la vapeur provenant de la turbine à faible pression. Le condensateur et le système de refroidissement sont toutefois les éléments clés de l'installation. Quel que soit le mode de refroidissement adopté, c'est en fait l'une des interfaces principales entre l'installation de combustion et l'environnement qui l'entoure. L'efficacité et la disponibilité d'une usine électrique dépendent en grande partie de l'intégrité et de la propreté du condensateur et du système de refroidissement. Le Tableau 3.16 montre les techniques de refroidissement qui concernent généralement les grandes installations de combustion en fonction de leur capacité.

Système de refroidissement	Températures de refroidissement utilisées (en °C)	Capacité du procédé de production d'électricité (en MW _{th})
Systèmes à passage unique	13 – 20 (différence terminal 3 – 5)	<2700
Tour de refroidissement par voie humide	7 – 15	<2700
Tour de refroidissement par voie hybride	15 – 20	<2500
Condenseur à air en régime sec	15 – 25	<900

Tableau 3.16 : Exemples de la capacité et des caractéristiques thermodynamiques de différents systèmes de refroidissement pour des applications dans l'industrie électrique [46, Caudron, 1991]

Dans ces configurations, on trouve un ensemble d'applications qui visent à satisfaire les besoins en termes de procédé, de site, sur le plan environnemental et économique. L'impact sur l'environnement des techniques de refroidissement utilisées dans les grandes installations de combustion est décrit dans le BREF concernant les techniques de refroidissement industriel.

3.14 Surveillance et analyse des émissions

Cette section vise à donner des informations générales sur la surveillance et l'analyse des émissions provenant de la combustion de combustibles fossiles. Les méthodes et les instruments utilisés pour le contrôle des émissions devraient être les méthodes importantes au niveau national et international (Ex. Comité Européen de Normalisation, ISO, VDI Richtlinien, Réglementation des émissions au Pays-Bas, Directives du Royaume-Uni : British Standards, etc.). Pour en savoir plus sur les problèmes généraux de contrôle, reportez-vous à la section du BREF dédiée au Contrôle.

3.14.1 Composants d'émission

Les composants émis dans l'air les plus courants qui sont mesurés au niveau des grandes installations de combustion utilisant des combustibles fossiles ou qui sont calculés en utilisant les facteurs d'émission et d'autres méthodes sont :

- les émissions de particules lors des opérations de déchargement, de stockage (à court terme et à long terme) et de manutention du combustible
- les poussières émises par les cheminées (PM10 et PM2,5 inclus)
- les oxydes de soufre
- les oxydes d'azote (NO_x)
- le peroxyde d'azote (peut être généré par combustion en lit fluidisé)
- les métaux lourds
- le monoxyde de carbone
- le dioxyde de carbone
- le fluorure d'hydrogène (peut être produit par report de l'échangeur de chaleur tournant, le préchauffeur d'air de combustion)
- les composés inorganiques
- l'ammoniac (NH₃)
- les hydrocarbures (telles que les hydrocarbures non brûlés)
- les composés organiques volatiles (VOC)
- les dioxines et/ou POP.

Pour la pollution de l'eau, les paramètres suivants peuvent être contrôlés :

- les solides en suspension
- les métaux lourds
- les sels (chlorure et sulfate) • les composés organohalogénés
- les biocides
- le phosphate
- les valeurs de pH modifiées.

La valeur du pH et des autres composants est indiquée en totalité ou partiellement dans les chapitres dédiés aux combustibles, en fonction du combustible utilisé et de la disponibilité des données. Des méthodes d'analyse sont données dans les recommandations nationales et internationales sur le contrôle et l'analyse.

3.14.2 Conditions de référence et paramètres

Pour les émissions dans l'air, les paramètres du gaz relargué devraient être déterminés pour convertir les concentrations émises obtenues en conditions standards, i.e. 273 K, 101.3 kPa, teneur en oxygène mesurée et gaz sec :

- le volume de gaz émis (afin de calculer la concentration et le flux massique émis)
- la température du gaz émis
- la teneur en vapeur d'eau des émanations gazeuses
- la pression statique dans la conduite du gaz relargué
- la pression atmosphérique
- la période de contrôle/période moyenne.

En plus des paramètres cités précédemment, pour le bon fonctionnement de la chaudière et du système de nettoyage du fumées, des mesures complémentaires concernant certains paramètres (tels que le voltage et l'électricité via des électrofiltres), la baisse de pression (sacs filtrants), le pH du fluide d'épuration (épurateurs)) et les concentrations en polluants sur différents sites dans les conduits de fumées sont nécessaires.

3.14.3 Emplacements tests

Les points-échantillons doivent répondre aux exigences des instructions nationales. Conformément à l'échantillonnage (Figure 3.42).

Les deux principaux types de systèmes d'enregistrement des émissions sont :

- in situ, l'échantillon est analysé dans la cheminée ou le conduit après un traitement d'échantillonnage ou sans aucun traitement
- extractif, l'échantillon à analyser est prélevé n'importe où (laboratoire sur site ou site sous-traitant).

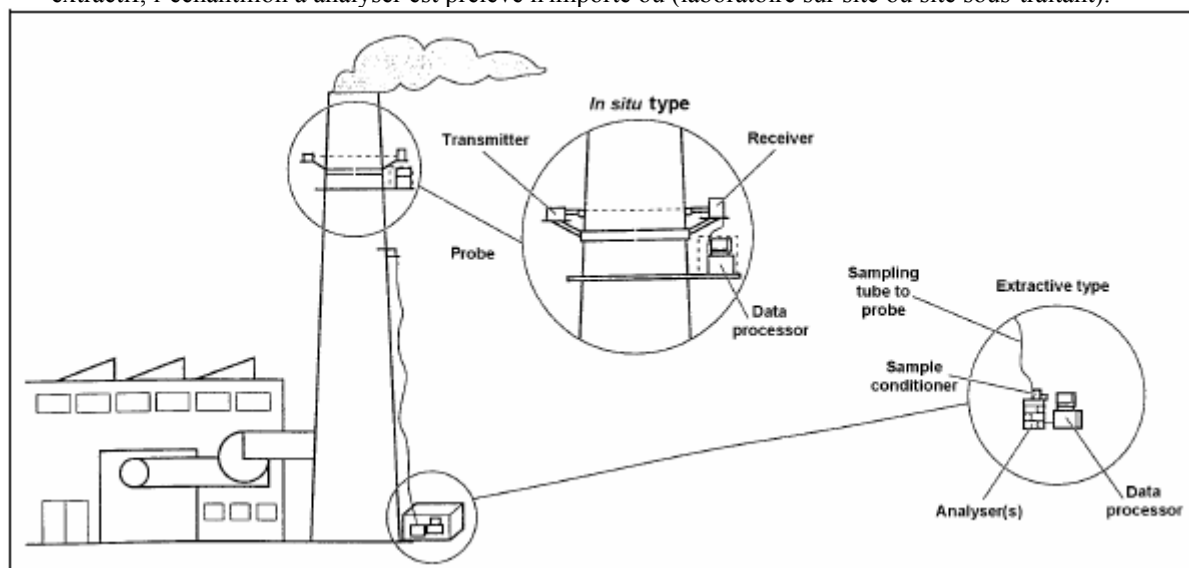


Figure 3.42 : Configurations de deux sources d'émissions-contrôle
[106, Sloss, 1997]

En principe, les points-échantillons :

- sont représentatifs
- sont clairement marqués
- appartiennent à un flux sans nuisance dans la section de mesure

- ont des points de contrôle qui peuvent être rapprochés
- possèdent les approvisionnements énergétiques nécessaires
- répondent aux exigences en matière de santé et de sécurité au travail.

3.14.4 Surveillance des émissions

La surveillance des émissions permet de déterminer les substances dans le gaz propre ou dans les eaux usées. Il peut également être effectué pour contrôler le procédé de combustion ou de réduction ou pour prévoir l'impact sur l'environnement de l'installation ou du procédé. La figure ci-dessous montre un exemple de contrôle des procédés utilisés et de contrôle des émissions dans l'air

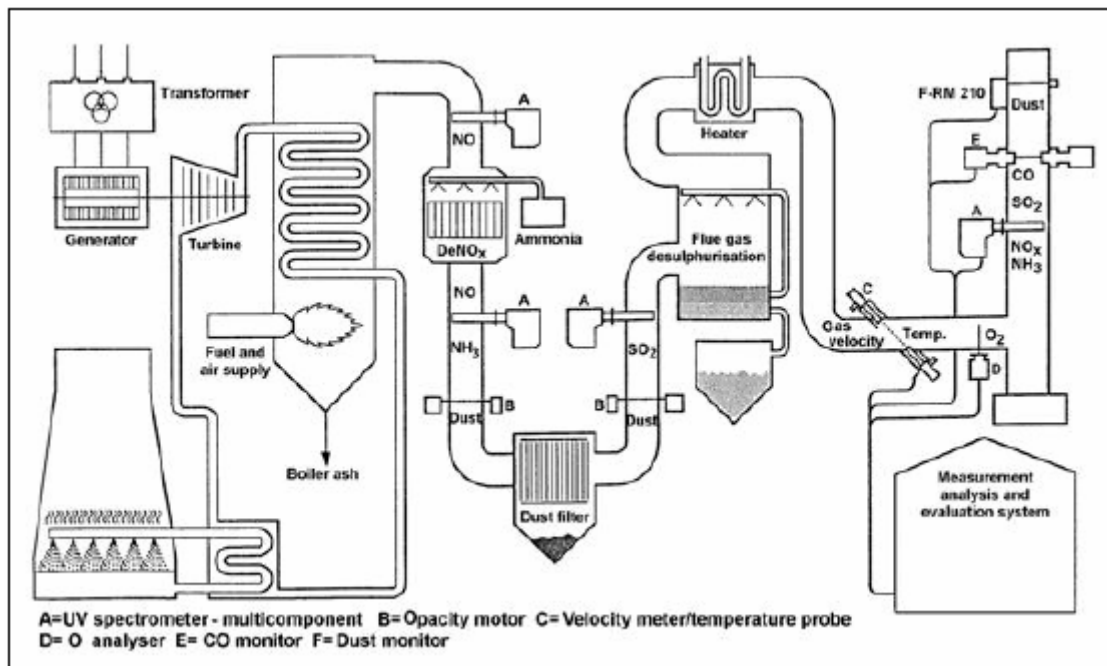


Figure 3.43 : Exemple de contrôle des procédés et des émissions dans l'air dans les centrales électriques
[106, Sloss, 1997]

L'analyse du contrôle peut être effectuée en prenant des mesures directes (tests directs à la source) ou par des calculs basés sur la mesure des paramètres d'exploitation. Pour les nouvelles installations et pour modifier radicalement une installation existante, on peut se servir des facteurs d'émission pour estimer les émissions dans l'environnement.

Avant d'effectuer les mesures, on peut définir un plan de surveillance qui prendra en compte :

- le mode opératoire (urgence ou installations de secours, installations avec un temps de fonctionnement réduit en fonction de la demande énergétique ex. installations fonctionnant en pointe de charge, en charge moyenne, en charge de base, à temps plein)
- l'état de fonctionnement de la purification du gaz relargué ou des installations de traitement des effluents
- les conditions de fonctionnement de l'installation (continu, discontinu, opérations de démarrage et d'arrêt), et
- l'effet des facteurs d'interférence thermodynamique.

Ces facteurs constituent la base de sélection des conditions de fonctionnement suivantes :

- à quel niveau les émissions les plus élevées peuvent être enregistrées
 - pour choisir le nombre et la durée des mesures
 - pour choisir la méthode de mesure la plus appropriée
 - pour choisir la position des emplacements de mesure et les points de mesure spécifique
- Pour les rejets des eaux usées, on peut utiliser un échantillon aléatoire qualifié ou un échantillon composite sur 24 heures basé sur un flux proportionnel ou sur une moyenne temporelle des échantillons.

Pour les opérations en continu, un temps de collecte minimal d'échantillon ou une durée de mesure d'une demi-heure (valeur moyenne demi-heure) est en principe nécessaire. Pour déterminer les substances telles que le PCDD/PCDF, des temps de mesure plus longs et par conséquent d'autres temps de référence peuvent être nécessaires en raison de la limite de détection. Pour les opérations continues, lorsqu'il n'y a que de légères fluctuations dans les caractéristiques des émissions, trois mesures individuelles peuvent être faites au niveau d'émission le plus élevé. L'échantillonnage ou les mesures ne peuvent être effectués que lorsque l'installation fonctionne et l'air de dilution est exclu.

3.14.4.1 Surveillance en continu

En général, les mesures directes sont les méthodes de contrôle des émissions les plus précises et préférées. Le contrôle continu des émissions d'un certain nombre de composants sous forme de gaz ou dans les eaux usées est possible. Dans plusieurs cas, on peut analyser les concentrations précises (mg/Nm³, ppm ou mg/l) en continu ou comme une valeur moyenne pour une période donnée (demi-heure, jour, etc.). Toutefois, les conditions sont que les infrastructures existantes soient bonnes et que le personnel soit bien formé à l'utilisation du matériel (pour les procédures de calibrage, etc.). Dans ces cas, une analyse des moyennes et l'utilisation des percentiles donne une méthode souple de se conformer aux conditions autorisées. Les écarts entre les machines thermiques telles que la sur/sous pression dans le fumées, les variations de pression, la température du fumées, etc. doivent être prises en compte dans le choix du matériel. Dans ces cas, des mesures discontinues sont privilégiées (une mesure annuelle, six mesures/an).

3.14.4.2 Mesures discontinues

Lorsque le contrôle continu n'est pas faisable, la valeur sera la moyenne de la période de l'échantillon. Les concentrations dans les eaux usées sont souvent indiquées sous la forme du total des matériaux solubles et non solubles.

3.14.4.3 Estimations des émissions basées sur la mesure des paramètres d'exploitation

Il n'est pas toujours nécessaire de mesurer les émissions directes provenant d'une source pour quantifier les émissions réelles. Pour les sources qui ont des facteurs d'émission de qualité élevée ou des algorithmes d'estimation des émissions qui ont prouvé leur précision en matière de prévision des émissions sur une plage type des conditions d'exploitation, les émissions peuvent être contrôlées en collectant et en traitant ces données d'activité [1, Corinair, 1996]. L'utilisation des facteurs d'émissions déterminés de façon adéquate peut permettre de produire des données plus fiables et plus solides par rapport aux émissions totales que quelques mesures échantillons séparés.

Les systèmes de contrôle des émissions prédictives sont largement utilisés sur les turbines à gaz pour déterminer les émissions des NO_x, de CO et de CO₂. Ces systèmes se basent sur l'outil informatique et comptent sur l'enregistrement d'un certain nombre de variables de traitement telles que le flux de combustible, la température de combustion, la pression/température ambiante, etc. Les paramètres sont ensuite traités via un algorithme spécifique à chaque installation pour dériver les concentrations en polluants importantes dans les émissions dans l'air et en masse. Ces systèmes sont en principe calibrés par un contrôle discontinu une fois par an et ont prouvé leur précision. Ils font partie des packages propriétaires et certains packages sont commercialisés.

L'analyse du combustible peut être utilisée pour prévoir les composés tels que le SO₂ ou le CO₂ et les éléments tels que les métaux et d'autres émissions basées sur l'application des lois de conservation, si la capacité du combustible est mesurée. La présence de certains éléments tels que le soufre et les métaux dans le combustible peut ensuite être utilisée pour calculer leur présence dans les flux de gaz brut relargué [2, ESAA, 1999]. Sur la base de la conversion complète du soufre, les émissions de SO₂ par exemple provenant de la combustion du fioul peuvent être calculées sur la base de la teneur en soufre présente dans le fioul.

3.14.4.4 Facteurs d'émission

Si aucune donnée mesurée n'est disponible, les facteurs d'émission peuvent également être utilisés pour estimer les émissions des grandes installations de combustion. Les facteurs d'émission peuvent être soit basés sur la consommation de combustible (g/tonne de combustible consommé), soit sur la consommation d'énergie (g/GJ d'entrée d'énergie).

Une installation de combustion peut être traitée soit comme une seule entité (quel que soit son type/la taille des chaudières individuelles), soit comme plusieurs entités (chaudière par chaudière). Les différences en matière de conception et de fonctionnement des chaudières, des combustibles utilisés et/ou des contrôles réels nécessitent l'adoption de facteurs d'émission différents. Il en va de même pour les turbines à gaz et les moteurs stationnaires.

Pour déterminer la quantité émise d'un polluant en utilisant un facteur d'émission, il faut également avoir des informations concernant le taux d'activité de l'usine. Le taux d'activité et le facteur d'émission doivent être déterminés sur le même niveau d'agrégation (c'est-à-dire en considérant l'usine dans son ensemble ou au cas par cas pour chaque chaudière) en utilisant les données disponibles (ex. consommation du combustible). Pour le taux d'activité, l'entrée d'énergie en (GJ) est utilisée, mais en principe d'autres relations sont également disponibles.

Pour obtenir des facteurs d'émission, deux approches différentes sont proposées :

Facteur général d'émission : Le facteur général d'émission est une valeur moyenne pour des catégories définies de chaudières qui prennent en compte les mesures de réduction (primaires et secondaires). Un facteur général d'émission n'est lié qu'au type de combustible utilisé et il concerne tous les polluants considérés, sauf le SO₂. Il ne peut pas être appliqué au SO₂ car la teneur en soufre dans le combustible doit être connue pour pouvoir déterminer les émissions de SO₂. Les facteurs généraux d'émission ne devraient être utilisés (comme une mesure provisionnelle) lorsque aucune donnée technique spécifique n'est disponible.

Facteur spécifique d'émission : Le facteur spécifique d'émission est une valeur individuelle pour des catégories définies de chaudières qui prennent en compte les mesures de réduction (primaires et secondaires). Un facteur spécifique d'émission est lié aux caractéristiques individuelles du combustible (ex. Teneur en soufre du combustible) et aux paramètres technologiques spécifiques.

En principe, les données propres à l'installation doivent être utilisées, si elles sont disponibles, pour déterminer les facteurs d'émissions. Une lettre matérialisant la qualité est attribuée à chaque facteur d'émissions, à chaque activité et à chaque donnée de production. Selon [1, Corinair, 1996], les orientations suivantes sont suivies :

- A** Une estimation basée sur un grand nombre de mesures prises dans un grand nombre d'installations qui représentent ce secteur.
- B** Une estimation basée sur un grand nombre de mesures prises dans un grand nombre d'installations qui représentent une grande partie de ce secteur.
- C** Une estimation basée sur un grand nombre de mesures prises dans un petit nombre d'installations représentatives ou d'un point de vue d'ingénierie basée sur des faits importants
- D** Une estimation basée sur une mesure unique ou un calcul d'ingénierie provenant de plusieurs faits importants et de certaines hypothèses.
- E** Une estimation basée sur un calcul d'ingénierie provenant exclusivement d'hypothèses.

Pour en savoir plus sur les estimations des émissions utilisant des facteurs d'émissions et le classement général de la qualité en combinant différentes mesures de la qualité, notamment pour le facteur d'émission et le taux d'activité, veuillez consulter l'inventaire des émissions atmosphériques EMEP/CORINAIR [1, Corinair, 1996].

3.14.5 Analyse des données d'émissions

Tous les rapports de mesure et les protocoles de mesure doivent se conformer aux lignes directrices nationales et internationales les plus importantes.

En principe, le rapport contient :

- l'objectif de la campagne de contrôle
- des informations générales sur les mesures
- une description de l'usine, son état et ses données d'exploitation • les conditions d'exploitation au cours de la mesure

- des informations sur la planification des mesures
- des détails sur les emplacements tests
- des descriptions des méthodes de mesure
- une présentation tabulaire des mesures individuelles, incluant les températures, le débit volumétrique de gaz ou les volumes
- une évaluation des résultats
- une considération des erreurs
- une présentation des mesures d'assurance qualité, et
- une synthèse.

3.15 Outils de gestion de l'environnement

Description : Les meilleures performances en matière d'environnement sont habituellement obtenues en installant la meilleure technologie disponible et en l'utilisant le plus efficacement possible. Sous le terme « techniques », la directive PRIP désigne à la fois la technologie utilisée et la façon dont l'installation est conçue, gérée, utilisée et décommissionnée.

Pour les installations PRIP, un système de management environnemental (SME) est un outil que les opérateurs peuvent utiliser pour traiter les problèmes de conception, de construction, de maintenance, de fonctionnement et de décommissionnement d'une façon systématique démontrable. Un système de management environnemental englobe la structure organisationnelle, les responsabilités, les pratiques, les procédures, les procédés et les ressources concourant à l'élaboration, au déploiement, à l'examen périodique et au suivi de la politique appliquée en matière de protection de l'environnement. Les systèmes de management environnementaux sont plus effectifs et efficaces lorsqu'ils sont intégrés à la gestion et au fonctionnement global d'une installation.

Dans le cadre de l'Union Européenne, de nombreuses organisations se sont portées volontaires à la mise en œuvre de systèmes de management environnemental certifié EN ISO 14001:1996 ou conforme au projet européen d'éco-management et d'audit EMAS. EMAS intègre les exigences des systèmes de management de la norme EN ISO 14001, mais met l'accent sur la conformité légale, la performance environnementale et l'implication des employés ; elle nécessite également la vérification en externe du système de management de validation des déclarations environnementales publiques (dans la norme EN ISO 14001, l'auto-déclaration est une alternative à la vérification externe). Il y a également de nombreuses organisations qui ont décidé de mettre en place un SME non standard.

Tandis que les systèmes standardisés (EN ISO 14001:1996 et SMEA) et non standardisés ('personnalisés') considèrent l'organisation comme l'entité, ce document a une approche plus étroite et n'inclut pas toutes les activités de l'organisation ex. en ce qui concerne leurs produits et leurs services du fait que l'entité régulée par la Directive PRIP est l'installation (en application de l'article 2).

Un système de management environnemental (SME) pour une installation PRIP peut contenir les éléments suivants :

- (a) définition d'une politique environnementale
- (b) planification et définition des objectifs et des cibles
- (c) mise en œuvre et application des procédures
- (d) vérification et action corrective
- (e) analyse du management
- (f) préparation d'une déclaration d'environnement standard
- (g) validation par un organisme de certification ou un vérificateur externe du SME
- (h) considérations de conception pour le décommissionnement des installations en fin de vie
- (i) développement des technologies plus propres
- (j) analyse comparative.

Ces caractéristiques seront détaillées un peu plus loin. Pour en savoir plus sur les composants (a) à (g) qui font partie du SMEA, le lecteur pourra consulter les références bibliographiques indiquées ci-dessous.

(a) Définition d'une politique environnementale.

Les dirigeants doivent définir une politique environnementale pour une installation et s'assurer que :

- elle est appropriée à la nature, à l'échelle et aux impacts environnementaux des activités

- elle prévoit un engagement à la prévention et au contrôle de la pollution
- elle prévoit un engagement à se conformer à la législation et aux normes en vigueur sur l'environnement et à d'autres besoins auxquels l'organisation adhère
- elle fournit un cadre de définition et d'analyse des objectifs et des cibles environnementales
- elle est documentée et diffusée à tous les employés
- elle est tenue à la disposition du public et les parties concernées.

(b) Planification, à savoir :

- définition des procédures permettant d'identifier les aspects environnementaux de l'installation afin de déterminer les activités qui ont ou qui peuvent avoir des impacts significatifs sur l'environnement et maintenir ces informations à jour
- définition des procédures et accès aux besoins légaux auxquels l'organisation adhère et qui sont applicables aux aspects environnementaux de ses activités
- définition et analyse des objectifs environnementaux documentés, des cibles en prenant en compte les besoins légaux et des autres besoins ainsi que des points de vue des parties concernées
- définition et mise à jour régulière d'un programme de management environnemental incluant la répartition des responsabilités pour atteindre les objectifs et les cibles à chaque fonction importante et niveau ainsi que les moyens et les délais aux termes desquels ils seront atteints.

(c) Procédures d'implémentation et d'exploitation

Il est important d'avoir des systèmes en place pour s'assurer que les procédures sont connues, comprises et appliquées. C'est la raison pour laquelle un management environnemental doit inclure :

(i) Structure et responsabilité

- définir, documenter, communiquer sur les rôles, les responsabilités et les autorités en désignant un représentant chargé du management
- fournir les ressources essentielles à l'implémentation et au contrôle du système de management environnemental incluant les ressources humaines et les compétences spécialisées, la technologie et les ressources financières.

(ii) Formation, vigilance et compétence

- identifier les besoins en formation pour s'assurer que l'ensemble du personnel dont le travail peut affecter les impacts de l'activité sur l'environnement ont reçu une formation adaptée.

(iii) Communication

- définir et appliquer des procédures de communication interne entre les différents niveaux et fonctions de l'installation ainsi que des procédures de promotion du dialogue avec les parties intéressées en externe ainsi que des procédures de traitement des communications importantes venant des parties intéressées en externe (réception, documentation, réponse).

(iv) Implication des employés

- impliquer les employés dans le procédé visant à atteindre un niveau élevé de performance environnementale en utilisant des formes appropriées de participation (livre de suggestions, groupes de travail par projet, comités pour l'environnement).

(v) Documentation

- définir et maintenir des informations actualisées (support papier ou électronique) pour décrire les éléments clés du système de management et leur interaction et fournir à la direction la documentation appropriée.

(vi) Contrôle de procédé efficace

- contrôle adéquat des procédés à tous les niveaux : préparation, démarrage, opération de routine, fermeture et conditions exceptionnelles
- identifier les indicateurs clés de la performance et les méthodes permettant de mesurer et de contrôler ces paramètres (ex. flux, pression, température, composition et quantité).
- documenter et analyser les conditions de dysfonctionnement afin d'en identifier les causes et de les traiter pour s'assurer que les événements ne se reproduisent pas (cela peut être facilité par une culture du zéro reproche où l'identification des causes est plus importante que les reproches faits aux individus).

(vii) Programme de maintenance

- définir un programme structuré de maintenance basé sur les descriptions techniques de l'équipement, les normes, etc. ainsi que les défaillances d'équipement et leurs conséquences
- supporter le programme de maintenance grâce à des systèmes de suivi des enregistrements appropriés et des test de diagnostic
- définir clairement les responsabilités pour la planification et l'exécution de la maintenance.

(viii) État de préparation pour les cas d'urgence et réactivité

- établir et gérer des procédures permettant d'identifier le potentiel et la réponse aux accidents et aux situations d'urgence et pour prévenir et atténuer les impacts sur l'environnement qu'ils pourraient avoir.

(d) Vérification et action corrective, c'est-à-dire

(i) Contrôle et mesures

- établir et gérer des procédures documentées de contrôle et de mesure, sur une base régulière, les caractéristiques les plus importantes des opérations et des activités qui peuvent avoir un impact significatif sur l'environnement y compris l'enregistrement des informations de suivi de la performance, les contrôles opérationnels importants et la conformité avec les objectifs et les cibles de l'installation en matière d'environnement (consulter également le document de référence sur le contrôle des émissions)
- établir et gérer une procédure documentée d'évaluation périodique de la conformité avec les législations et les réglementations sur l'environnement

(ii) Action corrective et préventive

- établir et gérer les procédures permettant de définir les responsabilités et les autorités de gestion et de recherche des non-conformités avec les conditions permises, les autres besoins légaux ainsi que les objectifs et les cibles, engager des actions visant à réduire les impacts causés et à mener des actions correctives et préventives qui sont adaptées à la magnitude du problème et avec l'impact environnemental

(iii) Enregistrements

- établir et gérer les procédures d'identification, de gestion et de mise à disposition d'enregistrements lisibles, identifiables et traçables sur l'environnement, incluant des enregistrements de formation et les résultats des différents audits et analyses.

(iv) Audit

- établir et maintenir un (a) programme(s) et des procédures pour des audits périodiques du système de management environnemental qui inclut des discussions avec le personnel, le contrôle des conditions de fonctionnement et de l'équipement et l'étude des enregistrements et de la documentation pour produire un rapport écrit rédigé de façon impartiale et objective par les employés (audits internes) ou par les parties externes (audits externes) conformément à l'objectif de l'audit, à la fréquence et aux méthodologies définies ainsi qu'aux responsabilités et aux besoins d'audit et d'analyse des résultats afin de déterminer si le système de gestion environnemental est conforme aux dispositions prévues et qu'il a été correctement mis en œuvre et géré
- achever l'audit ou le cycle d'audit choisi à des intervalles inférieurs à trois ans en fonction de la nature, de l'échelle et de la complexité des activités, de la signification des impacts associés sur l'environnement, de l'importance et de l'urgence des problèmes détectés par les audits précédents et l'historique des problèmes environnementaux
- - les activités plus complexes avec un impact sur l'environnement significatif sont auditées plus fréquemment
- la mise en place de mécanismes appropriés pour assurer que les résultats de l'audit sont suivis.

(v) Évaluation périodique de la conformité légale

- analyser la conformité avec la législation environnementale en vigueur et les conditions des autorisations environnementales détenues par l'installation
- documentation de l'évaluation

(e) Analyse du management c'est-à-dire :

- analyse du système de management environnemental, conduite par les hauts responsables à des intervalles qu'ils définissent à leur convenance, pour s'assurer de son adéquation et de son efficacité
- vérification que les données requises sont collectées pour permettre aux responsables d'effectuer cette évaluation
- documentation de l'analyse.

(f) Préparation d'une déclaration environnementale standard

• préparation d'une déclaration environnementale qui prend en compte les résultats obtenus par l'installation par rapport à ses objectifs et à ses cibles. Elle est régulièrement effectuée, une fois par an ou moins souvent en fonction de l'importance des émissions, des déchets produits, etc. Elle prend en compte les besoins en informations des parties concernées et elle est mise à la disposition du public (publications électroniques, bibliothèques, etc.)

• pour produire cette déclaration, l'opérateur peut utiliser les indicateurs de performance environnementaux et s'assurer que les indicateurs choisis :

- permettent une appréciation précise de la performance de l'installation
- sont compréhensibles et sans ambiguïté
- permettent une comparaison année par année pour mesurer le développement de la performance environnementale de l'installation
- permettent de faire une comparaison avec les repères sectoriels, nationaux ou régionaux le cas échéant
- permettent de faire des comparaisons avec les exigences réglementaires

(g) Validation par un organisme de certification ou un vérificateur externe du SME

• faire examiner, puis étudier le système de management, la procédure d'audit et les instructions environnementales par un organisme de certification accrédité ou un vérificateur externe du SME ce qui permettra, si cet examen est fait sérieusement, de renforcer la crédibilité du système.

(h) Considérations de conception pour le décommissionnement des installations en fin de vie

- en mettant l'accent sur l'impact environnemental de l'éventuel décommissionnement de l'unité au cours de la phase de conception d'une nouvelle installation ce qui rendra par la suite son décommissionnement plus facile, plus propre et moins onéreux
- le décommissionnement présente des risques pour l'environnement (pollution des sols et des nappes phréatiques) et génère de grandes quantités de déchets solides. Les techniques de prévention sont propres à chaque procédé, mais des considérations générales recommandent :
 - d'éviter les structures souterraines
 - d'intégrer des fonctionnalités qui facilitent le démantèlement
 - de choisir les finitions de surface qui sont facilement décontaminées
 - d'utiliser une configuration matérielle qui minimise les produits chimiques piégés et facilite la vidange ou le lavage
 - de concevoir des unités flexibles et autonomes qui permettent une fermeture progressive
 - d'utiliser des matériaux biodégradables et recyclables dans la mesure du possible.

(i) Développement de technologies plus propres

• la protection de l'environnement devrait être au cœur des préoccupations de l'opérateur dès la conception des procédés étant donné que les techniques intégrées le plus tôt possible dans la phase de conception sont à la fois efficaces et économiques. On peut porter de l'intérêt au développement de technologies plus propres dans les activités ou les études de R&D. En alternative aux activités internes, on peut faire des modifications pour rester en phase avec le travail de commission des autres opérateurs ou des instituts de recherche actifs dans ce domaine.

(j) Analyse comparative, c'est-à-dire :

• en effectuant des comparaisons systématiques et régulières avec des repères sectoriels, nationaux ou régionaux sur l'efficacité énergétique et les activités de conservation d'énergie, le choix des matières premières, les émissions dans l'air et les rejets dans l'eau (par exemple, en utilisant le registre européen des émissions de polluants, EPER), la consommation d'eau et la génération de déchets.

Système de management environnemental standardisé et non standardisé

Un SME peut prendre la forme d'un système standardisé ou non standardisé ('personnalisé'). La mise en œuvre et l'adhésion au système standardisé reconnu internationalement, conforme à la norme EN ISO 14001 :1996, peut donner une plus grande crédibilité au SME, surtout si elle fait l'objet de vérifications

externes. Le SMEA apporte une crédibilité supplémentaire du fait de l'interaction avec le public par le biais de la déclaration environnementale et du mécanisme garantissant la conformité avec la législation en vigueur sur l'environnement. Toutefois, des systèmes non standardisés peuvent en principe être aussi efficaces à condition qu'ils soient bien conçus et correctement utilisés.

Avantages pour l'environnement : La mise en œuvre et adhésion au SME recentre l'intérêt de l'opérateur sur la performance de l'installation en matière d'environnement. En particulier, la maintenance et la conformité des procédures de fonctionnement claires pour les situations normales et anormales et les lignes de responsabilité associées devraient garantir que les conditions de fonctionnement de l'installation sont respectées et que les objectifs et les cibles définis soient satisfaits à tout moment.

Les systèmes de management de l'environnement assurent en principe l'amélioration continue de la performance environnementale de l'installation. Plus le point de départ est faible, plus les améliorations à court terme peuvent être importantes. Si l'installation a déjà une bonne performance globale sur l'environnement, le système permet à l'opérateur de maintenir un haut niveau de performance.

Effets croisés : Les techniques de management environnemental sont destinées à traiter l'impact global sur l'environnement qui est important avec l'approche intégrée de la directive PRIP.

Données d'exploitation : Non disponibles.

Applicabilité : Les composants décrits précédemment peuvent typiquement être appliqués à toutes les applications PRIP. L'objectif (ex. niveau de détail) et la nature du système de management environnemental (ex. standardisé ou non standardisé) seront généralement liés à la nature, à l'échelle et à la complexité de l'installation et à l'ensemble des impacts sur l'environnement qu'il peut avoir.

Aspect économique : On peut difficilement déterminer avec précision les coûts et les avantages économiques de l'introduction et de la gestion d'un bon SME. Nous vous présentons un certain nombre d'études ci-après. Toutefois, il ne s'agit que d'exemples dont les résultats ne sont pas entièrement cohérents. Ils peuvent ne pas être représentatifs pour tous les secteurs dans l'Union Européenne et devraient être traités avec soin.

Une étude suédoise conduite en 1999 a porté sur les 360 entreprises suédoises certifiées ISO et immatriculées auprès du SMEA. Grâce au taux de réponse de plus de 50 %, les constats suivants ont été faits :

- Les dépenses liées à l'introduction et au fonctionnement du SME sont élevées, mais elles restent raisonnables et même économiques pour les petites entreprises. Selon les prévisions, elles devraient diminuer
- Une meilleure coordination du SME et son intégration à d'autres systèmes de gestion peuvent s'avérer être une solution intéressante pour réduire les coûts
- la moitié des objectifs environnementaux et des cibles sont rentables dans l'année qui suit et permettent de faire des économies et/ou des recettes en hausse
- les économies les plus importantes ont été réalisées en réduisant les dépenses énergétiques, le traitement des déchets et des matières premières
- la plupart des entreprises que leur adhésion au SME leur a permis de renforcer leur présence sur le marché. Un tiers des entreprises déclarent avoir augmenté leur C.A grâce au SME.

Dans certains états membres, les frais de supervision réduits ne sont dus que si l'installation est certifiée.

Plusieurs études ont montré qu'il y a une relation inverse entre la taille de l'entreprise et le coût de mise en œuvre d'un SME. Une relation inverse similaire existe pour la période de rentabilité du capital investi. Ces éléments impliquent un rapport coût-bénéfices moins favorable pour la mise en œuvre d'un SME dans les PME/PMI par rapport aux grosses entreprises.

Selon une étude suisse, le coût moyen de construction et de conformité à la norme ISO 14001 peut varier :

- pour une entreprise comptant 1 à 50 salariés : de 64 000 CHF (44 000 EUR) pour construire le SME et 16 000 CHF (11 000 EUR) par an pour son fonctionnement
- pour un site industriel comptant plus de 250 salariés : de 367 000 CHF (252 000 EUR) pour construire le SME et 155 000 CHF (106 000 EUR) par an pour son fonctionnement

Ces chiffres ne sont que des moyennes qui ne représentent pas le coût réel d'un site industriel et de la complexité des problèmes à étudier.

Une étude allemande récente [169, Schaltegger and Wagner, 2002] indique les coûts suivants pour les différentes branches du SMEA. On remarque que ces chiffres sont bien inférieurs à ceux de l'étude Suisse cités précédemment. C'est une confirmation de la difficulté pour déterminer les coûts d'un SME.

Coûts de construction (EUR) :

minimum	- 18 750
maximum	- 75 000
moyenne	- 50 000

Coûts de validation (EUR) :

minimum	-5000
maximum	-12 500
moyenne	-6000

Une étude réalisée par l'institut allemand des entrepreneurs [170, UNI/ASU, 1997] nous donne des informations sur les économies moyennes réalisées par le SMEA chaque année et la durée moyenne du délai de rentabilité. Par exemple, pour les coûts de mise en œuvre de 80 000 EUR, ils trouvent une économie moyenne de 50 000 EUR par an correspondant à un délai de rentabilité d'environ un an et demi.

Les coûts externes relatifs à la vérification du système peuvent être estimés grâce aux instructions données par le forum d'accréditation internationale (<http://www.iaf.nu>).

Les moteurs de la mise en œuvre : Un système de management environnemental présente plusieurs avantages :

- une meilleure perception des aspects environnementaux de l'entreprise
- une meilleure aide à la prise de décision
- une meilleure motivation du personnel
- de nouvelles possibilités de réduire les coûts d'exploitation et d'améliorer la qualité du produit
- de meilleures performances environnementales
- une meilleure image de l'entreprise
- une responsabilité limitée, des coûts d'assurance et de non conformité réduits
- une attraction accrue des employés, clients et investisseurs
- une confiance accrue des régulateurs qui pourrait entraîner une supervision réglementaire réduite
- de meilleurs rapports avec les groupes environnementaux

E.. Dyllick and Hamschmidt (2000, 73) cités dans Klemisch H. and R. Holger, Umweltmanagementsysteme in kleinen und mittleren Unternehmen – Befunde bisheriger Umsetzung, KNI Papers 01 / 02, Janvier 2002, p 15; Clausen J., M. Keil and M. Jungwirth, État du système communautaire de management environnemental et d'audit (EMAS) dans l'Union Européenne. Le management environnemental, un outil de développement durable – Recherche bibliographique, Institut de recherche en écologie de l'environnement (Berlin) – Institut pour une politique européenne et mondiale de l'environnement (Berlin), 2002, p 15.

Installations de référence: Les caractéristiques décrites dans les points (a) à (e) sont des éléments de la norme EN ISO 14001:1996 et de la Communauté Européenne de l'éco-management et du système communautaire de gestion et d'audit environnementaux (SMEA) tandis que les caractéristiques (f) et (g) sont propres au SMEA. Ces deux systèmes standardisés sont utilisés dans un ensemble d'installations PRIP. À titre d'exemple, 357 organisations européennes du secteur de l'industrie des produits chimiques (NACE code 24) faisaient partie du SMEA en juillet 2002 et la plupart d'entre-elles sont dotées d'installations PRIP.

Au Royaume-Uni, l'agence pour l'environnement d'Angleterre et du Pays de Galles a mené une étude auprès d'installations conformes aux conditions de prévention et de réduction intégrée de la pollution en 2001 (l'actuel PRIP). 32 % des installations interrogées ont été certifiées ISO 14001 (soit 21 % des installations PRIP) et 7 % font partie du SMEA. Toutes les cimenteries du Royaume-Uni (environ 20) ont été certifiées ISO 14001 et la majorité d'entre-elles font partie du SMEA. En Irlande où l'octroi d'une licence PRIP passe par la mise en place d'un système de management environnemental, environ 100 installations sous licence sur 500 ont mis en place un conforme à la norme ISO 14001 et les 400 autres

installations ont choisi un système de management environnemental non conforme aux normes en vigueur.

Littérature de référence: [194, EC, 2002].

3.15.1 Meilleures techniques disponibles pour la gestion de l'environnement

Plusieurs techniques de gestion de l'environnement sont considérées comme les meilleures techniques disponibles. L'objectif (ex. niveau de détail) et la nature du système de management environnemental (ex. standardisé ou non standardisé) seront généralement liés à la nature, à l'échelle et à la complexité de l'installation et à l'ensemble des impacts sur l'environnement qu'il peut avoir.

La meilleure technique disponible consiste à implémenter et à adhérer à un système de management environnemental ayant, selon les circonstances, les caractéristiques suivantes : (cf. Section précédente)

- définition d'une politique environnementale pour l'installation (l'engagement de la direction est une condition préalable à l'application réussie d'autres caractéristiques du système de management environnemental)
- planification et mise en place des procédures nécessaires
- mise en œuvre des procédures en faisant particulièrement attention à :
 - structure et responsabilités
 - formation, conscience et compétence
 - communication
 - implication des employés
 - documentation
 - contrôle de procédé efficace
 - programme de maintenance
 - état de préparation pour les cas d'urgence et réactivité
 - conformité à la législation sur la protection de l'environnement
- vérification de la performance et actions correctives en faisant particulièrement attention à
 - contrôle et mesure (consulter également le document de référence sur le contrôle des émissions)
 - action corrective et préventive
 - gestion des enregistrements
 - audit interne indépendant (si possible) afin de déterminer si le système de management est conforme ou non aux dispositions prévues et s'il a été correctement implémenté et géré.
- analyse par les dirigeants.

Trois autres caractéristiques qui peuvent compléter les étapes qui précèdent sont considérées comme des mesures de support. Toutefois, leur absence n'est généralement pas conforme aux meilleures techniques disponibles. Ces trois étapes supplémentaires sont :

- l'examen et la validation du système de management et de procédure d'audit par un organisme de certification accrédité ou par un vérificateur externe du système de management environnemental
- la préparation et la publication (et l'éventuelle validation externe) d'une déclaration environnementale régulière décrivant tous les aspects environnementaux significatifs de l'installation en permettant une comparaison année par année des objectifs et des cibles environnementales ainsi que des repères du secteur
- la mise en œuvre et l'adhésion à un système volontaire internationalement reconnu tel que le SMEA et conforme à la norme EN ISO 14001 :1996. Cette étape volontaire pourrait donner davantage de crédibilité au SME. Le SMEA notamment qui regroupe les caractéristiques citées précédemment donnent une plus grande crédibilité. Toutefois, des systèmes non standardisés peuvent en principe être aussi efficaces à condition qu'ils soient bien conçus et correctement utilisés.

Notamment pour ce secteur industriel*, il est également important de considérer les caractéristiques potentielles du SME suivantes :

- en mettant l'accent sur l'impact environnemental de l'éventuel décommissionnement de l'unité au cours de la phase de conception d'une nouvelle installation
- en prêtant davantage attention au développement des technologies plus propres
- dans la mesure du possible, établir des comparaisons sectorielles sur une base régulière et portant sur l'efficacité énergétique, les activités d'économie d'énergie, le choix des matériaux en entrée, des émissions dans l'air, des rejets dans l'eau, de la consommation d'eau et de la production de déchets.

3.16 Une introduction à l'approche intégrée de protection de l'environnement dans son ensemble

Dans le texte suivant, l'approche intégrée est considérée de trois points de vue différents [59, Finnish LCP WG, 2000] :

- l'influence mutuelle des techniques de réduction des émissions pour différents polluants à travers les caractéristiques inhérentes au procédé des grandes installations de combustion en question
- la dépendance par rapport à la performance d'une technique de réduction des émissions de polluants comme une fonction de l'influence des autres média d'environnement, de l'énergie, des matières premières, des flux générés, de la qualité des substances rejetées et des aspects économiques
- le besoin de rechercher un équilibre approprié entre les avantages pour l'environnement (réduction des émissions de différents polluants), les effets croisés, l'argent et l'énergie dépensée.

Un exemple d'influence mutuelle dans la pollution d'une grande installation de combustion est l'interdépendance entre les émissions de NO_x provenant d'un brûleur à bas NO_x , le charbon non brûlé, le CO et les hydrocarbures. En essayant de minimiser la formation des NO_x , la fraction de combustible non brûlé augmente rapidement. Cela ne réduira pas l'efficacité de la combustion, mais créera aussi de nouveaux polluants, du CO et des hydrocarbures non brûlés qui ne peuvent pas être extraits des fumées à un coût raisonnable. De plus, au-delà d'une limite de 5 % de charbon non brûlé dans les cendres volantes, les cendres volantes ne sont plus recyclables en ciment pour l'industrie du bâtiment en créant le besoin de dépôt de cendres volantes dans les décharges.

Un autre exemple est la dépendance de la formation de NO_x et de N_2O à la température de combustion en lit fluidisé. La formation de NO_x peut être réduite en diminuant la température du lit de combustion en lit fluidisé, mais à un certain degré le taux de formation de N_2O commence à augmenter. Il faut réussir à trouver un compromis entre les températures de combustion pour trouver celle qui permettra d'obtenir le meilleur équilibre global. En plus des oxydes d'azote, la capture du soufre dans un lit de combustion en lit fluidisé par addition de calcaire est également influencée par la température du lit.

Un autre exemple est la réduction catalytique des NO_x . Alors qu'il constitue un moyen efficace de réduire les émissions de NO_x , il introduit une petite émission d'ammoniac dans l'environnement (dégagement d'ammoniac). De plus, le transport, la manutention et le stockage d'ammoniac représentent des risques potentiels pour l'environnement. Le risque est moins important pour des petites installations où une solution aqueuse d'ammoniac est en principe utilisée, mais dans de grandes installations où l'ammoniac liquide est utilisé, les conséquences d'un accident peuvent être sérieuses.

Lorsqu'on considère la performance des techniques de réduction de pollution par rapport au coût que représente l'application de cette technique, les besoins en énergie et en matières premières ainsi que les besoins en manutention des déchets produits, il apparaît que dans de nombreuses techniques plus on investit, plus les résultats sont meilleurs. Une illustration de cette règle est la réduction du soufre dans les chaudières à combustion en lit fluidisé. La quantité de soufre capturée par ajout de calcaire dans le lit à combustion en lit fluidisé s'améliore plus on ajoute de calcaire. C'est pourquoi, une importante réduction du soufre exige en parallèle une utilisation accrue du calcaire. Cela signifie que les quantités de cendres rejetées seront plus importantes. La capture améliorée du soufre dans une combustion en lit fluidisé requiert d'utiliser du calcaire et produit une grande quantité de cendres qui sont nocives pour l'environnement. Une autre conséquence de la teneur élevée en Ca dans les cendres est qu'elle peut rendre les cendres inutilisables. Par rapport à la consommation en Ca, la situation est similaire sur le plan qualitatif dans la désulfuration des fumées par procédés semi-secs.

Dans la désulfuration par voie humide, l'excès de calcium n'est pas nécessaire. De plus, il ne peut pas être utilisé si le gypse de qualité commerciale est le produit final recherché. Toutefois, pour optimiser l'efficacité de réduction, il faut prévoir d'installer un plus gros réacteur d'épuration, de consommer davantage d'électricité dans les pompes de circulation, dans les ventilateurs d'extraction associés à l'épurateur et des échangeurs de chaleur associés. Lorsqu'une réduction en soufre plus importante est souhaitée, la hausse de la consommation de Ca et de la production de gypse est modeste, mais la consommation d'électricité augmente et une plus grande quantité de CO_2 est rejetée dans l'air.

L'efficacité d'élimination des particules de l'électrofiltre et du filtre à manches peut être augmentée presque à l'infini en augmentant la taille et donc le coût de l'équipement. Les conditions concernant la

réduction sélective catalytique des NO_x sont analogues : en ajoutant davantage d'éléments catalyseurs, on peut obtenir une meilleure réduction et un plus faible glissement de l'ammoniac.

4 TECHNIQUES DE COMBUSTION DE CHARBON ET DE LIGNITE

Concernant la puissance, le nombre d'unités et l'âge des grandes installations de combustion au charbon et lignite dans l'Union européenne, la situation actuelle est représentée dans les Figures 4.1 à 4.4.

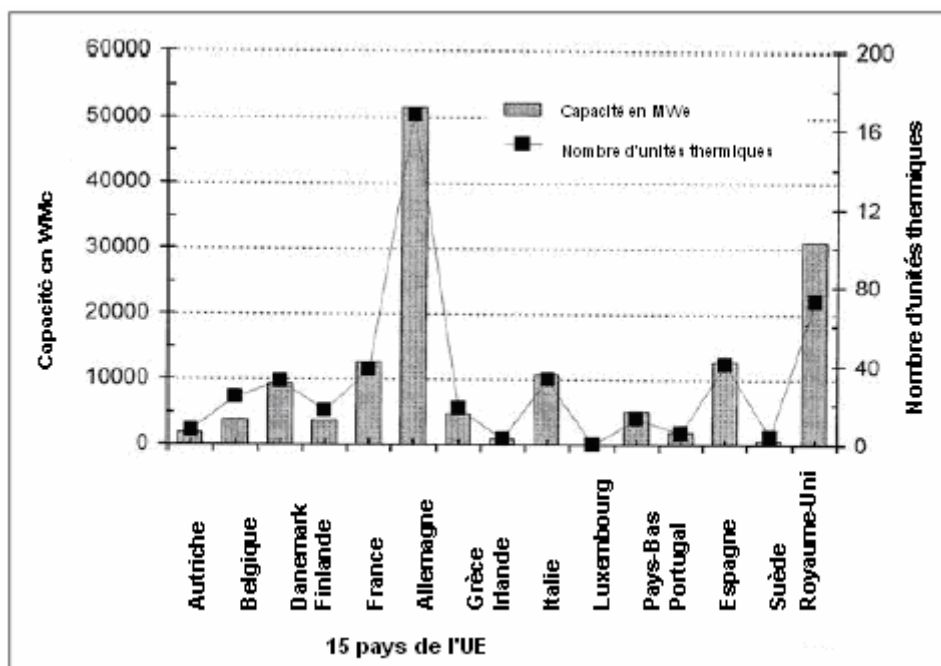


Figure 4.1 : centrales électriques au charbon et lignite dans 15 pays de l'UE
[110, Kakaras et Grammelis, 2000] (remplacer « Puissance en WMe » par « Puissance en MWe »)

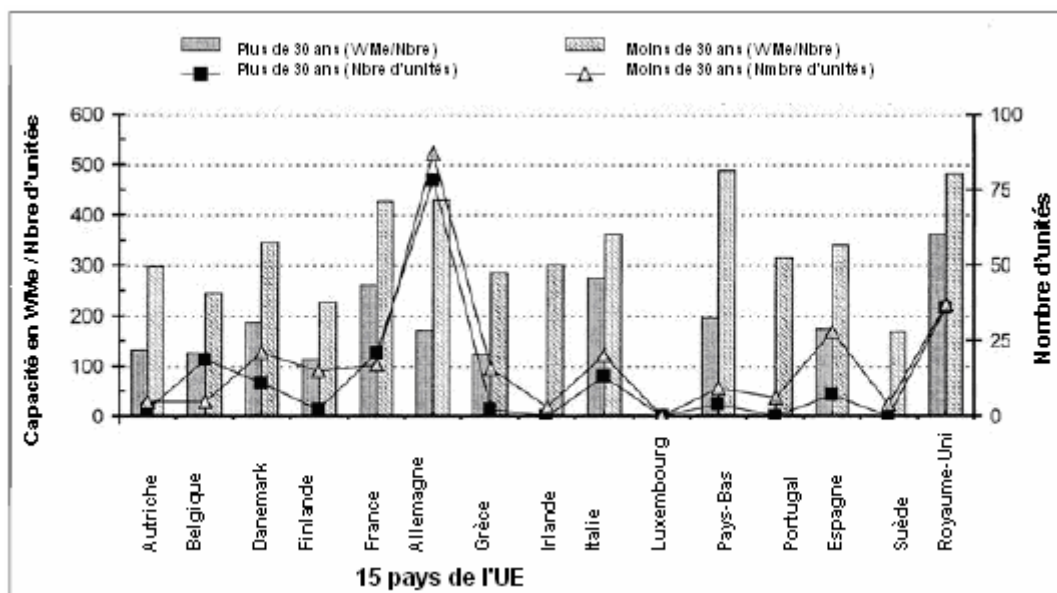


Figure 4.2 : puissance et âge des centrales électriques au charbon et lignite dans 15 pays de l'UE
[110, Kakaras et Grammelis, 2000] (remplacer « WMe » par « MWe »)

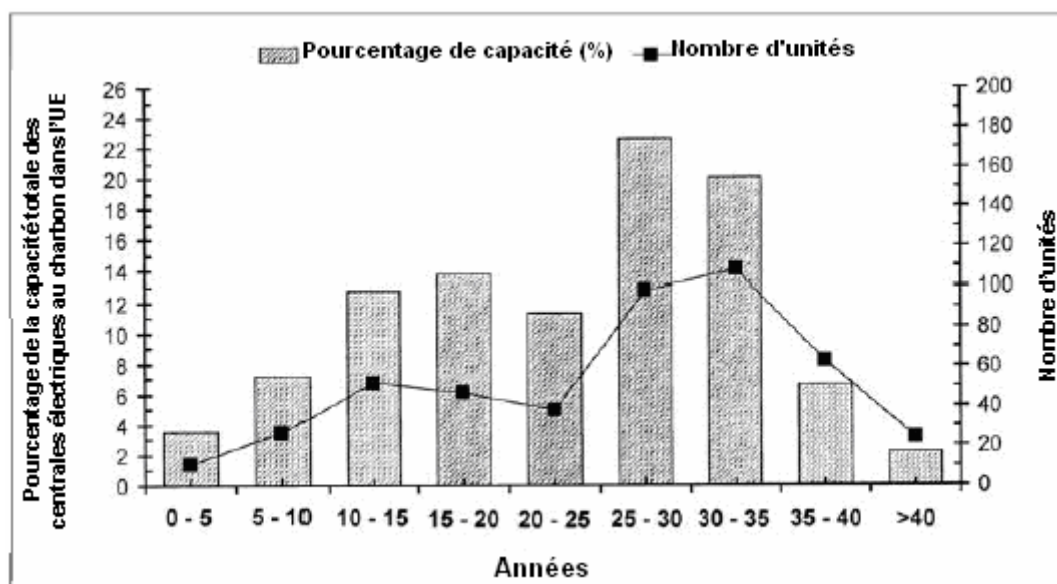


Figure 4.3 : âge des centrales électriques au charbon et lignite dans 15 pays de l'UE
[110, Kakaras et Grammelis, 2000]



Figure 4.4 : âge moyen pondéré de la puissance des centrales électriques au charbon et lignite dans 15 pays de l'UE
[110, Kakaras et Grammelis, 2000]

4.1 Procédés et techniques appliqués

Dans la plupart des pays, les centrales électriques à combustibles fossiles qui utilisent du charbon et du lignite sont la base du système de production d'énergie. Dans cette section du chapitre, nous allons fournir des informations sur les procédés et techniques appliqués dans les grandes installations de combustion au charbon et lignite.

4.1.1 Déchargement, stockage et manipulation/manutention du charbon, du lignite et des additifs

4.1.1.1 Charbon et lignite

Les combustibles solides comme le charbon et le lignite sont livrés par navires, trains et camions selon la distance de transport et selon les systèmes de transport qui sont disponibles dans les mines et sur les sites des grandes installations de combustion. Le déchargement est normalement effectué à l'aide de

transporteurs à courroie. Les grandes installations de combustion situées à proximité des mines ou des ports peuvent également être approvisionnées en combustibles directement depuis la mine ou le port grâce à des transporteurs à courroie.

Le charbon et le lignite sont généralement stockés dans des réserves ouvertes (dépôts de charbon) dont la capacité de stockage varie de quelques jours à trois mois d'utilisation, voire parfois jusqu'à un an de fonctionnement. Cette capacité de stockage supplémentaire permet de garantir la fourniture en combustibles car la dépendance à la logistique du transport est ainsi réduite. La capacité de l'installation de stockage dépend de plusieurs paramètres comme le prix et la disponibilité des combustibles, la politique de stockage de la société, la sécurité de la réserve et les conditions météorologiques. Le combustible est normalement transféré de la réserve à l'installation à l'aide des transporteurs à courroie. Les grandes installations à combustion disposent d'un stockage tampon (par exemple, des silos de stockage de charbon avec une capacité de plusieurs heures de fonctionnement, en général de 4 à 24 heures) afin de couvrir les périodes où les livraisons depuis le dépôt de charbon ne sont pas possibles.

Le stockage et le transport du combustible peuvent entraîner la formation de poussières. Par conséquent, les réserves ouvertes peuvent être pulvérisées d'eau pour réduire les émissions de fines particules de poussières, à moins que l'humidité du combustible ne soit déjà assez élevée pour ne pas avoir besoin de cette pulvérisation. Lors du chargement et déchargement en plein air de la réserve, la hauteur de la chute du combustible sur la réserve ou entre les transporteurs à courroie doit être aussi faible que possible pour éviter toutes émissions de poussières fugitives. Dans les zones urbaines, les systèmes de transport sont souvent des systèmes fermés et ils fonctionnent à des pressions inférieures à la pression atmosphérique afin de minimiser les émissions fugitives. Les filtres à manches sont souvent utilisés pour nettoyer l'air collecté de toutes les particules de combustible dispersées.

Pour certains combustibles solides, la fermeture complète pendant le transport et le stockage est maintenant spécifiée. C'est ainsi le cas avec le coke de pétrole, où de fines poussières avec des teneurs élevées en nickel, vanadium et HAP peuvent être libérés lors du transport et du stockage.

4.1.1.2 Additifs et réactifs de traitement

Des additifs et des réactifs de traitements chimiques sont souvent utilisés à différentes fins dans une installation de combustion. Ils peuvent être utilisés dans un équipement de réduction des émissions, comme les installations de désulfuration ou de réduction des oxydes d'azotes, mais aussi dans des installations d'épuration des eaux usées et de traitement d'eau. Par exemple, les réactifs chimiques sont utilisés comme additifs de l'eau d'appoint de la chaudière, et les biocides dans les systèmes de refroidissement.

Le fournisseur ou l'employeur précisent l'endroit approprié pour stocker ces matériaux. Comme les réactifs peuvent réagir ensemble, les méthodes de stockage et de manipulation appliquées exigent généralement l'isolement des matériaux réactifs. Les liquides sont en général stockés dans des réservoirs ou bidons dans des zones protégées ouvertes ou fermées. Des revêtements résistants aux produits acides ou chimiques sont également utilisés. Les solides pulvérisés fins comme la chaux sont souvent stockés dans des silos, fûts ou sacs et avec des systèmes de drainage isolés. Les matériaux bruts solides à grosse structure sont souvent conservés dans des zones de stockage ouvertes. Les systèmes de transport pneumatiques ou mécaniques (transporteurs à vis, élévateurs à godets, etc.) sont utilisés pour transporter les matériaux.

La distribution des gaz dans le site s'effectue normalement par des gazoducs en surface, qui comportent de performants systèmes de protection des dommages. La réglementation en matière de santé et de sécurité régit le stockage, la manipulation et la distribution de l'ammoniac liquide ou gazeux, qui est utilisé dans les installations de réduction catalytique sélective (SCR) ou de réduction non catalytique sélective (SNCR) afin de réduire les émissions de NO_x .

4.1.2 Prétraitement du charbon et du lignite

Une sélection attentive du charbon est un moyen efficace de réduire les émissions dans l'air et dans l'eau, mais aussi les résidus. Les faibles teneurs en soufre et en cendres doivent être surveillés avec soin lorsque du charbon importé ou acheté est utilisé comme combustible. Il est important d'utiliser des combustibles avec un contenu énergétique élevé et qui conduisent à des coûts minima de transport et de manipulation. Le risque d'incendie et d'explosion est le risque majeur dans le prétraitement du charbon.

Pour obtenir une qualité de combustible constante, permettant d'optimiser le procédé de combustion, le charbon est parfois mélangé, en fonction de la gamme de spécification de l'installation de combustion. Ce mélange peut être simplement obtenu en choisissant du charbon de la réserve provenant d'une séquence différente de la séquence de déchargement en cours, ou en mélangeant différents types de charbon dans des silos entre le dépôt de charbon et les silos de stockage de charbon brut.

Les effets d'un mélange de combustibles plus pauvre :

- Diminution de la teneur en CO₂ dans les fumées
- Augmentation de l'écoulement de l'air et des fumées
- Augmentation de la teneur en O₂ dans les fumées
- Augmentation des pertes dans les effluents gazeux
- Augmentation de la consommation d'énergie des ventilateurs et donc des émissions de CO₂ spécifiques
- Diminution du rendement

Les objectifs d'un mélange de combustibles plus pauvre :

- Diminution de la température de la chambre de combustion (foyer à cendres pulvérulentes)
- Diminution des NO_x primaires dans les fumées (diminution de la consommation de NH₃, augmentation de la période de fonctionnement de la SCR)
- Diminution de la teneur en CO dans les fumées (réduction du risque de corrosion)
- Diminution des imbrûlés dans les cendres volantes (qualité de valorisation des cendres volantes)
- Augmentation de la consommation de catalyseurs

Les effets d'un mélange de combustibles plus riche :

- Augmentation de la teneur en CO₂ dans les fumées
- Diminution de l'écoulement de l'air et des fumées
- Diminution de la teneur en O₂ dans les fumées
- Diminution des pertes dans effluents gazeux
- Diminution de la consommation d'énergie des ventilateurs et donc des émissions de CO₂ spécifiques

Les objectifs d'un mélange de combustibles plus riche :

- Augmentation de la température de la chambre de combustion (foyer à cendres fondues, optimisation de l'extraction des cendres)
- Augmentation du rendement

Conditions requises :

- La teneur en CO dans les fumées ne doit pas augmenter
- Aucune augmentation des cendres volantes du carbone non brûlé (risque plus élevé de corrosion ou de recirculation des cendres)

Objectifs indépendants d'un mélange de combustibles pauvre ou riche:

- Diminution des SO_x dans les fumées des installations sans FGD (ou avec FGD (désulfuration) de faible efficacité)
- Ou augmentation des SO_x dans les fumées pour un fonctionnement efficace des électrofiltres (résistance aux cendres)

Le lignite est transféré depuis son dépôt à l'aide des transporteurs à courroie (qui se trouvent normalement sous le toit) vers la station de concassage où il est alors réduit en morceaux, de 80 à 40 mm ou moins, dans des broyeurs à marteaux et deux concasseurs à cylindres. Le lignite concassé est ensuite transféré via les transporteurs à courroie vers les trémies de la chaudière. Chaque chaudière possède généralement six à huit trémies, chacun avec une capacité suffisante pour quatre à huit heures de fonctionnement de l'unité de production de vapeur, avec le fonctionnement des broyeurs à leur capacité nominale avec la qualité de lignite la plus faible. À cette étape, l'humidité du lignite est de 45 à 70 %. Par conséquent, des quantités minimales de poussières de lignite sont émises lors du transport et du broyage, sauf aux points de transfert où des poussières de lignite peuvent être créées à cause des courants d'air. Toutefois, cela se produit uniquement localement et de façon limitée. Pour garantir des conditions de travail sûres dans le bâtiment des silos, la station de concassage et avec les systèmes de manipulation de

la lignite, toutes les mesures nécessaires sont prises, par exemple, comme l'installation de dispositifs de dépoussiérage à aspiration au niveau des points de transfert et des transporteurs à courroie tubulaire. L'air est nettoyé dans des filtres à manches afin de conserver la concentration des poussières dans les bâtiments à un niveau inférieur à la concentration maximale autorisée pour les conditions de travail.

4.1.3 Préparation des combustibles

4.1.3.1 Préparation des combustibles pour la combustion à charbon pulvérisé

Le charbon brut doit normalement être préparé correctement pour une utilisation sûre, économique et performante dans un système de combustion à charbon pulvérisé. Dans tous les systèmes pulvérisant du charbon, le combustible solide est séché, broyé, classifié, puis transporté vers les chaudières.

Pour obtenir des conditions de combustion optimales, une teneur en humidité maximale de 1 à 2 % est requise pour les combustibles solides. Pour réduire la teneur en humidité, le charbon brut peut être séché dans le broyeur de charbon.

De nombreux broyeurs sont conçus pour rejeter des petits matériaux métalliques ou inorganiques, ou ces derniers n'ont aucun effet négatif sur les broyeurs. Cependant, un séparateur magnétique pourrait aussi être mis en place dans le dispositif de transport du charbon brut pour retirer les objets métalliques plus gros. Dans le cas contraire, ces objets peuvent endommager les transporteurs ou le distributeur de charbon pulvérisé et pourraient obstruer l'écoulement du charbon.

Un choix de taille de charbon pulvérisé appropriée a des effets significatifs sur le fonctionnement et les aspects économiques du foyer. Un broyage fin est nécessaire afin de garantir une inflammation rapide et une combustion complète du carbone pour un rendement maximal et pour réduire les dépôts de cendres et de particules à la surface de l'échangeur thermique. Cependant, le niveau de finesse est imposé par le coût du broyage et est souvent soumis à des exigences contradictoires en matière de coûts de broyage par rapport aux bénéfices opérationnels et environnementaux. Toute modification apportée à la distribution de la taille des particules, donc à la vitesse de combustion, pour des brûleurs existants peut également avoir un impact sur les émissions de NO_x. La pulvérisation au charbon est actuellement réalisée dans des broyeurs à boulets, à impact, ventilateur ou dans des broyeurs à cylindres et roulements. Vous trouverez leur description détaillée ci-dessous :

Broyeur à boulets : il se compose d'un cylindre horizontal avec un revêtement intérieur en tôle d'acier. Il est rempli d'environ un tiers de boulets en acier forgé d'une taille moyenne de 30 à 80 mm de diamètre. Le broyeur pivote. Les boulets et les particules de charbon se mélangent à la périphérie du cylindre. Les particules de charbon sont pulvérisées dans le mouvement de cascade continu des boulets et des particules. Les particules de charbon sont broyées par l'action broyante et de cascade des boulets et des autres particules lorsqu'elles entrent en contact les unes avec les autres ou avec le revêtement. Les particules de charbon ainsi obtenues sont ensuite séchées par de l'air chaud, puis transportées vers le classificateur. C'est à ce niveau que les particules trop grosses sont séparées des autres et renvoyées dans le broyeur. Même si la mise en place du broyeur à boulets est simple, sa consommation énergétique est élevée et varie peu avec la charge.

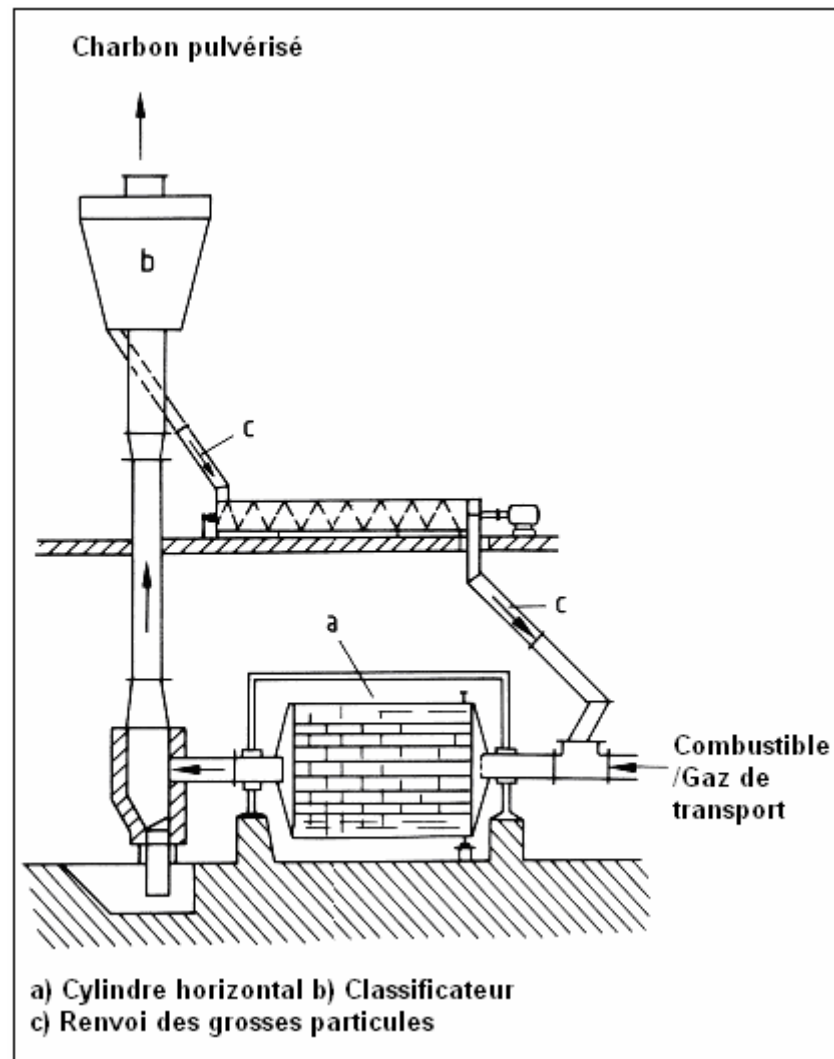


Figure 4.5 : broyeur à charbon à boulets
[79, Bell et Chiu, 2000]

Broyeur à impact : il se compose d'un train de marteaux articulés ou fixes qui tourne dans une chambre revêtue d'un revêtement résistant à l'usure. Le charbon est broyé par impact et attrition. Les particules les plus grosses s'amassent à la périphérie des marteaux du broyeur par la force centrifuge alors que les particules de poussières fines s'échappent le long de l'arbre. Tout en broyant le charbon, le broyeur à impact augmente également la pression des gaz de transport. Cela implique l'utilisation d'un classificateur de type centrifuge qui sépare les particules les plus grosses et les renvoie vers la zone de broyage. Une pression de refoulement élevée est nécessaire pour surmonter la résistance à la pression dans le broyeur, les classificateurs et dans les passages charbon/gaz. Lorsque les fumées sont utilisées pour effectuer un séchage dans le broyeur, les gaz doivent provenir de la partie du foyer où la pression est la plus élevée. Si les fumées contiennent du SO_2 , la température de la paroi du broyeur doit rester au-dessus du point de rosée acide. Les broyeurs à impact sont moins souvent utilisés car leur capacité maximale est inférieure à celle de la majorité des autres types de broyeurs.

Broyeur à cylindres et roulements : dans ce type de broyeur, le charbon est pulvérisé entre deux surfaces qui roulent l'une sur l'autre. Trois cylindres de broyage sont installés avec un espacement identique autour du diamètre primitif de fonctionnement du broyeur. Ils se trouvent dans un système de chargement à configuration triangulaire, ce qui applique une pression de ressort par le biais des axes de support du cylindre pour charger les cylindres sur la plaque de broyage pivotante. La piste de broyage, formant le roulement de piste, est exécutée à faible vitesse. Le diamètre du cylindre est égal à environ 25 à 45 % du diamètre de la piste. Lorsque le charbon brut entre par le tube d'alimentation, il est mélangé avec du charbon partiellement broyé et de l'air qui recircule dans la zone de broyage. Une fois que la taille des particules a été réduite, elles sont séchées et transférées à un classificateur interne par de l'air réchauffé. Les particules trop grosses sont renvoyées vers la zone de broyage en vue d'une réduction supplémentaire alors que les particules trop petites sont transférées au brûleur en vue de la combustion.

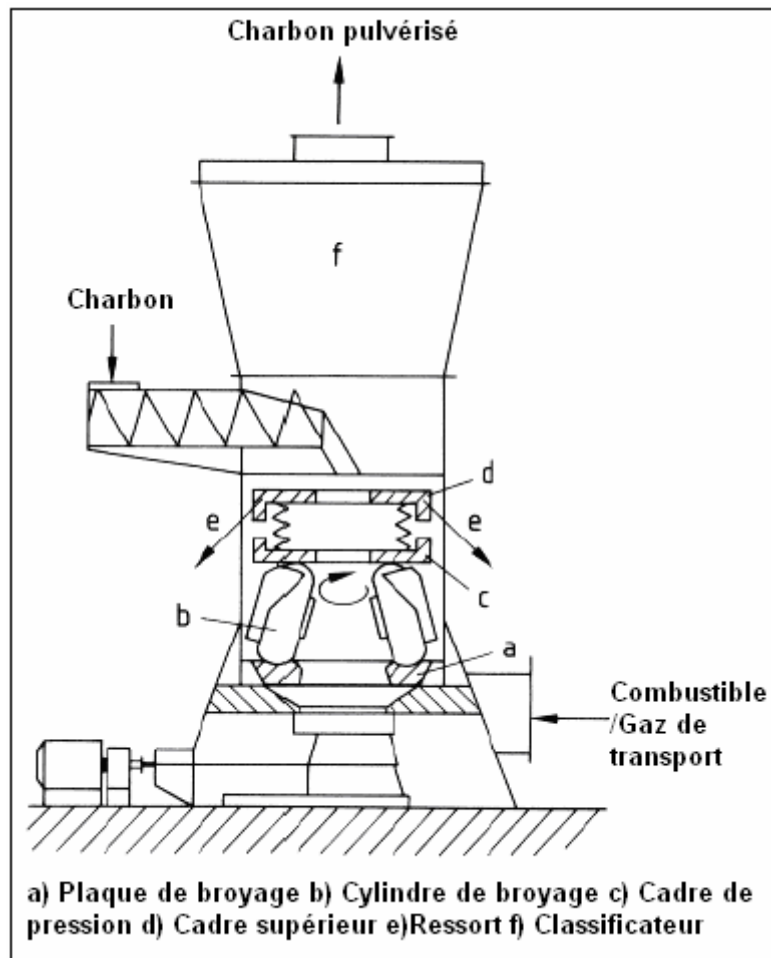


Figure 4.6 : broyeur à cylindres et roulements
[79, Bell et Chiu, 2000]

Deux autres types de broyeurs à cylindres fonctionnent sur le même principe. Dans le **broyeur à cuve tournante**, les surfaces de broyage sont des cylindres et une cuve, et dans le **broyeur à boulets et roulements**, ce sont des boulets et des roulements de piste. Les surfaces de broyage maintiennent la pression grâce aux ressorts ou aux cylindres hydrauliques. Dans les broyeurs de type cylindre, la puissance nécessaire diminue lorsque « l'indice de broyabilité de Hardgrove » du charbon augmente, et la consommation d'énergie par tonne d'alimentation diminue lorsque la vitesse d'alimentation augmente. Les broyeurs à cylindres classiques réduisent les morceaux de charbon jusqu'à 5 cm de diamètre en un produit qui contient normalement 70 % des particules de dimension de 200 mesh (maille) (74 μm) [79, Bell et Chiu, 2000].

Qualité du charbon	Broyeurs à boulets et roulements	Broyeurs à cuve tournante	Broyeurs à boulets
Charbon maigre			■
Charbon à teneur élevée en matières volatiles	■	■	■
Charbon bitumeux à faible teneur en matières volatiles	■	■	■
Charbon bitumeux à teneur élevée en matières volatiles	■	■	■

Tableau 4.1 : types de broyeurs utilisant des qualités de charbon différentes [58, Eurelectric, 2001]

Plusieurs méthodes d'approvisionnement et de combustion du charbon ont été développées, y compris le système de combustion (direct) ou le système de stockage (indirect). Avec le système de combustion directe, le charbon pulvérisé provenant du broyeur est transporté dans les tubes par les gaz ou le débit d'air, puis il est distribué aux brûleurs. Avec le système de combustion indirecte, le charbon pulvérisé est déchargé dans une boucle de transport équipée d'un ventilateur à haut débit. Il passe d'abord dans un classificateur dans lequel les grosses particules sont recirculées vers le broyeur, puis il est collecté dans les cyclones qui alimentent le silo de stockage.

4.1.3.2 Préparation des combustibles pour la combustion du lignite pulvérisé

Le lignite provient des silos de stockage et est envoyé dans les broyeurs de lignite par des distributeurs fermés. Les distributeurs (de type turbine de ventilateur par exemple) sont spécifiquement conçus pour le type de combustible local utilisé. Ils permettent d'atteindre trois objectifs : la pulvérisation, le séchage et la distribution de combustible dans la chambre de combustion. La pulvérisation du lignite est facilitée par la présence des fumées chaudes, extraites de la chaudière via le circuit de recirculation. Les particules de lignite sont réduites à une taille généralement inférieure à 90 μm (environ 60 % autour d'un réseau de maille de 70). La chaleur des fumées réduit la teneur en humidité du lignite de 45-70 % à 10-20 %, c'est-à-dire au niveau requis pour garantir des conditions de combustion optimales. Pour finir, le mélange de poussières de lignite, de fumées et d'humidité est introduit dans les brûleurs de la chaudière. Ce mélange peut également contenir de l'air et des fumées froides, lorsqu'il est ajouté aux broyeurs.

Broyeur ventilateur : un ventilateur à roues contrarotatives ou une série de pales à impact situées à l'avant du ventilateur à roues contrarotatives sont utilisés sur le même arbre ou sur différents arbres. Le ventilateur améliore le mélange turbulent et augmente la vitesse relative et absolue des particules et du gaz. Le mélange contribue à la distribution uniforme des particules de charbon à la circonférence de la roue, mais aussi au séchage du charbon à teneur en humidité élevée. Le lignite, qui contient des niveaux d'humidité élevés, peut être grossièrement broyé [79, Bell et Chiu, 2000].

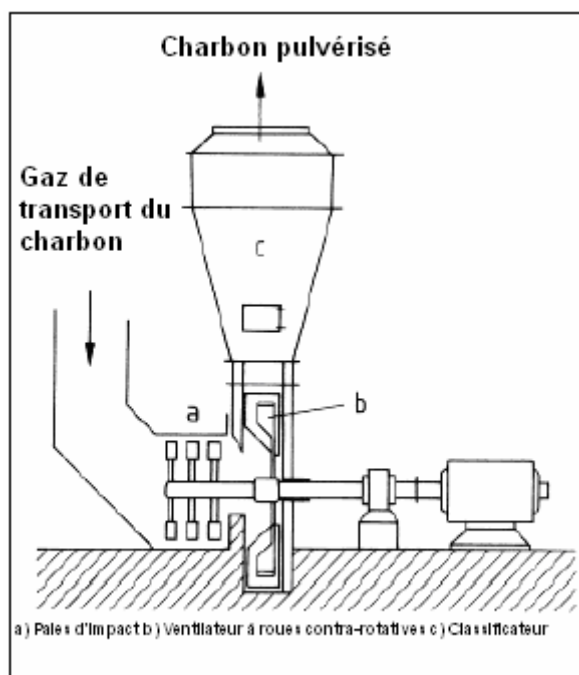


Figure 4.7 : broyeur à ventilateur pour le broyage du lignite
[79, Bell et Chiu, 2000]

Lorsque du lignite au pouvoir calorifique extrêmement faible et à la teneur en humidité élevée est utilisé comme combustible, une autre étape en amont de son transfert dans la chambre de combustion est nécessaire, pour un retrait plus efficace de l'humidité qu'il contient. À cette fin, après les broyeurs, un flux riche en lignite et humidité est dirigé vers des dépoussiéreurs électrostatiques spécifiquement conçus à cet effet, dans lesquels les particules de lignite sèches sont séparées, puis transférées aux brûleurs de la chaudière dans la partie inférieure. À partir des dépoussiéreurs électrostatiques du lignite, le mélange d'humidité et de fumées est dirigé vers la cheminée ou la FGD (désulfuration des fumées) via les ventilateurs aspirants.

4.1.3.3 Préparation des combustibles pour la combustion en lit fluidisé (FBC)

La combustion en lit fluidisé nécessite que la majorité des combustibles solides soit broyée. Selon les propriétés des combustibles, des tailles de grain maximales situées entre 3 et 20 mm sont conseillées. Le combustible préparé est transféré directement dans le lit fluidisé de la chambre de combustion, où la taille moyenne des particules du lit est de 1 000 μm pour la combustion en lit fluidisé bouillonnant (BFBC) et de 100 à 1 000 μm pour la combustion en lit fluidisé circulant (CFBC).

4.1.3.4 Préparation des combustibles pour la combustion en couche (GF)

Si la combustion doit être réalisée sur des grilles, alors seulement une préparation limitée du combustible est généralement nécessaire. Pour une combustion sur grille, les gros morceaux de combustibles solides peuvent être réduits en taille afin de fournir une distribution de taille de particules plus ou moins homogène dans la chambre de combustion. La taille maximale des particules de combustibles est souvent déterminée par les systèmes d'alimentation de la chambre de combustion en fonction des conditions techniques de la grille.

4.1.4 Types de chaudières et générateur de vapeur

4.1.4.1 Centrales électriques

Pour obtenir des informations détaillées sur les techniques et procédés des centrales électriques et du cycle vapeur, reportez-vous au chapitre 2 du présent document.

Dans la plupart des centrales électriques à vapeur qui fonctionnent de nos jours, le rapport intrant énergétique du combustible/extrant énergétique aux bornes de la centrale électrique (consommation spécifique de chaleur) s'élève à environ 2,5 (c'est-à-dire un rendement = 40 % ; PCI). Pour résumer, pour chaque unité de puissance fournie, 1,5 unité de chaleur est perdue dans l'atmosphère via la cheminée,

mais aussi dans le système de refroidissement, principalement via le condenseur. Depuis les années 1960, la pratique courante établie consiste à utiliser des chaudières à circulation naturelle, dont la pression de la vapeur atteint environ 170 bars, ou des chaudières monotubulaires avec une pression d'environ 240 bars. Dans les deux cas, les températures de surchauffe et de réchauffe se situent entre 540 et 570 °C, selon les matériaux du tube sélectionnés. En utilisant les matériaux à haute température les plus avancés, des centrales électriques au charbon avec une pression de vapeur d'environ 300 bars et une température de vapeur d'environ 600 °C, ont récemment été construites. Par exemple, une centrale au charbon avec une consommation spécifique nette de chaleur de 2,08 (rendement = 48 %) et utilisant un refroidissement à l'eau direct a été mise en service en 1998 au Danemark [61, MPS, 1998].

Une centrale électrique au lignite, qui est en cours de construction en Allemagne, est également un autre exemple de la dernière technologie de centrale électrique à condensation. Une fois achevée, elle atteindra une consommation spécifique nette de chaleur de 2,22 (rendement = 45 %) avec du lignite comme combustible et une tour de refroidissement par voie humide [62, Kallmeyer, et al., 1998]. La figure 4.8 montre une centrale électrique à condensation au lignite récente avec un électrofiltre (ESP), une installation de désulfuration des fumées (FGD) par voie humide ainsi qu'une tour de refroidissement rejetant les fumées.

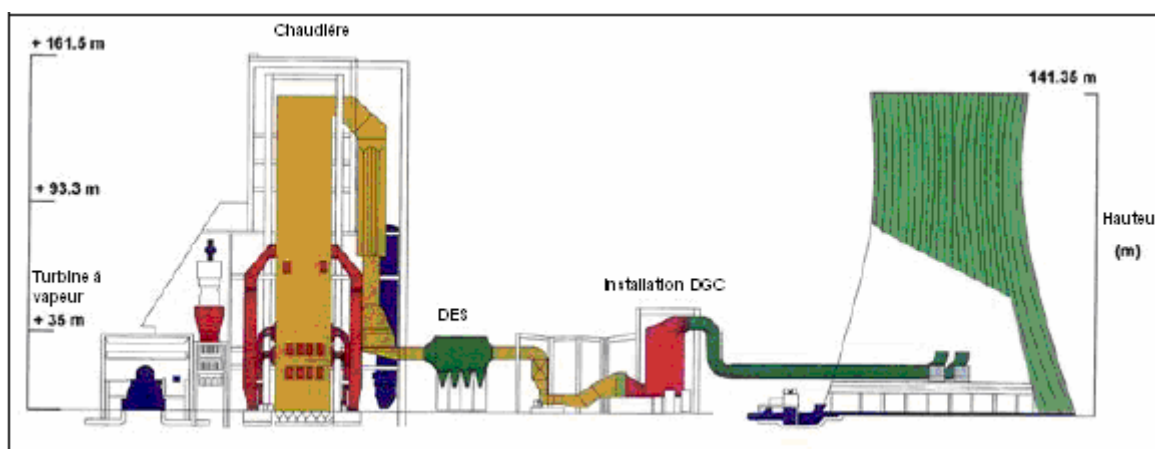


Figure 4.8 : nouvelle grande centrale électrique au lignite et sa tour de refroidissement rejetant les fumées
[92, VEAG, 2000]

La plupart des nouvelles centrales électriques à condensation au lignite ou au charbon bâties dans les années 1990 possède une consommation spécifique nette de chaleur d'environ 2,3 (rendement = 43 %). Lorsque c'est possible, un refroidissement à passage direct est utilisé pour atteindre la pression et la température de condenseur les plus basses qui soient afin d'augmenter le rendement électrique de la centrale.

De nos jours, les centrales électriques à condensation sont généralement assez grandes et leur puissance varie de 300 à 900 MW_{el}. Dans de telles centrales, le combustible est brûlé dans des brûleurs à charbon pulvérisé. Comme des chaudières à combustion en lit fluidisé (LFC) plus grandes commencent à être disponibles, elles ont également été utilisées dans des centrales de plus petite taille. À l'heure actuelle, la plus grande centrale de production électrique à LFC en fonctionnement a une puissance de 300 MW_{el}, et des études sont en cours pour une installation de 600 MW_{el}. Pour réduire les émissions de NO_x, des brûleurs bas NO_x spécifiques et/ou des techniques primaires de réduction des NO_x sont utilisées. Si ces mesures ne suffisent pas, une réduction sélective catalytique (SCR) ou une réduction sélective non catalytique (SNCR) avec de l'urée ou de l'ammoniac peut être utilisée pour éliminer les NO_x dans les fumées.

La désulfuration des fumées dans les centrales électriques à condensation est généralement effectuée avec des laveurs situés entre le générateur de vapeur et la cheminée. Si la combustion en lit fluidisé est utilisée, la désulfuration est optimale dans le lit fluidisé lui-même, c'est-à-dire en ajoutant du carbonate de calcium dans le lit. Aucune installation de désulfuration secondaire n'est alors nécessaire.

La plus ancienne mesure de protection environnementale qui est appliquée dans les centrales électriques classiques est l'élimination des cendres et des particules carbonisées des fumées. La méthode la plus

courante pour y parvenir est l'électrofiltre (ESP). De plus, on utilise souvent un système de filtration par filtres à manches.

4.1.4.1.1 Chaudière à cendres pulvérulentes (DBB)

Les chaudières à cendres pulvérulentes (DBB) ou les foyers à cendres pulvérulentes fonctionnent à des températures inférieures à la température de fusion des cendres, à proximité des parois de la chambre ou des échangeurs de chaleur. Au centre de la flamme, les températures sont souvent supérieures au point de fusion des particules de cendres. 10 à 20 % des cendres sont transférées vers le bas, puis extraites comme cendres pulvérulentes, et le reste (80 à 90 % des cendres) est transporté avec les fumées, puis éliminé dans les dépoussiéreurs.

La technique DBB possède la puissance installée de combustion du charbon la plus importante au monde. Les nouvelles installations qui utilisent cette technique avec des puissances unitaires pouvant atteindre 950 MW_e sont en fonctionnement pour la combustion au lignite en Europe. Aux États-Unis et au Japon, des installations de combustion au charbon ont été construites avec des puissances supérieures.

4.1.4.1.2 Chaudière à cendres fondues (WBB)

Les chaudières à cendres fondues (WBB), ou foyers à cendres fondues avec élimination des cendres liquides, ont été conçus pour être utilisés avec des températures de combustion supérieures au point de fusion des cendres (1 400 °C). Ces foyers nécessitent un revêtement en céramique spécifique afin de résister aux températures des cendres en fusion et aux attaques chimiques à haute température. Une grande quantité de cendres est transportée vers les parois et s'écoule sous forme liquide le long des parois jusqu'à la sortie inférieure. Les cendres volantes de ce type de système de combustion peuvent être recyclées dans la chambre de combustion afin de produire du laitier de charbon comme sous-produit, plutôt que des cendres volantes. La composition des cendres dépend de la composition du charbon. La chaudière à cendres fondues est principalement utilisée pour la combustion du charbon (anthracite) dans lequel la teneur en matières volatiles est relativement faible.

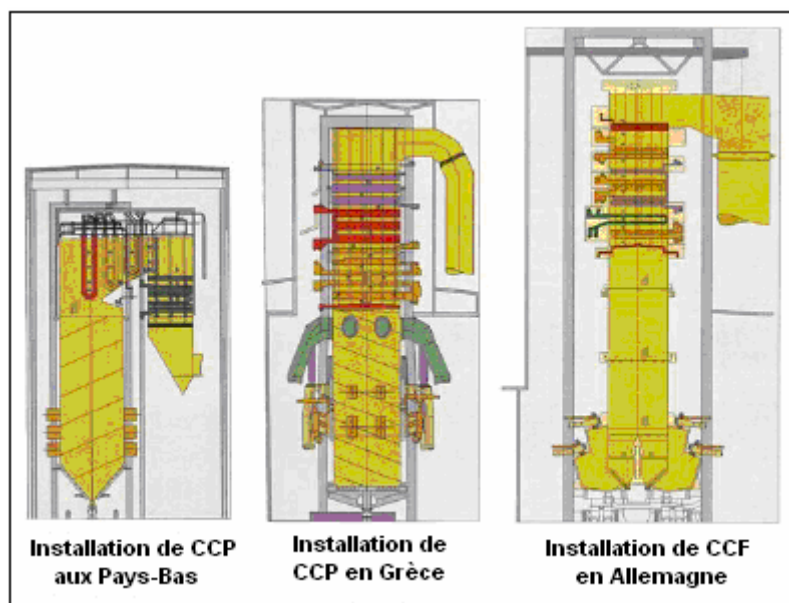


Figure 4.9 : exemples de chaudières à cendres pulvérulentes et de chaudières à cendres fondues dans l'UE

[80, Siemens, 2000]

4.1.4.1.3 Systèmes de combustion

Dans les brûleurs à charbon, le mélange combustible-gaz est envoyé via les buses d'injection dans la chambre de combustion, puis brûlé avec de l'air de combustion supplémentaire. Des brûleurs d'allumage/veilleuses distincts sont utilisés au démarrage, et si nécessaire, lorsque la combustion est instable et lors de l'arrêt. Dans la plupart des cas, ces brûleurs sont alimentés du fioul, mais ils peuvent également utiliser du gaz ou du lignite sec et finement broyé. Les brûleurs sont utilisés pour garantir un nouvel allumage, et si nécessaire, dans les situations de combustion instable. Les chaudières à charbon et lignite utilisent les systèmes de combustion suivants :

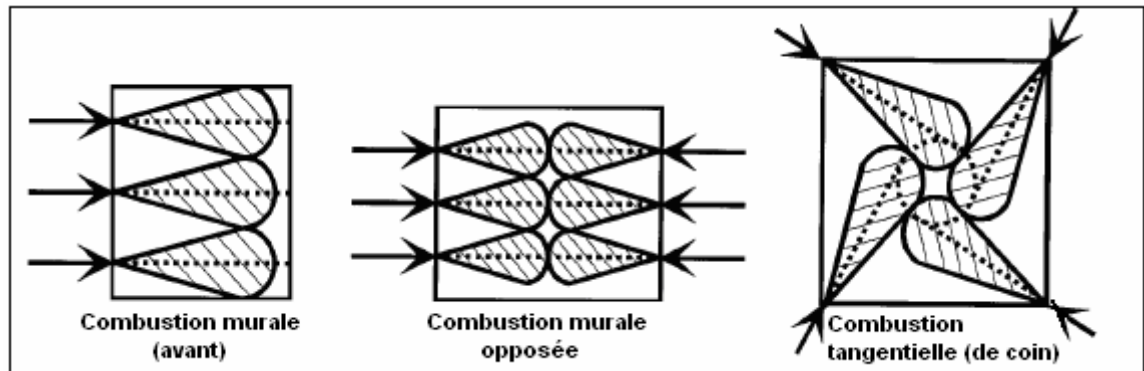


Figure 4.10 : différentes configurations de brûleurs à charbon (principaux systèmes appliqués)
[32, Rentz, et al., 1999]

Systèmes de combustion avant ou murale : dans les systèmes de combustion murale horizontale, le combustible est mélangé à l'air de combustion. Les brûleurs sont en ligne, soit uniquement sur la paroi avant ou sur les deux parois (avant et arrière). Cette dernière est appelée « combustion opposée ». Une fois que le charbon est enflammé, les produits de combustion chauds fournissent l'énergie d'inflammation nécessaire à une combustion stable.

Systèmes de combustion tangentielle ou de coin : Le système de combustion tangentielle repose sur le concept d'un panache unique. Le combustible et l'air de combustion sont projetés depuis les boîtes à vent situées dans les coins du foyer vertical, le long d'une ligne tangentielle, à un petit cercle situé au centre du foyer. Dans certains cas, les bouches des boîtes à vent peuvent être automatiquement inclinées pour contrôler la température des fumées sortie chaudière afin de conserver la vapeur chauffée ou réchauffée à la bonne température.

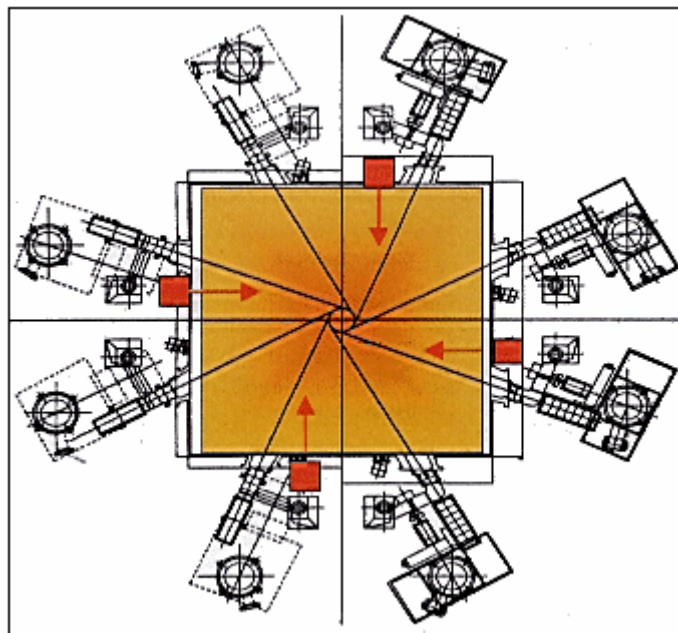


Figure 4.11 : chambre de combustion tangentielle
[137, Elsen, et al., 2001]

Systèmes de combustion verticale : les premiers systèmes au charbon pulvérisé avaient une configuration appelée verticale ou à arc. Maintenant, ils sont principalement utilisés pour brûler du charbon avec des matières volatiles entre 8 et 15 % (base sèche). Le système de combustion produit une longue flamme en boucle dans le foyer inférieur avec un écoulement des gaz chauds vers le centre.

4.1.4.2 Combustion en lit fluidisé (FBC)

La combustion en lit fluidisé se produit grâce à l'injection de combustible dans un lit turbulent chaud, où l'air de combustion a été injecté à l'arrière de la chaudière à lit fluidisé par la fluidisation du lit. Comme les chaudières à combustion en lit fluidisé (FBC) sont désormais disponibles pour le charbon et le lignite, elles sont particulièrement utilisées comme installations de combustion industrielles. Comme matériau du lit, du sable est généralement utilisé, essentiellement au démarrage. Le lit de particules, comprenant le combustible (entre 1 et 3 % du matériau du lit), les cendres et les sorbants, est fluidisé par l'air qui s'écoule vers le haut dans un foyer, et la température du lit permet de brûler le combustible. Grâce aux températures de combustion d'environ 750 à 950 °C et au temps de séjour long, la fin de combustion par épuisement du combustible est très rapide et par conséquent, les émissions liées aux produits de combustion sont relativement faibles.

La technique du lit fluidisé est utilisée pour la combustion du charbon riche en cendres. À l'heure actuelle, deux types de chaudières à lit fluidisé existent : à combustion en lit fluidisé bouillonnant (BFBC) et à combustion en lit fluidisé circulant (CFBC).

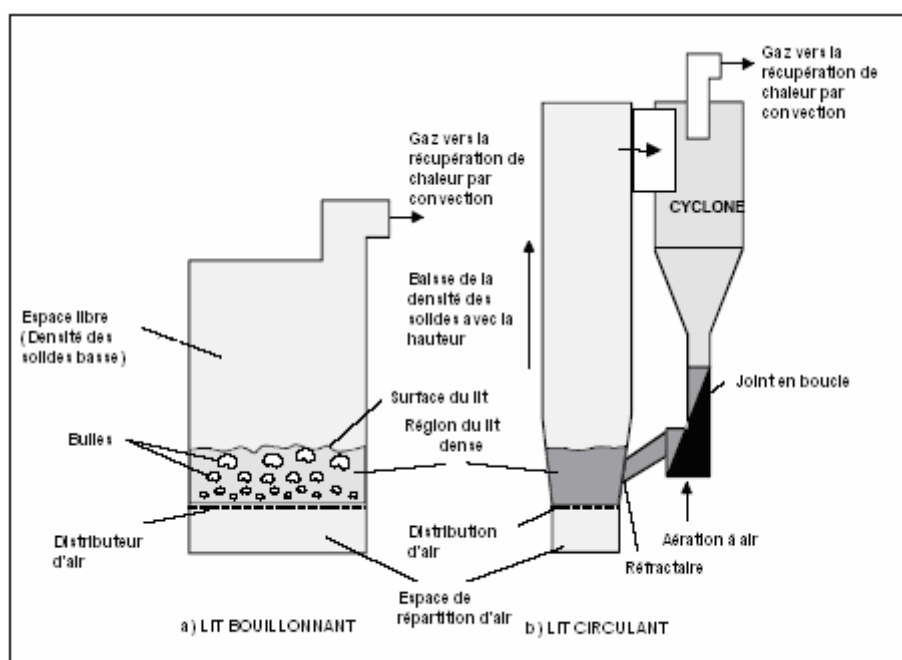


Figure 4.12 : schéma d'une chaudière à combustion en lit fluidisé bouillonnant et à combustion en lit fluidisé circulant
[59, Finnish LCP WG, 2000]

Dans le second cas, c'est-à-dire dans la chaudière à CFBC, l'air est insufflé en bas du foyer, en partie comme air principal injecté par une grille et en partie comme air secondaire quelques mètres au-dessus de la grille. La vitesse de l'air est suffisamment élevée pour également transporter les solides du lit, permettant ainsi de remplir l'intégralité de la chambre de combustion. Les gaz de combustion chauds transportent les particules dans la partie supérieure des systèmes de combustion et dans les cyclones très résistants où elles sont séparées et renvoyées vers la partie basse de la chambre de combustion principale. Pour permettre d'éliminer le SO_2 , du calcaire ou de la dolomie broyé est ajouté au lit. Les systèmes à lit circulant augmentent le temps de réaction potentiel et le niveau de mélange des gaz, ce qui entraîne généralement une combustion et une fixation du soufre plus efficaces.

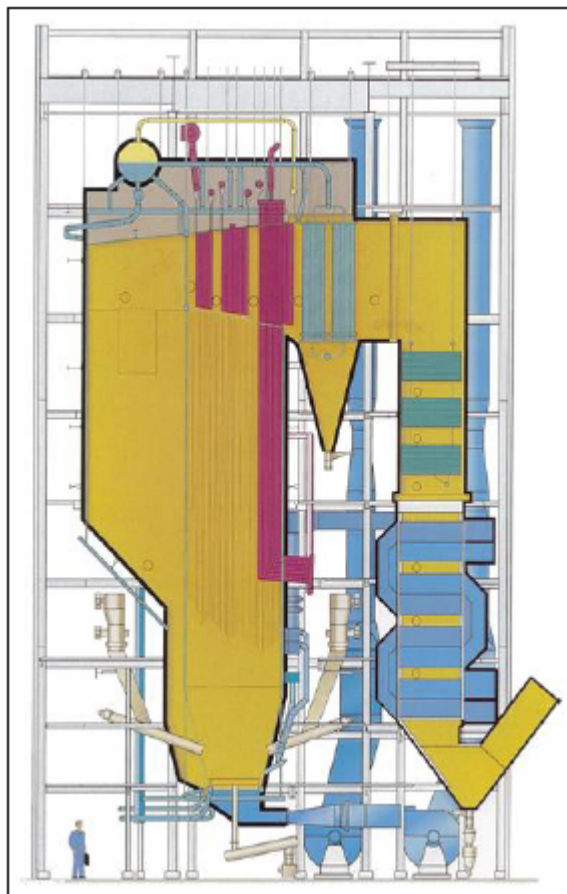


Figure 4.13 : chaudière CFBC pour la combustion du charbon à basse teneur en soufre [83, Foster Wheeler, 1995]

Le niveau de transfert de chaleur indique la différence majeure entre les deux techniques de combustion en lit fluidisé. Le charbon contient uniquement une petite quantité de matières volatiles qui peuvent être pyrolysées dans le lit. Environ 60 à 80 % du charbon est composé de produits de carbonisation qui ne peuvent être que brûlés. Si cette quantité était restée dans le lit bouillonnant adiabatique, elle s'y serait alors accumulée à moins que plus d'air n'ait été introduit à des fins de fluidisation et de combustion. Cette accumulation ne peut être autorisée car même une accumulation à court terme pourrait augmenter le risque de perdre le contrôle de la température du lit. C'est pour cette raison que la combustion en lit fluidisé circulant (CFBC) est la technologie de combustion en lit fluidisé la plus réalisable pour les plus de 50 MW_{th} avec du charbon comme combustible principal. La nécessité de brûler des produits de carbonisation du charbon dans le lit rend impossible la combustion adiabatique dans un lit bouillonnant. Le bilan énergétique du lit nécessite qu'une quantité importante de la chaleur de combustion soit libérée en dehors du lit bouillonnant adiabatique car l'énergie libérée dans le lit peut uniquement être utilisée pour la pyrolyse et l'évaporation de l'eau dans le combustible.

La CFB comprend un lit fluidisé bouillonnant situé dans la partie inférieure du foyer. La densité de la suspension au-dessus du lit diminue avec la hauteur du foyer car le matériau du lit est recyclé dans le foyer le long de ses parois. La densité de la suspension à la sortie du foyer atteint généralement de 5 à 30 kg/m³. Cette quantité élevée de matière inerte circulante lisse le profil de la température dans le foyer. Les surfaces de refroidissement peuvent donc se trouver à n'importe quel endroit du foyer ou dans la boucle de circulation du matériau du lit. Dans le foyer, un transfert de chaleur très régulier se produit sur toutes les surfaces du transfert de chaleur car la radiation de chaleur de la suspension dense ne dépend pas des propriétés de radiation des fumées.

La combustion en lit fluidisé n'est pas très différente des autres techniques de combustion. La combustion en lit fluidisé bouillonnant ressemble à la combustion en couche à bien des égards. Le principal avantage de la combustion est un meilleur contrôle de la température. La combustion en lit fluidisé circulant ressemble à la combustion du charbon sous forme pulvérisée ou à la combustion du brûleur. Une seule différence cependant : le contrôle complet de la température du foyer garantit l'allumage du combustible sans nécessiter une flamme à température élevée.

Comparaison entre les techniques de combustion en lit fluidisé bouillonnant et circulant

La température d'un lit fluidisé se situe généralement entre 800 et 900 °C. La limite inférieure est due à la réactivité de combustion des combustibles, et la limite supérieure au début de l'agglomération des cendres du combustible.

Dans la BFBC, le combustible est transféré dans le lit. Les biocombustibles pyrolysent instantanément une fois qu'ils sont en contact avec le lit chaud. De 30 à 40 % de l'air de combustion est utilisé comme air de fluidisation et le reste est utilisé pour la combustion des gaz de pyrolyse dans l'espace libre situé au-dessus du lit bouillonnant. La plupart des particules les plus fines brûlent aussi dans l'espace libre. La température de combustion dans l'espace libre peut atteindre 1 100 à 1 200 °C, voire plus localement. Le lit bouillonnant fonctionne comme une chambre de combustion adiabatique, et la température de combustion basse provient de l'utilisation du facteur d'air sous-stœchiométrique dans la zone de combustion principale.

Dans l'espace libre du foyer BFBC, d'autres brûleurs peuvent être installés et utilisés simultanément dans le lit. Par exemple, des brûleurs à gaz, fioul et charbon ont été utilisés.

L'expérience des installations CFBC existantes a montré que l'efficacité du cyclone est un paramètre essentiel pour assurer le fonctionnement correct de l'intégralité du système CFBC. L'efficacité du cyclone a un impact majeur sur la combustion du carbone, la consommation de calcaire, les émissions de SO₂ et de CO ainsi que sur le profil de température. L'efficacité du cyclone est particulièrement importante pour les combustibles comme les combustibles à faible réactivité et à grains fins (charbon en suspension dans l'eau) car plus l'efficacité du cyclone est optimale, plus les particules carbonisées restent dans le foyer et moins le stock de particules du foyer est perdu via le cyclone.

L'augmentation de l'efficacité du cyclone augmente en grande partie la vitesse de circulation des solides, ce qui garantit un transfert de chaleur constamment élevé dans le foyer. Ainsi, les conditions les plus favorables pour des émissions de NO_x et de SO_x faibles peuvent être atteintes pour une vaste gamme de combustibles et de charges. La dernière modification de cyclone comprend un arrangement et une forme optimisés du conduit d'entrée du cyclone, qui est inclinée vers le bas, et incorpore une conception du vortex du cyclone avancée. L'agencement excentrique du vortex a été modifié dans différentes installations CFBC, dans lesquelles le lignite à faible teneur en cendres est le combustible principal, ce qui entraîne une économie considérable au niveau des coûts de calcaire et de sable pour les opérateurs.

L'avantage que représente un stock de particules plus petites était, comme prévu, l'amélioration de la combustion du carbone et la réduction de l'utilisation du calcaire, mais aussi la diminution de la corrosion à l'intérieur du foyer car les particules de cendres plus petites sont moins corrosives.

Le combustible n'a pas besoin d'être pulvérisé ou séché pour être utilisé dans des chaudières à lit fluidisé. Le broyage mécanique du combustible suffit à faciliter son alimentation dans le lit. Les lits fluidisés peuvent tolérer une distribution des tailles de particules assez large et une teneur en humidité relativement élevée grâce à l'effet stabilisant du lit. Certaines limitations de taille concernent les distributeurs de combustible rotatifs. D'autre part, le prétraitement des combustibles réactifs est plus sûr s'ils contiennent une quantité modérée d'humidité. Les risques de formation de poussières explosives et d'incendie dans le transport et le traitement des combustibles sont normalement contrôlés en gardant la teneur en humidité des combustibles au-dessus de 40 %.

Les surfaces de transfert de chaleur peuvent se corroder et s'éroder si elles se trouvent dans un lit fluidisé avec une atmosphère réductrice. L'usure la plus importante se produit lorsque les atmosphères réductrices et oxydantes se succèdent en permanence. C'est pour cette raison que les tubes de chaudière dans une zone à lit bouillonnant sont protégés par un revêtement en céramique ignifugé. Les surfaces de transfert de la chaleur verticales situées dans la zone oxydante, comme les parois à membrane du foyer, sont optimales pour résister à l'usure provoquée par les matériaux du lit.

Le choix entre une combustion en couche et une combustion en lit fluidisé dépend de la qualité des cendres et de la quantité d'impuretés physiques contenues dans le combustible. Les combustibles avec un point de fusion des cendres faible ne peuvent pas être brûlés dans un lit fluidisé car la fluidisation sera interrompue assez rapidement. Les impuretés physiques lourdes comme les particules métalliques des ordures ménagères peuvent également être fluidisées car elles coulent sur la plaque de distribution d'air, gênent la fluidisation et sont difficiles à éliminer du foyer. Toutefois, de nouvelles solutions permettant d'assurer le fonctionnement du lit avec ces combustibles ont été récemment développées et sont actuellement mises en œuvre avec succès.

En ce qui concerne les considérations environnementales, les systèmes FBC peuvent réduire les émissions de SO_2 grâce à l'injection de calcaire et peuvent atteindre un niveau relativement faible de formation de NO_x thermique grâce à la température de combustion faible. C'est l'une des raisons pour lesquelles cette technique de combustion avancée est de plus en plus intensivement développée de nos jours. De plus, une vaste gamme de combustibles peut être brûlée dans la même installation car ces chaudières ne sont pas aussi sensibles aux spécifications des combustibles.

À l'heure actuelle, les chaudières à lit fluidisé fonctionnent en Suède, au Royaume-Uni, en France, Finlande, Allemagne, Pologne et aux États-Unis, et plus récemment en Asie. Plus de 400 unités fonctionnent de nos jours et leur niveau de disponibilité est élevé.

4.1.4.3 Combustion en lit fluidisé sous pression

Grâce à l'expérience acquise avec systèmes à combustion en lit fluidisé sous pression atmosphérique, le développement de la combustion en lit fluidisé sous pression (PFBC) a démarré au milieu des années 1970. Les systèmes PFBC offrent l'avantage de tailles d'installations plus petites à puissance identique, qui nécessitent des coûts d'investissement réduits et entraînent des émissions relativement faibles sans avoir besoin de mesures de réduction des émissions secondaires, le tout à un rendement thermique comparable ou légèrement supérieur à celui des centrales au charbon classiques. Grâce à la température de combustion faible, aucun NO_x thermique ne se forme, et les NO_x du combustible peuvent être réduits lors de la combustion en introduisant de l'ammoniac dans l'espace libre ou en amont de la turbine à gaz. Comme pour la FBC sous pression atmosphérique, il est possible de distinguer le système à lit fluidisé bouillonnant du système à lit fluidisé circulant. À l'heure actuelle, toutes les centrales dotées d'une puissance thermique supérieure à 50 MW_e sont des systèmes à lit fluidisé bouillonnant, mais le développement de systèmes à lit fluidisé circulant est en cours. Les deux premières installations de démonstration, dont la puissance atteint 80 MW_e et 65 $\text{MW}_e/30 \text{ MW}_{th}$, ont commencé à fonctionner en 1997.

Les principales parties d'un système PFBC sont : la partie préparation et manipulation du charbon ; la chaudière à lit fluidisé ou bouillonnant sous pression ; la partie nettoyage des gaz chauds par le biais de filtres à chandelle en céramique ou des cyclones ; la turbine à gaz et le circuit eau/vapeur de la turbine à vapeur. La figure 4.14 décrit un système PFBC à lit bouillonnant.

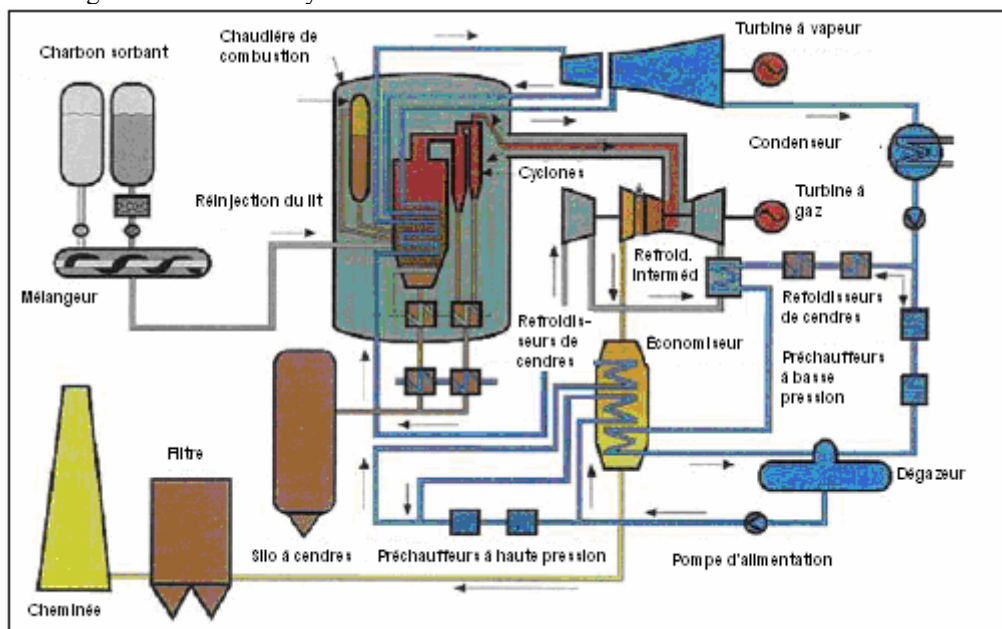


Figure 4.14 : schéma d'un système PFBC à lit bouillonnant [32, Rentz, et al., 1999]

Avant la combustion, le charbon est broyé, puis mélangé au calcaire (dolomie). À l'exception d'une installation, toutes les centrales qui ont été conçues jusqu'à maintenant utilisent le charbon comme combustible. Le mélange est transmis, via un système de transport pneumatique ou une pompe d'alimentation pour liquides chargés, dans l'enveloppe de pression, puis il est injecté dans la chambre de combustion à partir de plusieurs points d'alimentation. L'air de combustion est d'abord pressurisé à l'aide d'un compresseur de turbine à gaz approprié, puis dirigé vers la cuve contenant la chambre de combustion par l'anneau extérieur d'un conduit coaxial alors que les gaz de combustion chauds retournent dans la

turbine en passant au centre du conduit. La combustion se produit dans la chaudière sous pression à une température de 850 °C à 900 °C et à une pression égale à environ 1,6 MPa. La chambre de combustion est équipée d'échangeurs de chaleur immergés qui permettent d'obtenir une température de combustion constante et qui produisent une vapeur à haute pression, utilisée dans la turbine à vapeur. Les fumées chaudes sont d'abord nettoyées à l'aide de filtres à chandelle en céramique ou cyclones, puis utilisés dans une turbine à gaz pour produire de l'électricité. Les gaz d'échappement de la turbine sont transmis à un générateur de vapeur de récupération de la chaleur, puis utilisés pour préchauffer l'eau d'alimentation de la chaudière et produire de la vapeur. La turbine à vapeur produit environ 80 % de l'électricité totale produite par le dispositif.

À l'heure actuelle, les systèmes PFBC peuvent atteindre des rendements thermiques jusqu'à 45 %. Les futures améliorations sont limitées à cause de la température d'entrée de la turbine à gaz relativement faible, qui est déterminée par la température de combustion dans la chaudière à lit fluidisé. Plusieurs procédés visant à augmenter la température d'entrée de la turbine à gaz (par exemple, par une combustion supplémentaire utilisant du gaz naturel ou du fioul, ou par gazéification partielle du charbon d'alimentation avant la combustion et l'utilisation du gaz combustible dans la turbine à gaz) ont été proposés et sont en cours de recherche. Ces configurations de procédés offrent des valeurs de rendement largement supérieures, mais aucune installation pilote ou de démonstration n'a encore été conçue. Comme nous l'avons déjà vu, la réduction des émissions inhérentes représente l'une des principales caractéristiques de la technologie PFBC [32, Rentz, et al., 1999]

4.1.4.4 Combustion en couche (GF)

Les systèmes de combustion en couche ou à foyer à projection brûlent les combustibles solides sur le système de grille ou de foyer, et l'air passant par la partie inférieure du système. La plupart des gros combustibles solides peuvent être brûlés dans ces systèmes. La pratique montre que le charbon peut être utilisé avec une granulométrie différente, généralement de 30 mm ou moins, comprenant des particules de charbon très fines. Les systèmes de combustion en couche fonctionnent avec un réservoir de combustible constant dans la chambre de combustion, mais le charbon peut rester sur la grille sans que les ventilateurs ne soient actifs. Ils peuvent être réactivés rapidement en cas de demande soudaine de vapeur. Si des problèmes surviennent avec l'alimentation d'air, il est nécessaire d'éviter cette opération. La technologie de combustion en couche est toujours appliquée pour les plus petites chaudières au charbon, principalement dans les installations industrielles et de chauffage urbain.

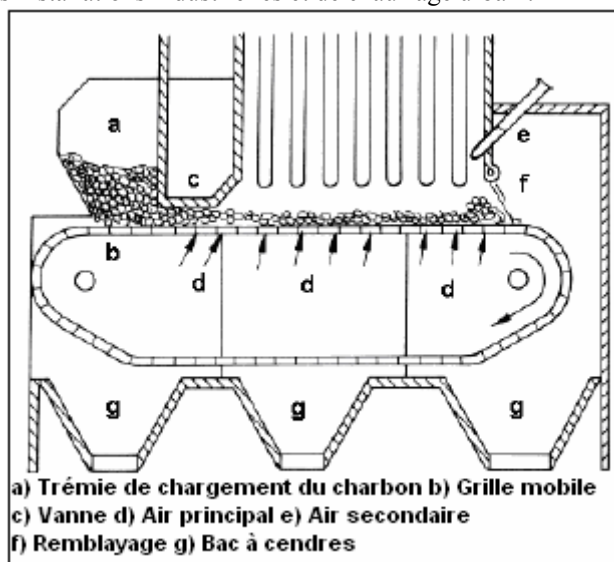


Figure 4.15 : combustion en couche par grille mobile pour la combustion du charbon [79, Bell et Chiu, 2000]

4.1.5 Gazéification intégrée à cycle combiné

La « gazéification intégrée à cycle combiné » (IGCC) fusionne les technologies de gazéification avec épuration des gaz, la conversion du gaz de synthèse et de turbine afin de produire une énergie propre et abordable. Cette intégration des procédés de conversion de l'énergie fournit une utilisation plus complète des ressources énergétiques, tout en offrant des rendements supérieurs et des niveaux de pollution très bas. De plus, un IGCC peut convertir presque toutes les charges à base de carbone en produits tels que l'énergie électrique, la vapeur, l'hydrogène et les produits chimiques à valeur ajoutée. Différentes

combinaisons techniques permettent à l'industrie d'utiliser des ressources et déchets facilement disponibles et à bas coût dans des options de conversion de l'énergie fortement efficaces. Ces options peuvent être sélectionnées pour répondre à chacune des applications du marché.

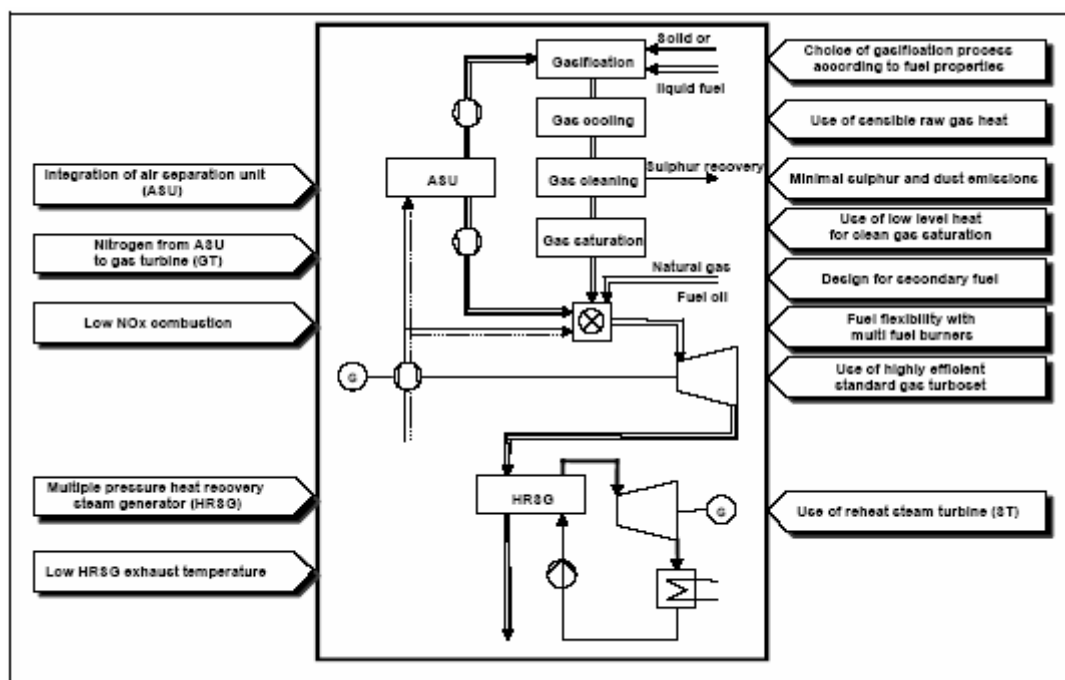


Figure 4.16 : principales caractéristiques d'un IGCC à oxygène [84, Siemens, 1999]

Dans la structure générale d'un système IGCC, il y a plusieurs options disponibles concernant le type de gazogène qui peut être utilisé (par exemple, un système d'alimentation à charbon humide ou sec, à air ou oxygène pulsé, à lit fixe ou bouillonnant ou une gazéification à flux forcé) et le niveau d'intégration du procédé possible.

Le gazogène convertit la charge d'hydrocarbures en composants gazeux en appliquant de la chaleur sous pression en présence de vapeur. Grâce à l'injection d'air ou d'oxygène dans le gazogène, l'oxydation partielle de la charge fournit la chaleur. Associées, la chaleur et la pression brisent les liaisons entre les constituants de la charge, précipitant les réactions chimiques et produisant le gaz de synthèse.

Les minéraux dans la charge (cendres) se séparent et quittent la partie inférieure du gazogène telle un produit vitreux inerte comme le mâchefer ou un autre produit solide commercialisable. Seule une petite partie des cendres est entraînée, ce qui nécessite un retrait en aval. D'autres polluants potentiels comme les composés soufrés provenant du sulfure d'hydrogène (H₂S), dont on extrait le soufre, apparaissent généralement sous forme de soufre élémentaire ou d'acide sulfurique, qui sont tous les deux des sous-produits à valeur ajoutée. De par l'atmosphère réductrice dans le gazogène, aucun NO_x ne se forme lors du procédé de gazéification. L'ammoniac formé par la réaction azote/hydrogène est évacué par l'eau du procédé, à l'instar des chlorures qui pourraient former des acides. Dans les IGCC, le gaz de synthèse propre qui reste après la séparation des polluants est utilisé, totalement ou en partie, pour faire fonctionner une turbine à combustion. La turbine à combustion entraîne un générateur électrique, fournit de l'air sous pression au gazogène et produit de la chaleur (échappement) afin de générer de la vapeur au gazogène pour l'énergie électrique de la turbine à vapeur ou pour d'autres applications.

Les systèmes IGCC avec épuration des gaz à froid peuvent atteindre des valeurs d'émission de NO_x satisfaisantes. Cela provient du fait que l'azote liée au combustible est presque éliminé dans le laveur de la section d'épuration des gaz à froid. La formation de NO_x thermiques dans la chambre de combustion de la turbine à gaz est supprimée par la saturation du gaz combustible avec de la vapeur avant la combustion et par dilution avec l'azote provenant de l'unité de séparation d'air. Ces mesures de réduction des émissions conduisent à des émissions de NO_x qui sont inférieures à 25 mg/Nm³ avec une teneur en oxygène de 15 % dans les fumées. De plus, les IGCC réduisent considérablement la quantité de particules, de SO₂ (5 mg/Nm³), d'eau usée et d'émissions de CO₂.

Les systèmes IGCC qui utilisent le charbon comme combustible sont appliqués seulement à un nombre très limité d'installations de combustion.

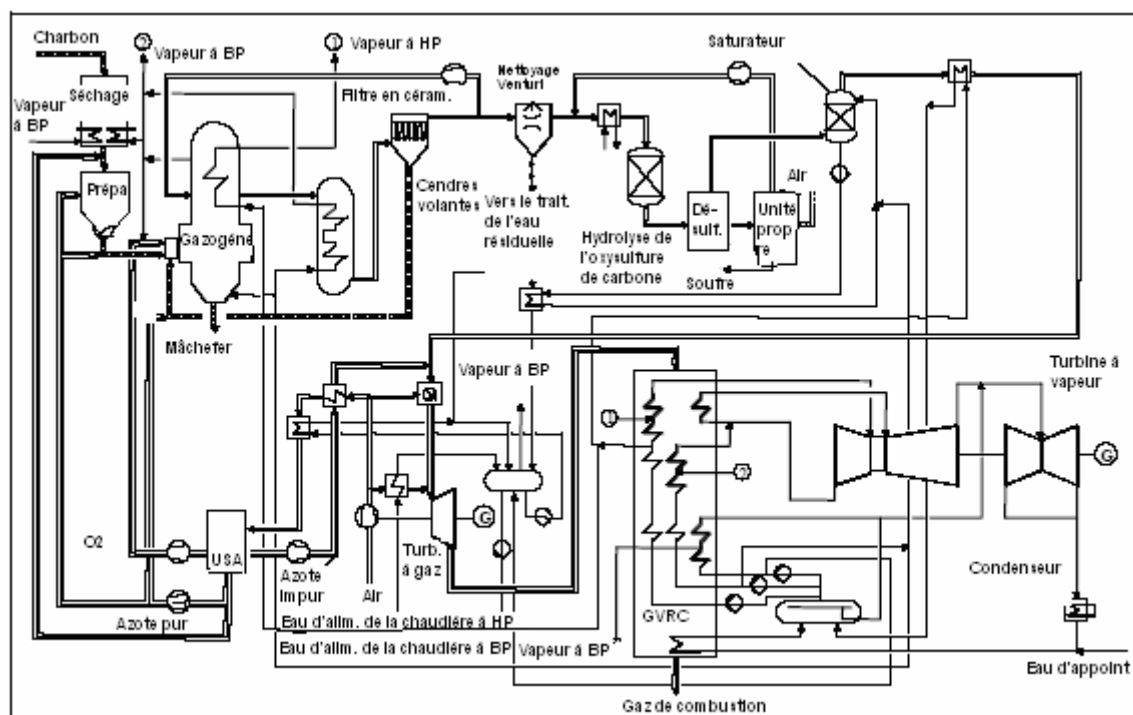


Figure 4.17 : schéma de procédé d'une centrale électrique IGCC en Espagne *Revoir les légendes (IP steam = vapeur à IP, ASU = ASU, flue gas = fumées, HSRG = HSRG, IP = IP, COS hydrolysis = hydrolyse du COS, Claus unit = unité Claus, Venturi wash = laveur Venturi, Syngas cooler = refroidisseur du gaz de synthèse)*
[84, Siemens, 1999]

L'IGCC offre des conditions favorables du point de vue thermodynamique en matière de haute pression, de concentration élevée des polluants et de flux volumiques faibles du gaz de synthèse, c'est-à-dire peu comme 1/100 des produits de combustion. Cela permet de réaliser une épuration poussée et économique du soufre et des particules. La majorité des polluants sont divisés et captés dans le procédé d'épuration des gaz de l'IGCC. Les conditions réductrices de la gazéification favorisent considérablement la conversion du mercure provenant du combustible en sa forme élémentaire. Le mercure élémentaire peut être éliminé en toute sécurité et simplicité par du charbon actif sulfuré comme cela a déjà été réalisé dans l'un des sites.

4.1.6 Cogénération

La cogénération utilise un procédé unique permettant de produire de l'électricité et de la chaleur utilisable. La cogénération ou « la production combinée de chaleur et d'électricité » est une technologie qui a fait ses preuves et qui est principalement appliquée dans les installations industrielles nécessitant à la fois de l'électricité et de la chaleur (eau chaude ou vapeur). Outre l'économie financière, la cogénération permet également de retirer des avantages environnementaux par une utilisation plus efficace des combustibles fossiles. Ainsi, la cogénération permet de produire moins d'émissions par rapport à la production séparée d'électricité et de chaleur, mais elle permet aussi d'optimiser le rendement exergétique et énergétique.

Les turbines à vapeur gérées par des chaudières à combustibles fossiles sont utilisées depuis des années dans les systèmes de cogénération industriels. La vapeur à haute pression obtenue dans une chaudière classique au charbon ou lignite est détendue dans une turbine afin de produire de l'énergie mécanique, qui peut alors être utilisée pour entraîner un générateur électrique. La quantité d'électricité générée dépend de la possibilité de réduire la pression de vapeur par le biais de la turbine tout en répondant aux besoins en énergie thermique du site. Dans certains cas, la turbine est dotée d'un cylindre à basse pression séparé ou intégré, permettant de produire de l'électricité indépendamment de la chaleur fournie.

Les avantages et les inconvénients d'un système de cogénération sont [81, COGEN Europe, 1999] :

Avantages :

- le rendement exergetique et énergétique global est élevé ;
- tous les types de combustibles peuvent être utilisés ;
- le rapport entre la chaleur et l'électricité peut être modifié ;
- la possibilité de répondre aux exigences en matière de chaleur de plus d'un site ;
- la fiabilité et la disponibilité sont élevées, généralement à plus de 98 % ;
- une vaste gamme de taille est disponible ;
- la durée de vie est longue.

Inconvénients :

- le rapport élevé entre la chaleur et l'électricité ;
- le coût élevé.

4.1.7 Combustion en cycle combiné (repowering (r emplacement d es in stallations existantes par des installations plus performantes))

Le concept de cycles combinés est né du besoin d'améliorer le rendement du cycle simple « Brayton » (Joule) en utilisant la chaleur perdue dans les gaz d'échappement de la turbine. C'est une solution naturelle car la turbine à gaz est une machine à relativement haute température et la turbine à vapeur une machine à relativement basse température. Dans le contexte des installations de combustion au charbon existantes, la combustion en cycle combiné est généralement connue sous le nom de « repowering ». Pour obtenir des informations générales sur le « repowering », reportez-vous au paragraphe 2.5.2 de ce document.

Les principaux objectifs du « repowering » consistent à [82, Ciemat, 2000] :

- augmenter la puissance fournie ;
- optimiser les performances ;
- améliorer l'utilisation de la centrale installée ;
- obtenir une souplesse de fonctionnement supérieure ;
- augmenter la fiabilité et la disponibilité ;
- réduire les coûts de fonctionnement et de maintenance ;
- augmenter la durée de vie de la centrale ;
- réduire les émissions et le volume des résidus.

4.1.8 Rendement des grandes installations de combustion au charbon et au lignite

4.1.8.1 Rendement de la chaudière

Pour les chaudières propres et neuves, des niveaux de rendement avoisinant 86 à 94 % (PCI) sont actuellement enregistrés pour les combustibles solides. Les principales pertes sont associées à la chaleur perdue des fumées via la cheminée, au carbone non brûlé, à la chaleur perdue dans les cendres et aux pertes par rayonnement. La nature du combustible est importante. En utilisant des chaudières avec des performances identiques (même température ambiante et même température des fumées, même excès d'air, etc.), on obtient des rendements différents selon la nature du combustible comme les exemples ci-dessous le montrent (sur la base du PCI).

- charbon international : rendement de 94 %
- lignite : rendement de 92 %
- lignite de moins bonne qualité : 86 %.

4.1.8.2 Techniques visant à optimiser le rendement des chaudières au charbon

Le rendement des chaudières au charbon est étroitement lié à la nature du combustible et à la température de l'air ambiant (les données d'entrée du projet). Toutefois, il est possible d'optimiser certains paramètres :

- **Le carbone imbrûlé dans les cendres.** L'optimisation de la combustion entraîne une quantité inférieure de carbone imbrûlé dans les cendres. Notez que les technologies de réduction des NO_x par la modification de la combustion montrent une tendance à augmenter le carbone imbrûlé. L'objectif consiste à atteindre la meilleure combustion afin d'obtenir un rendement et une utilisation du combustible optimale. Cependant, selon les caractéristiques techniques et celles du combustible, en particulier en brûlant de l'anthracite, une teneur supérieure en carbone imbrûlé dans les cendres peut survenir.

- **L'excès d'air.** L'excès d'air dépend du type de chaudière et de la nature du combustible. En général, un excès d'air de 20 % est utilisé pour une chaudière à charbon pulvérisé à cendres pulvérulentes. Pour des raisons de qualité de la combustion (formation de CO et de carbone imbrûlé), d'intégrité de la chaudière (entrée d'air), de corrosion et de sécurité (risque de pics thermiques dans la chaudière), il est souvent impossible de réduire davantage l'excès d'air.
- **La température des fumées.** La température des fumées qui sortent de la chaudière propre (en fonction du type de combustible) s'élève généralement de 120 à 220 °C, pour éviter les risques de corrosion acide par la condensation de l'acide sulfurique. Cependant, certaines installations comportent parfois une deuxième section de réchauffeur d'air permettant de réduire cette température au-dessous de 100 °C, mais avec des gainages spécifiques mis en place sur le réchauffeur d'air et la cheminée, ce qui fait que cette réduction est moins rentable du point de vue économique.

4.1.9 Maîtrise des émissions atmosphériques des grandes installations de combustion au charbon et au lignite

Dans l'Union européenne, 4 % des installations de combustion au charbon et au lignite appliquent actuellement des mesures techniques pour réduire les émissions de SO₂, 16 % d'entre elles appliquent des techniques pour réduire les émissions de NO_x, et environ 54 % des installations appliquent les deux. Les 26 % des installations restantes n'appliquent encore aucune technique visant à réduire les émissions de SO₂ et de NO_x[1, Corinair, 1996].

4.1.9.1 Maîtrise des émissions de la combustion au charbon sous forme pulvérisée

4.1.9.1.1 Prétraitement du combustible

Comme première étape visant à réduire la génération d'émissions, les matières premières utilisées dans l'ensemble du procédé comme combustible peuvent être améliorées, en appliquant par exemple les mesures suivantes :

- utilisation d'un mélange de différents charbons avec différentes caractéristiques et provenant de différents pays ;
- utilisation de charbons de haute qualité en tenant compte du pouvoir calorifique élevé, de la teneur en eau faible, de la teneur en cendres faible, de la teneur en soufre, chlorures et fluorures faible;
- application du lavage/nettoyage du charbon (voir aussi le paragraphe 3.6.1) ;
- gazéification du charbon ;
- homogénéisation du charbon afin de garantir la qualité standard du combustible final.

4.1.9.1.2 Changement de combustible

Le remplacement du combustible par des combustibles fossiles avec une teneur inférieure en composés pouvant générer de la pollution peut entraîner une réduction importante de la pollution liée aux installations de combustion. Cette mesure est largement appliquée. Toutefois, les options de changement de combustible sont limitées par certains aspects d'adaptabilité d'utilisation de différents combustibles pour des installations de combustion spécifiques et parfois par les contrats à long terme entre les sociétés de production d'énergie et les fournisseurs de combustibles. En général, l'adaptabilité dépend des brûleurs installés. Le passage d'un type de charbon à un autre type de charbon dont le profil environnemental est meilleur (c'est-à-dire une faible teneur en soufre et en matières volatiles), ou le passage du charbon au fuel lourd est souvent possible avec les brûleurs installés. Cependant, le passage du charbon au gaz nécessite généralement de changer les brûleurs et de modifier les échangeurs de chaleur. Toute amélioration apportée à la réduction des émissions dépend ensuite évidemment des caractéristiques du combustible qui est initialement utilisé ainsi que du nouveau type de combustible [32, Rentz, et al., 1999]. Pourtant, l'éventuel impact négatif de tout nouveau charbon sur les émissions doit être pris en compte, par exemple des performances réduites de l'électrofiltre à cause de la réduction de la teneur en soufre ou des performances du brûleur bas NO_x réduites avec des charbons à teneur élevée en volatiles.

4.1.9.1.3 Réduction des poussières

Dans la combustion au charbon pulvérisé, le volume de cendres est transporté avec les fumées hors de la chambre de combustion. Seule une faible quantité (<20 %) est collectée comme cendres de foyer dans les chaudières à cendres pulvérulentes. Un pourcentage de 80 % des cendres quitte le foyer sous forme de cendres volantes et ces dernières doivent être recueillies dans le dispositif de réduction des poussières comme l'électrofiltre et les filtres à manches.

Dans les chaudières à cendres fondues, les cendres sont liquéfiées par la température de combustion élevée. Ces cendres liquides s'écoulent avec la force gravitationnelle. Même avec un débit de gaz à haute vitesse, la plupart des cendres sont extraites sous forme de mâchefer. Les cendres volantes de ce type de foyer sont souvent recirculées afin d'extraire presque toutes les cendres sous forme de mâchefer.

Parmi les technologies d'élimination des poussières, l'électrofiltre est (de loin) le dispositif le plus couramment utilisé en Europe dans les centrales électriques qui utilisent du charbon ou du lignite. Les électrofiltres recueillent les cendres volantes, généralement sous forme sèche, qui peuvent être recyclées afin d'être utilisées pour construire des routes ou fabriquer des produits comme du ciment ou du béton, mais qui peuvent aussi comme dernière solution être enfouies. Les combustibles peuvent être approvisionnés à partir de diverses sources dans le monde, mais les électrofiltres avec un système d'alimentation intermittent à haute tension peuvent réagir aux diverses qualités de combustibles, notamment celles avec une teneur faible en soufre. D'autres développements concernent les pointes de haute tension, avec des périodes de pointe d'une durée de μs . Lors de cette courte durée, la décharge par effet corona est optimisée, mais le contournement ne peut pas générer. Cette technique réduit la consommation électrique de l'électrofiltre.

Les cyclones sont rarement utilisés pour le dépoussiérage des grandes installations de combustion. Néanmoins, deux installations de ce type (c'est-à-dire avec la pré-élimination des poussières à l'aide du système mécanique en amont de l'ESP) fonctionnent en France, dans une unité de 250 MWe dans une application combinée.

4.1.9.1.4 Réduction des émissions de mercure (Hg)

En règle générale, aucun système dédié pour l'élimination du Hg n'est actuellement appliqué dans les centrales thermiques brûlant seulement du charbon ou du lignite. Les filtres à manches et les électrofiltres ou les laveurs humides sont conçus pour éliminer respectivement les poussières et SO_2 , HCl et HF. L'élimination du Hg par ces systèmes est un effet secondaire positif additionnel. La réduction du Hg par des dispositifs d'épuration des fumées dépend de la spécification du Hg. Le mercure élémentaire gazeux (Hg^0) et le mercure oxydé gazeux (Hg^{2+}) se trouvent dans la phase de vapeur aux températures d'épuration des fumées. Hg^0 est insoluble dans l'eau et ne peut pas être capté dans les laveurs humides. Les composés Hg^{2+} prédominants dans les fumées de combustion du charbon sont peu à fortement solubles, et les espèces les plus solubles peuvent généralement être captées dans les systèmes FGD par voie humide. Hg^0 et Hg^{2+} sont adsorbés sur des solides poreux comme les cendres volantes, en principe du charbon actif qui est assez onéreux, ou des sorbants de gaz acides à base de calcium pour la collecte ultérieure dans un dispositif de réduction des poussières. Hg^{2+} est souvent plus facile à capter par adsorption que Hg^0 . Le mercure Hg_p lié aux particules est attaché aux solides qui peuvent être facilement captés dans un électrofiltre ou un filtre à manches [171, UN ECE, 2002]. L'efficacité de réduction dans un électrofiltre dépend des facteurs suivants :

- de la température de l'électrofiltre ;
- de la teneur en Cl du charbon ;
- du carbone imbrûlé dans les cendres ;
- des composés calcium des cendres.

Les techniques d'épuration des fumées appliquées aux installations de combustion utilisent trois méthodes de base pour capter Hg :

- le captage de Hg, comme effet secondaire, dans les poussières des dispositifs de réduction des particules, tels qu'un électrofiltre ou un filtre à manches
- l'adsorption de Hg^0 et de Hg^{2+} dans les sorbants entraînés (injection du charbon actif) en vue du captage ultérieure dans un électrofiltre ou un filtre à manches; sinon, Hg peut être capté dans un lit de carbone fixe
- la solvation de Hg^{2+} dans les laveurs humides.

4.1.9.1.5 Réduction des émissions de SO_2

Pour la réduction des émissions de SO_2 des installations de combustion au charbon et au lignite, presque toutes les techniques décrites pour la désulfuration des fumées au Chapitre 3 (Procédés et techniques courants de réduction des émissions des grandes installations de combustion) sont actuellement appliquées. La technique spécifique utilisée dépend de la variété des facteurs propres à la centrale et au site, comme l'emplacement, la puissance thermique et le facteur de charge de la centrale particulière. Elle peut aussi dépendre de la qualité du combustible et des cendres (par exemple certains lignites de faible

qualité avec une teneur élevée en cendres alcalines et une faible teneur en soufre) et génère des émissions de SO₂ inférieures (grâce à la désulfuration naturelle qui survient lors de la combustion), pouvant correspondre, dans certains cas spécifiques, jusqu'à 90 % d'élimination de SO₂.



Figure 4.18 : modification de la technologie FGD dans une installation existante [94, Umwelt + Technik, 2000]

Les techniques sèches et semi-sèches sont davantage appliquées aux installations plus petites ($<100 \text{ MW}_{\text{th}}$) alors que la technologie de laveur humide est la technique utilisée de façon dominante dans différentes applications des installations plus grandes, c'est-à-dire supérieures à $300 \text{ MW}_{\text{th}}$. Les tours d'absorbeur sont conçues comme des tours à pulvérisation, à garnissage fixe ou à double boucle. Un bon exemple d'une installation de désulfuration des fumées par voie humide qui utilise une tour de pulvérisation appliquée à une grande installation brûlant du charbon se trouve au Royaume-Uni et elle est présentée dans la figure 4.19.

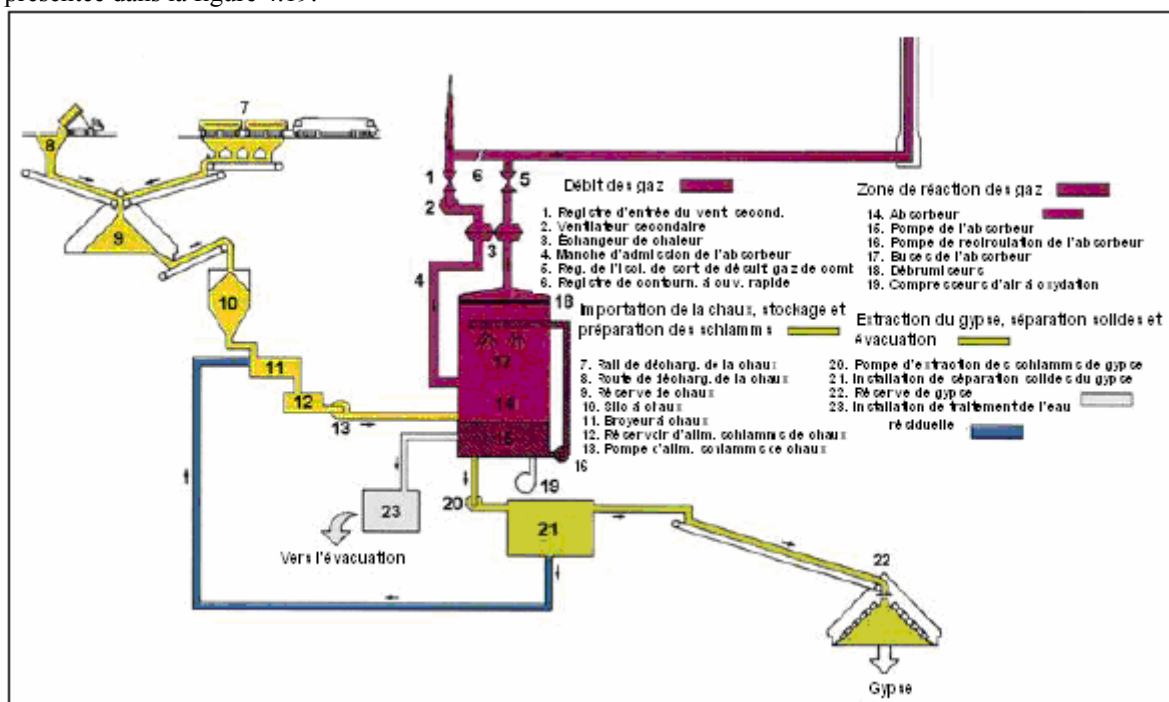


Figure 4.19 : procédé FGD par voie humide avec une tour de pulvérisation [93, Powergen, 2001]

De nombreuses installations disposent de nouveaux types d'échangeurs de chaleur pour la réchauffe des effluents gazeux afin d'éviter une éventuelle contamination des gaz épurés par les fumées brutes. (voir la figure 4.20)

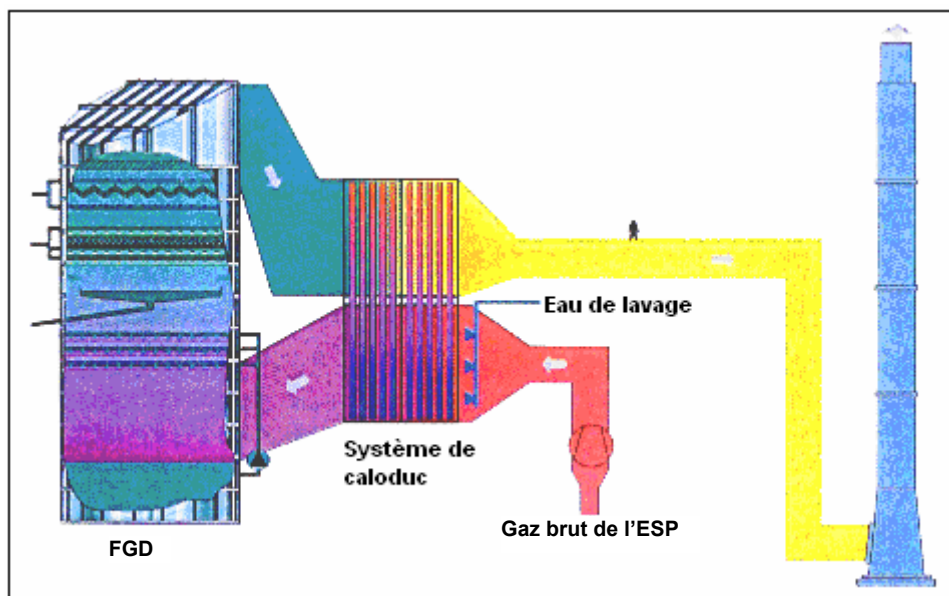


Figure 4.20 : déplacement de chaleur dans l'installation FGD
[138, Sandscheper, 2001]

Dans ces échangeurs de chaleur gaz-gaz, les extracteurs thermiques multitubulaires sont utilisés pour transférer la chaleur depuis le gaz brut chaud vers l'effluent gazeux épuré et propre. Ces systèmes suppriment toute fuite car il est inutile de croiser la sortie du conduit avec l'entrée du conduit comme cela est le cas dans l'échangeur thermique de gaz régénératif normal.

Du fait de leur emplacement, seules quelques centrales électriques européennes situées à proximité du littoral ont appliqué des systèmes d'épuration à l'eau de mer pour réduire la quantité de SO_2 émise dans l'air. Aussi, de par l'emplacement de l'installation (à proximité d'un centre-ville par exemple), mais aussi d'autres considérations spéciales comme la production d'un sous-produit entièrement commercialisable, une installation de combustion au charbon a appliqué avec succès le procédé DESONOX combiné.

4.1.9.1.6 Réduction des émissions de NO_x

Comme pour la réduction des émissions de SO_2 , presque toutes les techniques décrites au chapitre 3 pour la dénitrification des fumées (c'est-à-dire les mesures primaires et secondaires, voire parfois les deux mesures combinées) sont également actuellement appliquées aux chaudières à charbon.

Comme les températures de combustion du lignite sont inférieures et que l'humidité des fumées est supérieure par rapport au charbon, la formation de NO_x est faible par comparaison avec le charbon. C'est pour cette raison que les mesures primaires sont suffisantes et ont jusqu'à maintenant été appliquées seules afin de réduire les émissions de NO_x dans les grandes installations de combustion au lignite.

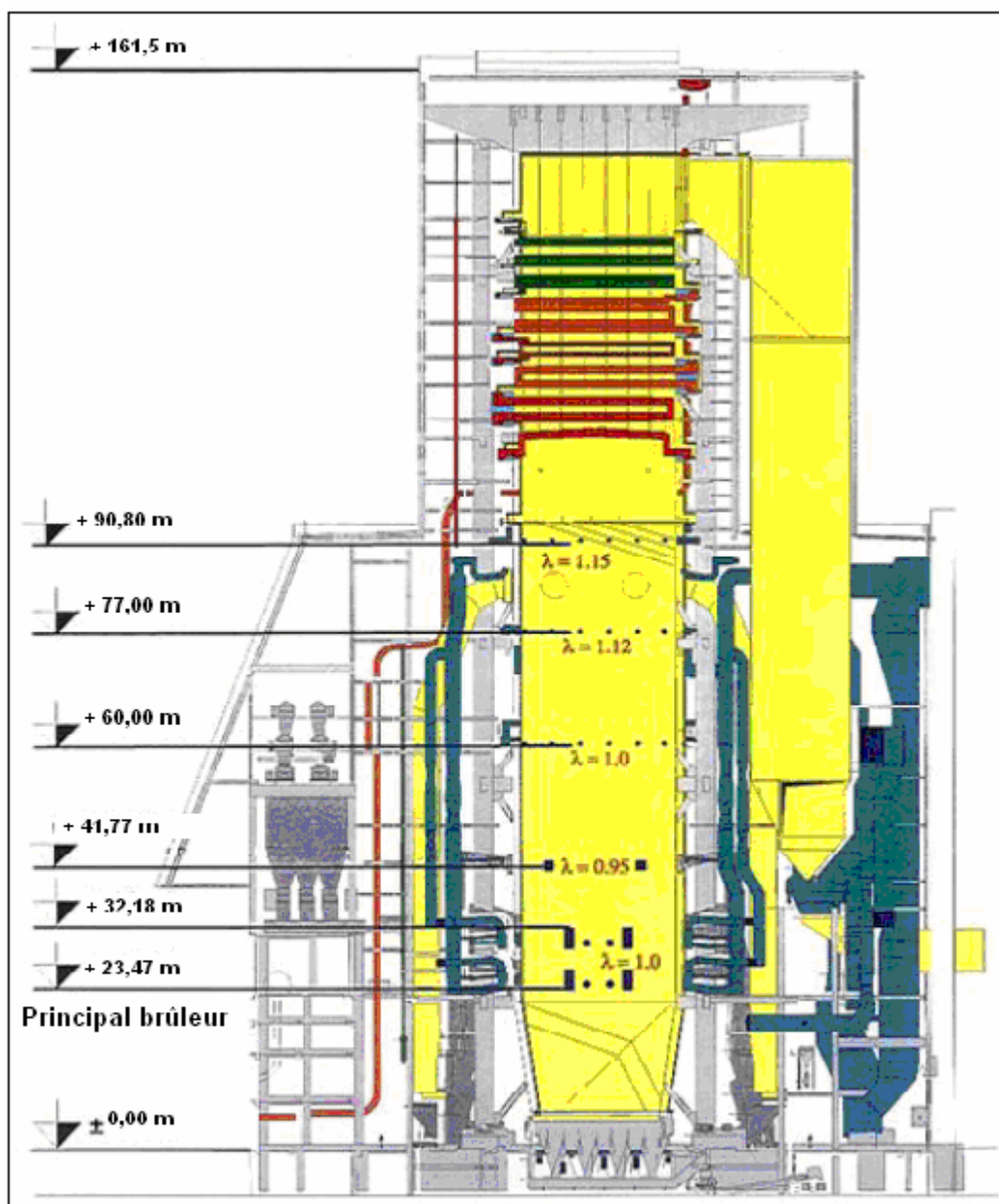


Figure 4.21 : grande chaudière au lignite ayant appliqué des mesures primaires pour réduire la formation des émissions de NO_x
[92, VEAG, 2000]

Pour les chaudières au charbon qui ont appliqué comme mesure primaire le « faible excès d'air », l'air en excès habituel se situe entre 5 et 7 % de O_2 (dans les fumées). La combustion à faible excès d'air peut être caractérisée par 3 à 6 % de O_2 ainsi que par une réduction correspondante des émissions de NO_x entre 10 et 40 %. En outre, le temps de séjour a été identifié comme un facteur clé dans la réduction simultanée des NO_x , du CO et du carbone imbrûlé. La relation entre les NO_x , le CO et l'excès d'air dans différentes parties d'une chaudière de 150 MWe est illustrée dans la figure 4.22.

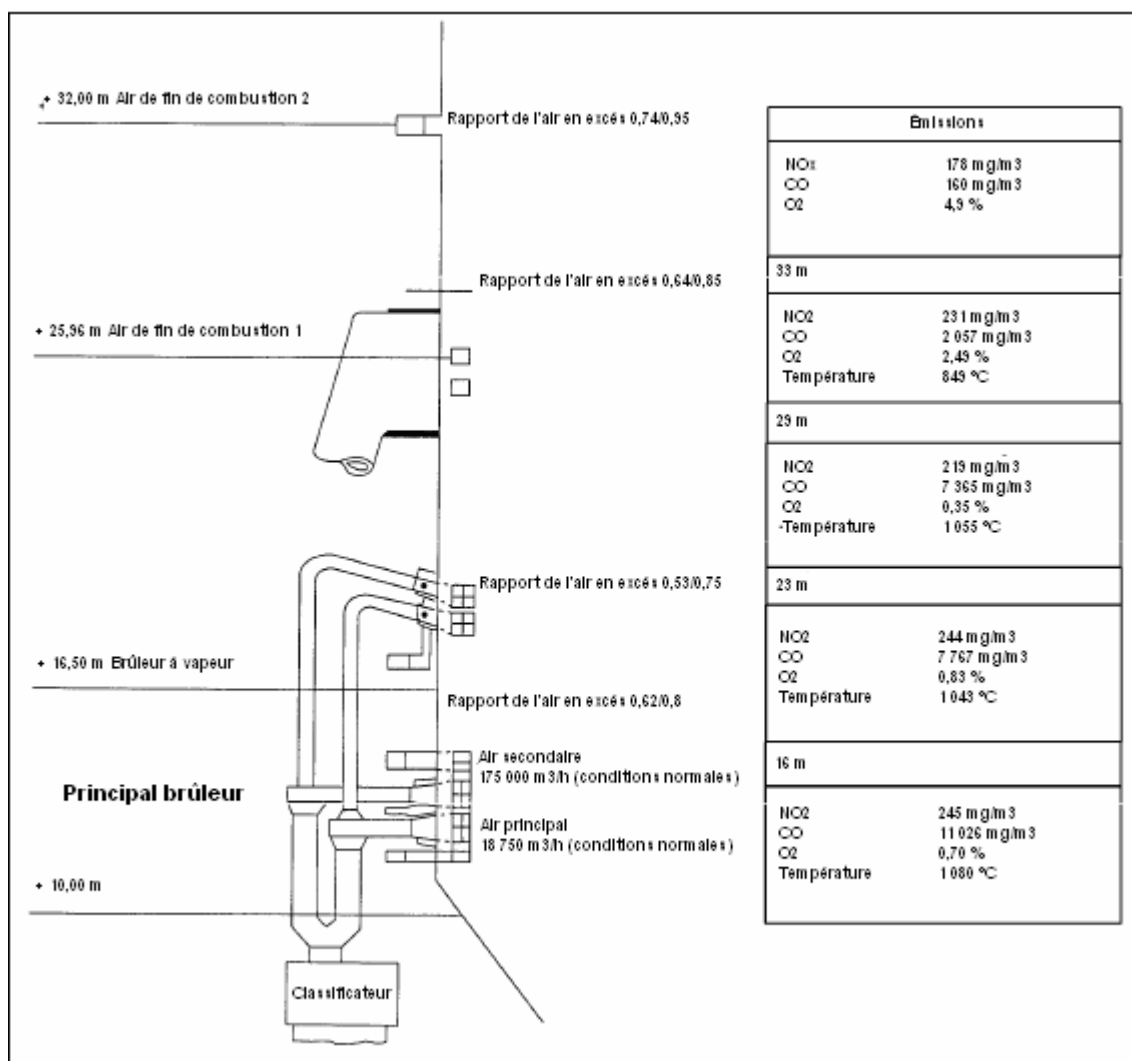


Figure 4.22 : relation entre les NO_x, le CO et l'excès d'air dans différentes parties d'une chaudière au lignite de 150 MWe
[108, Scott, 1997]

Cette technique fournit de meilleurs résultats avec les chaudières à cendres fondues plutôt qu'avec les chaudières à cendres pulvérulentes, avec les chaudières murales plutôt qu'avec les chaudières tangentielles, et avec les installations au charbon plutôt qu'avec les installations au lignite.

Recyclage des gaz de combustion : il n'est pas souvent utilisé dans les chaudières au charbon, sauf dans les chaudières à cendres fondues. Pour les chaudières au charbon, la réduction des émissions de NO_x obtenue grâce à cette technique peut atteindre 15 à 20 %. Cette technique est uniquement utilisée dans les chaudières au lignite par le recyclage des gaz de combustion chauds pour le broyage du lignite. Dans ce cas, les gaz de combustions sont extraits pour sécher le lignite et ne sont donc pas essentiellement utilisés pour réduire les émissions de NO_x. Cependant, il représente toujours l'une des raisons pour la formation de NO_x plus faible par rapport aux foyers au charbon. Souvent, grâce aux gaz de combustion froids, les émissions de NO_x peuvent être davantage réduites et la scorification peut, elle aussi, être réduite pour les cendres de fusion à basse température.

Air additionnel pour la combustion (OFA) : c'est la mesure primaire la plus couramment utilisée dans les chaudières au charbon. Avec des conceptions OFA modernes (optimisation de la conception des buses, débit d'air séparé et tourbillonnant), il est possible de réduire les émissions de NO_x de 40 à 50 % dans les chaudières murales ou tangentielles. L'OFA est une technique de réduction des émissions de NO_x particulièrement efficace pour les chaudières tangentielles dans lesquelles il peut être mis en place sous la forme d'un « OFA monobloc » (c'est-à-dire en ajoutant des entrées de l'OFA juste au-dessus de la ligne de brûleurs la plus haute). Une autre option est l'« OFA séparé » (c'est-à-dire en ajoutant des entrées de l'OFA au-dessus de la zone de combustion principale, séparées des lignes de brûleurs).

Brûleurs bas NO_x (LNB) : pour les chaudières au charbon, les plus souvent utilisés sont les brûleurs de type air étagé ou combustible étagé, avec des réductions des émissions de NO_x respectivement de 25 à 35 % et de 50 à 60 %. Les brûleurs bas NO_x sont la technique la plus courante qui est utilisée pour réduire les émissions de NO_x dans les chaudières au charbon neuves et existantes. Ils constituent une technologie éprouvée avec plusieurs conceptions différentes actuellement disponibles chez les fournisseurs du monde entier, souvent adaptés de façon spécifique pour chaque type et taille de chaudière.

Les brûleurs bas NO_x sont souvent utilisés en association avec l'OFA, en particulier avec les chaudières tangentielles, ainsi qu'avec les injecteurs à charbon pulvérisé (ou basculé ?) et différents types d'OFA. Il est possible d'obtenir des réductions des émissions de NO_x de l'ordre de 50 à 70 %.

Il a été annoncé que les conceptions modernes de brûleurs bas NO_x à air étagé des chaudières murales (avec des buses optimisées ou un tourbillon pour l'injection d'air secondaire, et un déflecteur pour l'injection d'air secondaire/tertiaire) peuvent atteindre des réductions des émissions de NO_x jusqu'à 50 % sans OFA, et jusqu'à 70 % avec OFA.

Dans les centrales électriques au lignite, les réductions des émissions de NO_x peuvent atteindre 75 % avec brûleur bas-NO_x, OFA et/ou recyclage des gaz de combustion.

La mise en place de brûleurs bas-NO_x peut augmenter le niveau du carbone des cendres, qui doit être maintenu dans une certaine limite afin de ne pas mettre en péril la gestion de ces résidus de combustion. L'ajout de classificateurs aux broyeurs à charbon, qui améliorent la finesse du charbon pulvérisé, est un moyen efficace de contrebalancer ce problème. Certains brûleurs bas-NO_x à charbon modernes sont conçus de façon efficace pour ne pas influencer le niveau de carbone des cendres.

Recombustion dans les chaudières au charbon : elle se produit avec du charbon ou, bien plus couramment, avec du gaz naturel comme combustible de recombustion. Le gaz est utilisé bien plus souvent que le charbon. La recombustion est simple à appliquer dans les nouvelles centrales électriques, et elle a également été adaptée avec succès dans les installations existantes.

La recombustion des gaz a récemment été mise en place dans plusieurs chaudières à charbon murales, tangentielles ou cyclone aux États-Unis (de 33 à 600 MWe). La technique de recombustion des gaz a uniquement été installée dans des installations qui disposaient déjà de brûleurs bas-NO_x et/ou d'OFA. La réduction des NO_x correspondante peut atteindre 40 à 50 % du niveau de NO_x obtenu avec des brûleurs bas-NO_x et/ou l'OFA, ce qui avoisine une réduction de 65 à 75 % du niveau de NO_x d'origine (pour un combustible de recombustion représentant 15 à 20 % du débit thermique total).

Une technique de « recombustion des gaz avancée » (AGR), mêlant la recombustion des gaz classique à l'injection d'un agent azoté (ammoniac ou urée, voir le paragraphe sur la réduction sélective non catalytique (SNCR) pour de plus amples détails), a également été mise en place dans une chaudière au charbon. Il semblerait que cette technique encourageante ait permis d'obtenir une réduction des émissions de NO_x de 85 % maximum par rapport au niveau initial des NO_x, mais elle n'a pas encore fait ses preuves.

Réduction catalytique sélective (SCR) ou réduction non catalytique sélective (SNCR) : ce sont des mesures secondaires qui ont largement été appliquées aux installations de combustion au charbon. En Europe, les systèmes de SCR sont particulièrement présents en Autriche, Allemagne, Italie et aux Pays-Bas. En dehors du territoire européen, ils sont surtout appliqués au Japon et aux États-Unis. La technologie de SCR a été appliquée avec succès aux centrales électriques au charbon, mais elle n'a pas encore été appliquée aux installations au lignite. Dans les quelques cas où un système de SCR a été appliqué à des centrales électriques au lignite, il a été constaté que la durée de vie du catalyseur était trop courte, à cause de la teneur élevée en quartz dans les cendres, provoquant une abrasion importante du catalyseur. De plus, le lignite contient généralement beaucoup d'eau et de cendres, et leur combustion se produit généralement à une température de foyer suffisamment basse pour atteindre des émissions de 200 mg/Nm³ sans devoir utiliser de SCR.

Dans les chaudières de centrales électriques, la SCR est normalement placée entre l'économiseur et le préchauffeur d'air (configuration charge élevée en poussières) afin d'augmenter la fenêtre de température en vue de réduire les coûts. Pour la combustion pulvérisée, la SCR (forte teneur en poussières) ne nécessite pas nécessairement une solution de by-pass (dérivation) pour le démarrage et l'arrêt, mais l'injection d'ammoniac doit être limitée aux températures supérieures à la température minimale. Les configurations de traitement final dans lesquelles le catalyseur est placé en aval du préchauffeur d'air nécessitent que les fumées soient réchauffées à la température de fonctionnement du catalyseur, et elles

sont par conséquent plus onéreuses dans leur conception et leur exploitation. Les composants d'adaptation de la SCR requis comprennent le réacteur de la SCR, l'ossature et les conduits associés, le stockage et le système de distribution de l'ammoniac, et les systèmes de contrôles. Les autres composants qui peuvent s'avérer nécessaires comprennent un by-pass d'économiseur et des souffleurs de suie.

Le choix du type et des caractéristiques du catalyseur dépend du débit massique des cendres et de leur potentiel érosif (à plaques, de type nid d'abeilles). C'est pourquoi les concentrations de poussières élevées nécessitent des catalyseurs avec une résistance au colmatage et à la corrosion élevée. Les catalyseurs de SCR à structure intermédiaire en nid d'abeilles sont préférables pour les applications à faible teneur en poussières dans lesquelles presque toutes les cendres volantes ont été éliminées des fumées. L'augmentation de la surface provenant de l'utilisation des catalyseurs SCR à structure intermédiaire en nid d'abeilles dans les applications à faible teneur en poussières provoque la réduction des volumes des catalyseurs par rapport aux applications à forte teneur en poussières.

Les questions du type de chaudière et de la composition du charbon sont largement pris en compte dans la conception du catalyseur et doivent être particulièrement considérées pour chaque installation au charbon. Les foyers à cendres fondues (WBB) avec recirculation des cendres volantes montrent généralement un taux de désactivation du catalyseur supérieur à celui des chaudières à cendres pulvérulentes. Les charbons à forte teneur en arsenic, métaux alcalin ou alcalino-terreux, en phosphore, calcium et en plusieurs autres composés montrent un comportement de désactivation du catalyseur supérieur, qui doit être pris en compte lorsque la durée de vie du catalyseur et les volumes de la charge sont calculés. La teneur en soufre du charbon doit également être regardée afin de déterminer un taux de conversion de SO_2 en SO_3 approprié pour le catalyseur de SCR et pour définir une température de fonctionnement minimale à laquelle la formation du bisulfate d'ammonium peut être évitée.

La durée de vie du catalyseur peut être optimisée par un entretien soigné, notamment par l'utilisation de souffleurs de suie appropriés et en évitant tout contact avec l'humidité pour les catalyseurs exposés aux cendres volantes. Des systèmes de by-pass peuvent être utilisés lorsque les catalyseurs ne fonctionnent pas ou si la température de l'économiseur chute en deçà de la température de fonctionnement minimale du catalyseur, à faible charge de la chaudière.

4.1.9.2 Réduction des émissions issues de la combustion en lit fluidisé

Pour les systèmes en lit fluidisé, le combustible est utilisé grossièrement broyé. Dans les systèmes de combustion en lit fluidisé circulant (CFBC), la zone du lit est étendue par des vitesses supérieures du débit de l'air, et les cendres (nécessaires pour ce type de combustion) doivent être recirculées par le biais d'un cyclone qui fait partie intégrante du CFBC afin de récupérer les grosses particules.

4.1.9.2.1 Réduction des poussières

Pour réduire les poussières dans les chaudières à combustion en lit fluidisé (FBC), on utilise actuellement des électrofiltres et des filtres à manches.

4.1.9.2.2 Réduction des émissions de SO_2

Comme nous l'avons déjà mentionné, les chaudières FBC peuvent fonctionner très efficacement en termes d'élimination du SO_2 , par exemple de 80 à 90 % pour une chaudière BFBC et plus de 90 à 95 % pour une chaudière CFBC. Dans les chaudières FBC, de la chaux ou du calcaire sont ajoutés directement au combustible, puis injectés dans le lit fluidisé. Ces additifs permettent d'appuyer la capacité naturelle des cendres alcalines à capter le SO_2 . Une désulfuration correcte est obtenue en ajoutant du calcaire avec un taux de Ca/S de 1,5 à 3,5. Outre le taux de Ca/S, la température du lit joue aussi un rôle important pour garantir une réduction efficace du SO_2 . Comme le procédé de calcination débute à environ 700 °C et s'améliore avec l'augmentation de la température, la combinaison de la calcination et de la sulfatation la plus favorable se produit à environ 840 °C.

Le système utilisé pour la réduction du soufre dans les chaudières FBC est simple d'utilisation, c'est-à-dire que l'alimentation du sorbant et l'élimination du produit de réaction sont ajoutées au procédé de combustion et qu'un réacteur distinct est inutile.

Pour atteindre environ 100 % d'absorption de SO_2 , la masse d'oxyde de calcium contenue dans le lit doit être supérieure à la masse requise dans les conditions stœchiométriques. Ce surdosage entraîne une augmentation des émissions de NO_x , en particulier dans les chaudières CFBC car CaO catalyse les

réactions des composés azotés. Cependant, l'augmentation la plus importante ne se produit pas tant que la concentration de SO_2 est très faible.

Le principe de la combustion en lit fluidisé comprend une capacité intégrée de protection de l'environnement. L'injection de sorbant dans la chaudière FBC est une méthode de captage du soufre bon marché. Les coûts d'investissement sont faibles car la désulfuration est incorporée au procédé de combustion et un réacteur distinct est inutile. Les mesures secondaires de désulfuration ne sont pas encore très courantes, mais elles ont déjà été utilisées occasionnellement dans quelques installations FBC.

Les plus grandes dépenses opérationnelles proviennent de la consommation de sorbant et de la gestion des résidus issus de la combustion. Le sous-produit de la combustion en lit fluidisé est un mélange de cendres, de CaSO_4 , de combustible imbrûlé et de sorbant n'ayant pas réagi. Des quantités relativement importantes de sorbant sont nécessaires pour atteindre une absorption de SO_x suffisante. Ainsi, le volume des déchets solides issus de la FBC est, lui aussi, important. Jusqu'à aujourd'hui, l'élimination en décharges représentait le moyen le plus courant de gérer les cendres issues des chaudières FBC de la centrale électrique. De plus, les cendres peuvent être utilisées à des fins de construction, comme dans une couche de base ou un remblai de fondation, sous réserve qu'elles ne contiennent pas trop de calcium.

Une charge élevée en poussières peut entraîner le besoin d'agrandir le dépoussiéreur. Les avantages de ce type d'investissement doivent être évalués séparément sur une base économique.

4.1.9.2.3 Réduction des émissions de NO_x

La température de combustion basse (entre 850 et 950 °C) des systèmes de combustion en lit fluidisé est avantageuse pour l'élimination des émissions de NO_x . Toutefois, les chaudières FBC génèrent une proportion significative des émissions de NO_x en N_2O qui a un potentiel de réchauffement de la planète élevé. Mais ce n'est pas la seule façon de réduire les émissions de NO_x dans les chaudières FBC. Il existe par exemple d'autres techniques telles que les systèmes de réduction non catalytique sélective (SNCR) qui sont appliqués dans quelques installations aux États-Unis. Cependant, avec l'amélioration de la désulfuration par l'ajout de calcaire, toute chaux n'ayant pas réagi catalyse la conversion de NH_3 en NO_x . Ainsi, plus on ajoute de chaux (pour la réduction du SO_x) au lit fluidisé, plus on forme de NO_x .

Différents types de combustion en lit fluidisé, généralement les combustions en lit fluidisé bouillonnant (BFBC), sont utilisés dans les grandes installations de combustion de plus petite puissance, et ont tendance à avoir des émissions de NO_x supérieures.

4.1.9.3 Réduction des émissions issues de la combustion en couche

Lors de la combustion du charbon ou du lignite dans les systèmes de combustion en couche, la plus grande partie des cendres reste sur la grille et est recueillie sous forme de cendres pulvérulentes. Seule une petite quantité de cendres quitte le foyer sous forme de cendres volantes qui doivent être collectées dans les dispositifs de réduction des poussières.

4.1.9.3.1 Réduction des poussières

Pour réduire les poussières issues des installations de combustion en couche, on utilise actuellement des électrofiltres et des filtres à manches.

4.1.9.3.2 Réduction des émissions de SO_2

Pour la combustion en couche, qui est principalement appliquée dans les installations de combustion industrielles plus petites (< 100 MW), le combustible à basse teneur en soufre est essentiellement utilisé pour la réduction du SO_2 . Comme la température de combustion varie entre 850 et 950 °C, des additifs comme le calcaire ou la chaux peuvent également être ajoutés directement au combustible pour capter le SO_2 . Ces additifs permettent d'appuyer la capacité naturelle des cendres alcalines à capter le SO_2 . CaSO_3 devient instable à des températures supérieures à 850 °C, et CaO et SO_2 coexistent dans un équilibre chimique. C'est pour cette raison que la combustion en couche n'est pas aussi efficace pour la réduction des émissions de SO_2 .

4.1.9.3.3 Réduction des émissions de NO_x

Les températures de combustion basses des systèmes de combustion en couche sont avantageuses pour supprimer les émissions de NO_x . Dans ce cadre, il est à noter que les systèmes en couche (sans aucune mesure de contrôle supplémentaire) émettent environ 300 mg/Nm³ de NO_x , ce qui est une quantité

largement inférieure à celle d'une installation de combustion pulvérisée au charbon non contrôlée. De plus, l'air additionnel pour la combustion est parfois utilisé pour réduire la génération des émissions de NO_x .

4.1.10 Traitement de l'eau et des eaux usées

Différents types d'eaux usées (Cf. chapitre 1) sont générés par le fonctionnement des installations de combustion au charbon et au lignite. Les techniques décrites pour le traitement des eaux usées au chapitre 3 sont en grande partie appliquées pour la purification des eaux usées provenant des installations au charbon et au lignite.

La gestion des eaux de ruissellement issues des dépôts de charbon, des tas de mâchefer et des stockage de sous-produits nécessite une attention particulière. Avant de déverser les eaux excédentaires, il convient de les protéger en les traitant et les surveillant afin de respecter les limites de pollution applicables. La dilution par de l'eau douce pour respecter ces limites n'est pas acceptable.

4.1.11 Traitement des sous-produits et des résidus de combustion

Lorsque du charbon est brûlé, la plus grande partie de la matière minérale est captée et éliminée sous forme de matière solide à différents endroits du système, comme dans les broyeurs à charbon, dans la partie inférieure de la chaudière, dans le système d'épuration des fumées de l'économiseur et dans la cheminée. Les cendres pulvérulentes sont récupérées dans tous les types d'installations de combustion au charbon et au lignite même si le pourcentage de la quantité totale de cendres qu'elles représentent peut varier. Grâce au recyclage des cendres volantes dans les chaudières à cendres fondues, 100 % sont récupérées sous la forme de cendres fondues. C'est seulement lorsqu'une certaine quantité du combustible imbrûlé reste dans les cendres volantes qu'elle est récupérée séparément et stockée dans un silo spécial. Avec la combustion en lit fluidisé circulant, un cyclone décanteur renvoie la plupart des cendres dans le foyer où elles s'agglomèrent au matériau du lit et sont récupérées sous forme de cendres pulvérulentes.

Avec les systèmes de désulfuration des fumées (FGD) par voie humide à la chaux ou au calcaire, le gypse est récupéré avec une structure cristalline précise. Cela est nécessaire pour séparer le gypse des particules de chaux plus petites et non dissoutes, mais aussi pour sécher le gypse récupéré. Des particules trop petites augmentent l'humidité de ce sous-produit, en général d'environ 10 %. Lorsque le sous-produit est lavé, un produit commercialisable de grande qualité (comparable ou meilleur que le gypse naturel) peut être obtenu, avec seulement quelques traces d'impuretés qui fournissent des indications sur le combustible dont il provient. Dans la plupart des cas, le gypse est recueilli et stocké dans des réserves fermées. Dans certaines installations, le gypse est davantage séché (de 10 à 4 %, voire 1 %) afin de réduire les coûts de transport et d'augmenter la qualité pour l'utilisation.



Figure 4.23 : réserves de gypse fermées
[94, Umwelt + Technik, 2000]

S'il n'existe aucun potentiel commercial pour le gypse, le gypse issu de la FGD est enfoui de manière contrôlée de la même façon que les cendres volantes et fondues. L'enfouissement séparé de l'un ou l'autre des sous-produits est possible, mais on a découvert que le mélange du gypse issu de la FGD avec des cendres volantes et de l'eau usées de la FGD produit une mixture, souvent appelée « stabilisat », dont les propriétés d'enfouissement sont meilleures que celles de chaque composant distinct. Ces propriétés sont : la résistance mécanique, la perméabilité et la solubilité.

La gestion la plus courante des résidus et des sous-produits issus de la combustion au lignite consiste à les enfouir afin de restaurer les mines au lignite à ciel ouvert épuisées. En outre, les cendres volantes sont très souvent utilisées comme matériau permettant de renforcer les pentes surchargées lors de l'exploitation des mines de lignite.

Le « stabilisat » est optimal car il associe les propriétés pouzzolaniques des cendres volantes, ainsi que leur capacité à lier les métaux lourds et les éléments traces, aux propriétés du gypse. Aucun effet négatif sur l'environnement n'est observé dans les décharges contrôlées de sous-produits solides des grandes installations de combustion.

En général, les résidus et sous-produits de combustion, comme les cendres et les sous-produits issus de la FGD, sont recueillis à différents niveaux (chaudière, trémies de dépoussiérage, électrofiltres, filtres à manches et installations FGD). Ces matières sont transportées par des dispositifs hydrauliques ou mécaniques, puis stockées dans des silos fermés ou dans des bâtiments de stockage spécifiques, comme ceux qui sont utilisés pour stocker le gypse issu de l'installation FGD.

Le tableau 4.2 récapitule les options de réutilisation possibles des résidus et des sous-produits provenant de centrales électriques au charbon. La possibilité qui devra être appliquée doit être déterminée au cas par cas.

	Cendres volantes		Cendres pulvé- rulentes		Produit/Produits du procédé de sorption	Gypse
	Lignite	Charbon	Lignite	Charbon		
Secteur de la construction						
Adjuvant du béton (sauf « Flual »)	X	X				
Granulats légers pour béton	X	X	X	X		
Mortier expansé, béton cellulaire	X	X			X	
Béton à hautes performances	X	X				
Production de « Flual »	X					
Adjuvant mélangé de l'industrie du ciment	X	X				
Constituant de la farine crue dans l'industrie du ciment	X	X				
Adjuvant du ciment pour retarder la prise					X	X
Parois d'isolation	X	X			X	
Gypse de construction						X
Industrie céramique	X	X	X	X	X	
Construction des routes et aménagement paysager	X	X	X	X		
Construction de barrages avec la technique du RCC (béton compacté au rouleau)	X	X	X	X		
Fines pour le revêtement bitumineux, les produits de reprise et les liants de sous-couche	X	X				
Stabilisation du sol, matériaux de construction souples pour les travaux de terrassement et la construction de routes	X	X	X	X	X	
Insonorisation		X		X	X	
Technologie d'enfouissement, traitement des déchets	X	X	X	X		
Décharge	X	X	X	X	X	X
Immobilisation des substances dangereuses	X	X				
Matériau pour le revêtement du fond de la décharge	X	X			X	
Filtre de surface pour l'étanchéité de la décharge			X	X		
Conditionnement des boues d'épuration					X	
Matériau de base pour le traitement biologique des eaux résiduaires			X	X		
Fines des fosses à pipeline						
Mélange de ciment à cendres stabilisées	X	X			X	
Comblement des fossés	X	X			X	
Autres méthodes d'utilisation	X	X	X	X		
Matériau d'aménagement pour l'exploitation minière	X	X	X		X	
Production de zéolithe	X	X				
Production d'hydrate moitié alpha et moitié bêta						X
Matériau de remplissage dans l'industrie papetière					X	X
Production d'anhydrite					X	
Procédé Müller-Kühne	X	X	X	X	X	X
Récupération thermique			X	X		
Désulfuration des fumées					X	

Tableau 4.2 : exemples de réutilisation des résidus et des sous-produits issus de la combustion au charbon et au lignite [64, UBA, 2000]

4.2 Exemples de procédés et techniques appliqués

Cette partie du chapitre 4 fournit plusieurs exemples des techniques et procédés qui sont actuellement utilisés dans différentes installations de co-combustion. Ces exemples visent à démontrer de quelle façon les techniques spécifiques ont été appliquées aux installations nouvelles ou modifiées (retrofitées) afin de garantir un niveau élevé de protection de l'environnement dans son ensemble en prenant en compte, pour chaque cas, les conditions spécifiques à chaque site et les exigences environnementales. Cependant, les informations collectées ne permettent pas toujours de définir si ou comment chaque technique décrite dans les exemples a été évaluée par rapport à la définition des meilleures techniques disponibles fournies dans l'article 2 (11) de la directive, ainsi que par rapport à la liste des « considérations à prendre en compte de façon générale ou dans des cas spécifiques lors de la définition des meilleures techniques disponibles en gardant à l'esprit les coûts et les avantages probables d'une mesure et les principes de précaution et de prévention », et, par conséquent, la façon dont la technique a été sélectionnée et appliquée. De plus, on ne peut pas assurer que les performances environnementales présentées sont constantes et continues sous toutes les conditions de fonctionnement, sur telle période de temps, si des problèmes sont survenus et quels sont les effets croisés. En outre, on ne sait pas toujours ce qui pousse à appliquer la technique et la façon dont les coûts et les avantages environnementaux sont liés dans chaque cas. C'est pour cette raison que les informations fournies dans les exemples ci-dessous visent uniquement à donner des indications générales sur la pratique actuelle, et ne peuvent pas être considérées comme des points de référence appropriés. Les techniques citées en exemples proviennent des d'informations fournies et évaluées par les membres du groupe de travail technique dans le cadre de l'échange d'informations sur les grandes installations de combustion.

4.2.1 Exemples de techniques individuelles appliquées

EXEMPLE 4.2.1.1 SYSTÈMES DE COMBUSTION TANGENTIELLE À NO_x ULTRA-BAS (ULNTF) DU CHARBON BITUMINEUX

Description : le concept du système de combustion tangentielle du charbon bitumineux à NO_x ultra-bas se caractérise par une superposition de l'étagement d'air radial et axial. La combustion se produit dans des conditions sous-stœchiométriques. L'air est fourni à différentes étapes, dans une direction verticale. Grâce à l'étagement d'air radial, une zone avec une teneur élevée en O₂ et une teneur basse en CO est créée à l'extérieur du foyer. Elle permet ainsi de protéger efficacement les parois du foyer contre toute corrosion (Figure 4.24).

Les brûleurs sont installés dans les angles. Chaque broyeur fournit du combustible pulvérisé au niveau d'un brûleur. Au-dessus du niveau du brûleur supérieur, les buses d'air additionnel pour la combustion sont disposées sur les parois du foyer à une certaine distance du niveau du brûleur supérieur afin d'autoriser les réactions de réduction des émissions de NO_x. La disposition et la taille des buses d'air additionnel pour la combustion ont été sélectionnées de façon à ce que la quantité d'air additionnel pour la combustion soit parfaitement distribuée sur la section du foyer afin de maintenir une combustion efficace. Chaque brûleur se compose d'un ou de deux injecteurs, d'une buse à air décalée rectangulaire, d'une buse à air intermédiaire rectangulaire (dans ce cas, deux injecteurs sont présents) et de deux buses à air circulaires (supérieure et inférieure). Ces buses sont utilisées pour les brûleurs à combustible liquide (fioul) lors du démarrage de l'installation. Les buses à air décalées sont installées au-dessus de chaque brûleur. Elles sont tournées en direction des parois du foyer pour créer une couche d'air aux parois du foyer. Tous les autres injecteurs et buses d'air sont dirigés vers le cercle tangentiel à l'exception des buses d'air additionnel pour la combustion (Figure 4.24).

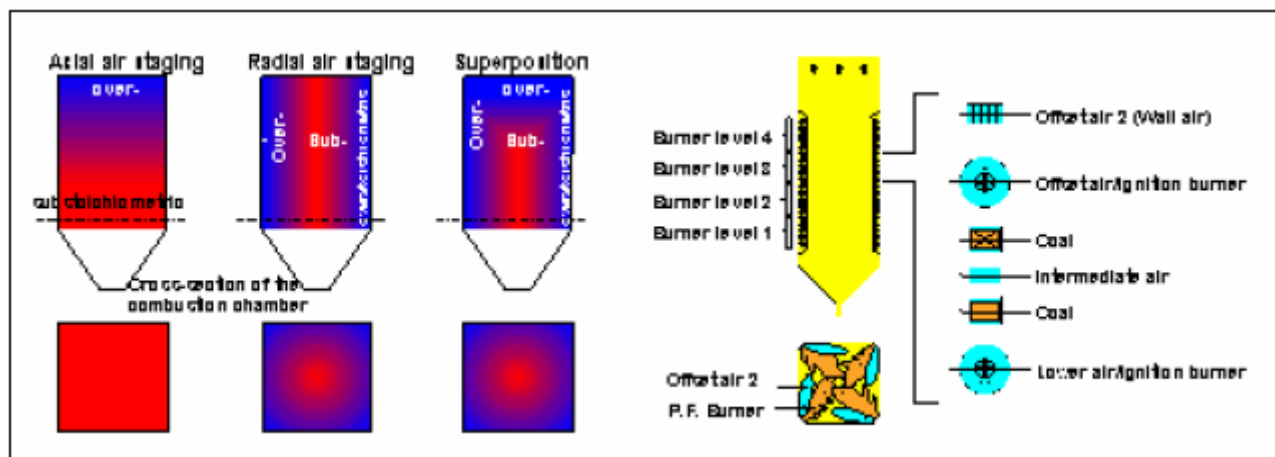
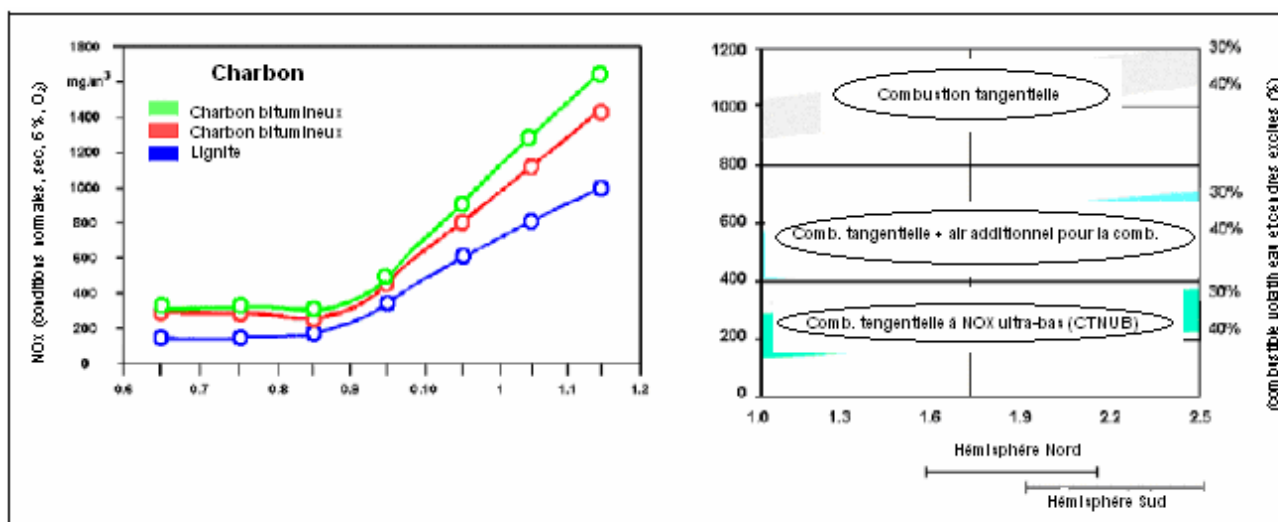


Figure 4.24 : principe de l'étagement d'air axial et radial

Avantages pour l'environnement : Les émissions de NO_x , qui peuvent être obtenues comme une fonction de la stœchiométrie au niveau du brûleur, sont décrites dans la figure 4.25. Comme cette figure le montre, les émissions de NO_x dans la plage de stœchiométrie supérieure sont considérablement réduites avec une diminution de la stœchiométrie des brûleurs. Cependant, les émissions de NO_x atteignent leur plus haut niveau à une stœchiométrie inférieure à 0,80.

Figure 4.25 : NO_x par rapport à la stœchiométrie des brûleurs et au système de combustion

CO et O_2 sont vérifiés à proximité des parois du foyer, en parallèle des mesures des émissions de NO_x . Seules des concentrations très basses en CO et des concentrations élevées en O_2 sont mesurées au niveau des parois avec le système de combustion ULNTF lors du fonctionnement à ultra-bas NO_x . La figure 4.25 montre également une comparaison entre le système de combustion à ultra-bas NO_x (ULNTF) T (avec le niveau d'air décalé et le niveau d'air additionnel pour la combustion), le système de combustion à bas NO_x (avec le niveau d'air additionnel pour la combustion) et le système de combustion du charbon bitumineux basique en ce qui concerne les NO_x . Cette figure montre le potentiel de réduction des émissions de NO_x du système de combustion à ultra-bas NO_x pour tous les charbons bitumineux présents sur le marché mondial. La figure 4.26 compare les valeurs de NO_x pour une sélection de centrales électriques (appelées de A à M).

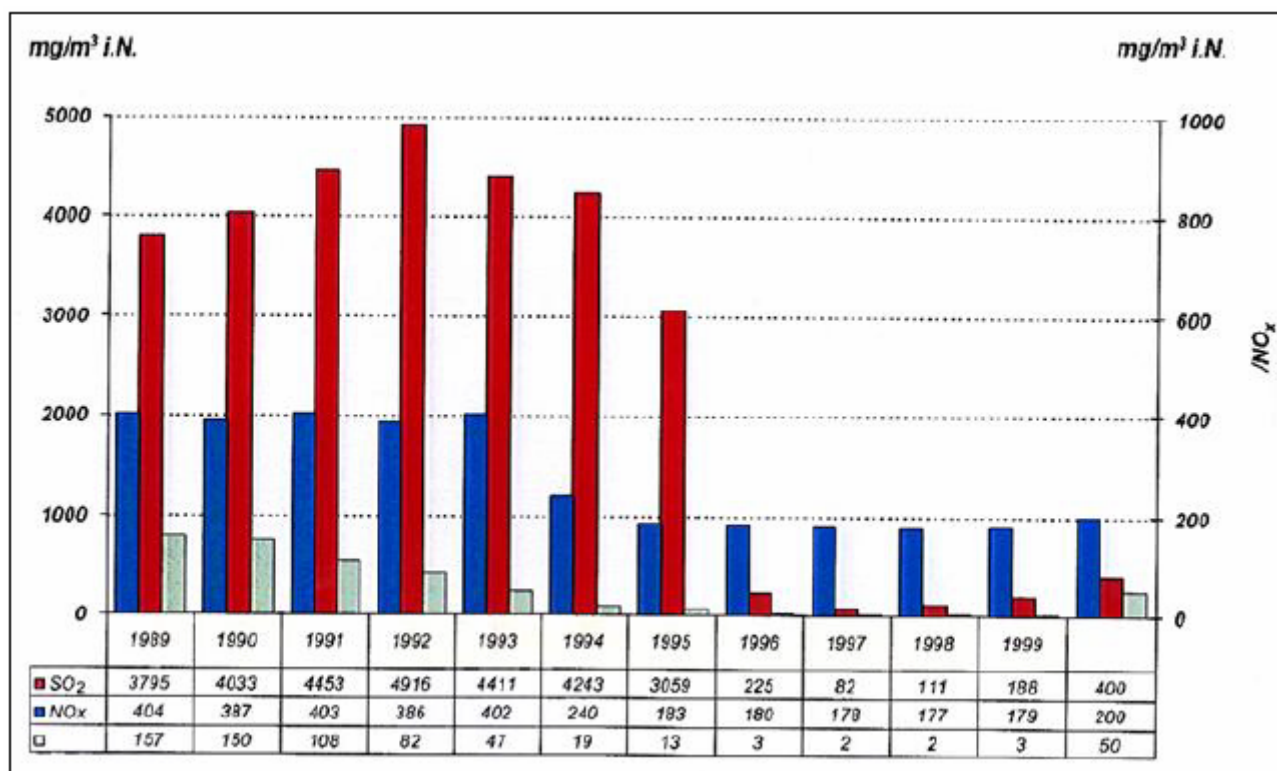


Figure 4.26 : comparaison des valeurs de NO_x pour une sélection de centrales électriques

Applicabilité : une expérience limitée est disponible avec les systèmes de combustion tangentielle à ultra-bas NO_x, pouvant généralement être appliqués aux installations nouvelles et modifiés les installations existantes.

Effets croisés : aucun effet potentiel.

Données opérationnelles :

- la réduction des températures de l'excès d'air et des gaz d'échappement entraîne l'amélioration du rendement du générateur de vapeur. De plus, l'augmentation du rendement apporte une contribution importante à la réduction des émissions de CO₂.
- la réduction de la teneur en NO_x des fumées entraîne une diminution de la consommation d'ammoniac du catalyseur et une augmentation de la durée de vie du catalyseur (le cas échéant).
- l'optimisation du rendement du générateur de vapeur, la réduction de la consommation électrique des ventilateurs d'aspiration (de tirage), de chauffe et de FGD entraînent l'amélioration du rendement net de la centrale électrique.

Aspect économique :

- amélioration du rendement du générateur de vapeur
- augmentation de la puissance nette fournie
- aucun coût de fonctionnement supplémentaire.

Moteur de la mise en œuvre : exigences de la réglementation nationale/européenne en matière de réduction des émissions de NO_x et/ou augmentation du rendement de la chaudière et diminution de la consommation de combustible.

Littérature de référence: [114, Alstom, 2001], [115, Epple, et al., 1995], [116, Kather, 1996], [117, Marx, et al., 1997], [34, Verbund, 1996].

EXEMPLE 4.2.1.2 MESURES PRIMAIRES DE RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE NO_x DES SYSTÈMES À COMBUSTION VERTICALE AVEC PRÉCHAUFFAGE DU COMBUSTIBLE ET DES BRÛLEURS CYCLONE INTÉGRÉ A UN SYSTÈME OFA

Description : Dans les années 1920, le système de foyer à charbon pulvérisé préféré était la combustion verticale (à arc) car elle permettait de bénéficier de la stabilité de la flamme en admettant de l'air secondaire par le biais des ouvertures situées le long de la paroi verticale au-dessous de l'arc. Plus tard, l'adoption des brûleurs « turbulents », nécessitant uniquement de l'air secondaire turbulent autour des buses à air primaire/charbon, a permis d'utiliser des foyers à charbon pulvérisé à combustion horizontale dans la majorité des installations. Cependant, la combustion à charbon pulvérisé d'anthracite sans l'apport de combustible nécessite l'alimentation progressive d'air secondaire, ce qui est caractéristique de la combustion à arc (AF). Les avantages des anthracites sont leur faible teneur en soufre, leur présence dans le monde entier et les réserves considérables en Asie de l'Est.

La technologie de combustion à arc la plus fructueuse a conservé les mêmes rapports de débit élevés (~70/30) d'air à la paroi verticale/arc des premiers systèmes de combustion verticale. De plus, ses brûleurs sont conçus comme des cyclones séparateurs afin de purger l'air du mélange air primaire/charbon. Cela favorise l'inflammation sans appoint (autonome), obtenue même avec des charbons contenant moins de 5 % de matières volatiles. Autre caractéristique encore plus significative que l'inflammation : la teneur en hydrogène du combustible, qui avec cette technologie de combustion à arc peut être en dessous de 1,5 % pour la combustion sans appoint (autonome) à pleine charge. Avec des charbons plus volatiles, les installations de combustion à arc ont atteint des émissions de NO_x au niveau bas des brûleurs à combustion horizontale à bas NO_x les plus avancés. Toutefois, il est important de noter que les conceptions anciennes pour la réduction des émissions de NO_x avec étagement d'air dans le brûleur et le foyer ont uniquement ciblé l'azote du combustible libéré lors de la perte de matières volatiles du charbon.

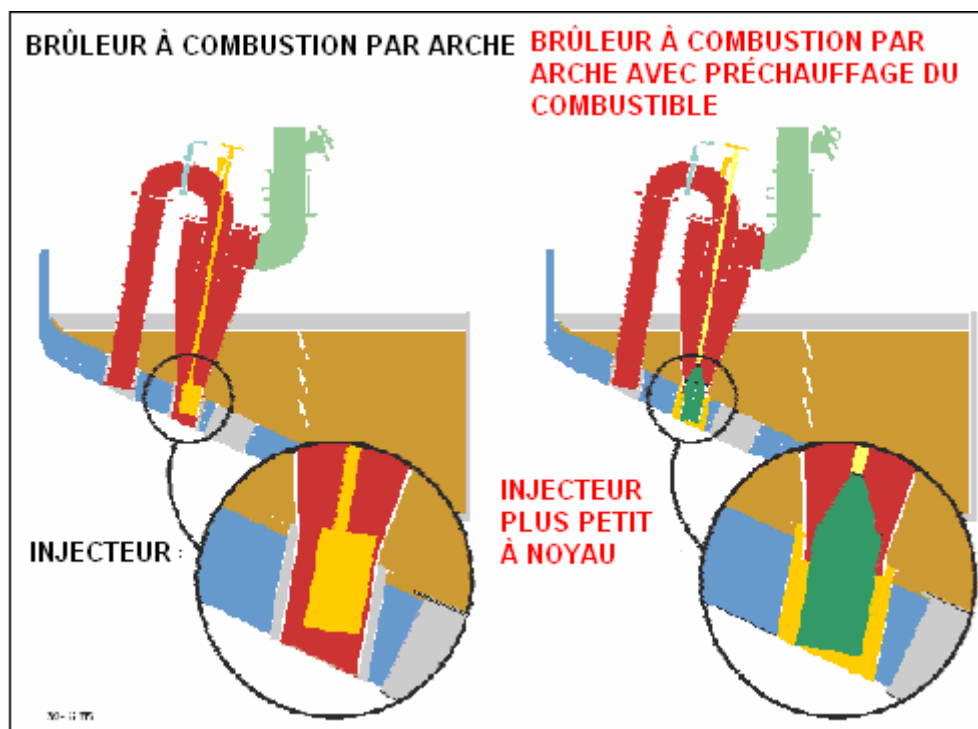


Figure 4.27 : brûleur à combustion à arc avec préchauffage du combustible [192, TWG, 2003]

La figure 4.27 montre la disposition standard d'un brûleur cyclone à combustion à arc avec un agrandissement détaillé de l'injecteur. Cette figure illustre la modification du préchauffage du combustible améliorant la stabilité de la flamme. La modification a impliqué le raccourcissement de l'injecteur cylindrique afin de permettre le mélange de l'air froid/du charbon avec l'air chaud autour de l'injecteur, ainsi que l'ajout d'un « noyau » dans l'injecteur afin d'améliorer la capacité de purge du cyclone tout en maintenant la quantité de mouvement de l'air pour une pénétration de flamme correcte. Une autre modification peut concerner l'intégration d'un évent du brûleur cyclone à combustion à arc dans un système d'air additionnel pour la combustion. L'évent permettra de transporter la majorité de

l'humidité du charbon et les particules les plus fines du charbon pulvérisé dans une phase maigre, que l'OFA a rendu encore plus maigre.

Une conséquence inévitable des mesures primaires de réduction des émissions de NO_x est l'augmentation du combustible imbrûlé (carbone imbrûlé). Le remplacement par un classificateur plus efficace du produit de broyage peut permettre de contrebalancer cette augmentation de combustible imbrûlé. Un composant relatif à cette technique de réduction des émissions de NO_x implique l'utilisation d'un classificateur statique réglable au lieu du classificateur à chicanes des broyeurs cylindriques ou à boulets, ce qui est la meilleure solution pour pulvériser l'anthracite. Les deux types de classificateurs font partie intégrante du broyeur à boulets. Le classificateur statique réglable est conçu comme un cyclone avec plusieurs entrées qui sont définies par des aubes réglables.

Avantages pour l'environnement : Les charbons définis dans le tableau 4.3 ont été testés dans une installation américaine de test environnemental et de combustion à arc de 22 MW_{th}, comprenant un mélange de charbons américains de Pennsylvanie. Avec la modification du préchauffage du combustible, une combustion stable a été obtenue avec chaque charbon testé, même à 50 % de charge. Pour un NO_x donné, le combustible imbrûlé correspondant a été réduit par chaque modification. Avec le préchauffage du combustible et les modifications de l'évent en OFA, plus de 50 % de réduction des émissions de NO_x ont impliqué moins du doublement du combustible imbrûlé. Les tendances résultant des autres charbons testés étaient semblables, en particulier en fonctionnement avec l'OFA.

	Analyse Pourcentage massiques							HHV ^c	HGI ^d
	MV ^a	Cendres ^a	H ₂ O ^a	C ^b	H ^b	N ^b	S ^b	kcal/kg	
Charbons (groupe ASTM)									
Mélange 50/50 (~semi-anthracite)	13,5	11	9,1	72,9	2,9	1,4	1	7 530	68
Kocher, Pennsylvanie (anthracite)	6,9	11,3	11,5	72,4	2,1	1,0	0,7	7 220	42
Carbonar, Espagne (anthracite)	5	19,5	7,6	68,5	1	0,7	0,7	7140	43
a Analyse immédiate : = matières volatiles (MV), cendres et humidité totale (H ₂ O) b Dernière analyse : éléments tels qu'indiqués c Pouvoir calorifique supérieur d Indice de broyabilité de Hardgrove.									

Tableau 4.3 : analyse des différents charbons testés

Deux des 16 brûleurs d'une installation européenne à combustion à arc à anthracite de 154 MW_e ont subi une modification du préchauffage du combustible. Lors du test avec un charbon local contenant 5 % de matière volatile, une teneur en hydrogène de 1 % (Carbonar, Espagne, tableau 4.3), les brûleurs modifiés ont pu fonctionner sans aucun appoint de fioul pour eux ou dans les brûleurs avoisinants, même à une charge technique minimale de 60 %.

Deux installations américaines à combustion à arc (centrales électriques), chacune d'une puissance de 300 MW_{th}, brûlant des anthracites avec une teneur en cendres et en humidité élevée et 7 % de matière volatile, ont redémarré au printemps de l'année 2002 après avoir effectué les modifications de la buse de préchauffage et de l'évent en OFA. Résultat : ces mesures primaires (dans le foyer) ont largement répondu à la garantie commerciale des deux installations à 300 MW_{th}, consistant à réduire le niveau des émissions de NO_x avant la mise aux normes, de (~950–1 180 mg/Nm³) à (~510 mg/Nm³). En effet, ce nouveau système de combustion à charbon pulvérisé se classe parmi les systèmes qui sont parvenus à réduire le plus les émissions de NO_x malgré la combustion seulement de charbon avec des matières volatiles très faibles. Des mesures secondaires (finales) visant à réduire les émissions de NO_x en fonction d'une urée plus sûre ont pu être adoptées car grâce à cette technique, le CO resté bien inférieur à la limite classique de 100 ppm dont l'urée a besoin, peut facilement se décomposer dans la réaction avec ammoniac.

Le retrofit (reconversion) du classificateur statique réglable dans les six broyeurs à boulets d'une installation européenne à combustion d'anthracite à arc de 330 MW_e a réduit la quantité du combustible imbrûlé de plus de 50 %.

Applicabilité : l'utilisation de la buse de préchauffage et de la technique de l'évent en OFA convient aux nouvelles installations de plus de 30 GWe et aux installations à combustion à arc aux États-Unis, en Europe et en Asie de l'Est, pouvant atteindre 717 MW_e.

Effets croisés : La buse de préchauffage et la technique de l'évent en OFA réduisent les coûts relatifs à l'application de mesures secondaires. Pour les combustibles dont la teneur en hydrogène est inférieure à 1,5 %, cette technique évite d'utiliser en appoint le charbon ou pétrole ayant une teneur en matière volatile supérieure et que l'un ou l'autre soit utilisé en co-combustion afin d'assurer la stabilité de la flamme. Lorsqu'il est combiné au classificateur statique réglable, elle évite les coûts et les problèmes externes qui sont associés à l'augmentation de la consommation de combustible.

Données opérationnelles : aucun grand changement à l'exception de la réduction des émissions de NO_x et de l'augmentation de la flexibilité du combustible, telles que mentionnées.

Aspect économique : les coûts liés au retrofit (reconversion) de la buse de préchauffage et de l'évent en OFA sont de l'ordre de grandeur de ceux qui sont mentionnés dans la littérature sur la réduction des émissions de NO_x par les mesures primaires dans les chaudières à combustion murale ou opposée. Le coût initial du classificateur statique réglable représente une partie du coût des classificateurs dynamiques, et ses coûts de fonctionnement et de maintenance sont négligeables alors qu'il contrebalance également l'augmentation de la consommation de charbon suite à la mise en place des modifications relatives à la réduction des émissions de NO_x.

Moteur de la mise en œuvre : diminution des valeurs limites des émissions de NO_x. En outre, le « mécanisme pour un développement propre » du Protocole de Kyoto devrait créer des opportunités de retrofit (reconversion) des installations existantes en Asie de l'Est.

Littérature de référence: [172, Garcia-Mallol, et al., 1999], [173, Garcia-Mallol, et al., 2000], [174, Garcia-Mallol, et al., 2002].

EXEMPLE 4.2.1.3 RECOMBUSTION PAR LE GAZ (sur chaudière charbon) ET PAR LE CHARBON (sur chaudière charbon) AFIN DE RÉDUIRE LES ÉMISSIONS DE NO_x DANS LES CHAUDIÈRES DE CENTRALE ÉLECTRIQUE

Description : le procédé de recombustion est une technique de modification de la combustion dans le foyer en vue de la réduction des émissions de NO_x dans les grandes chaudières de centrale électrique. Reportez-vous à la description détaillée du procédé de recombustion au paragraphe 3.4.1.5 du présent document.

Avantages pour l'environnement : le procédé de recombustion a prouvé son efficacité à réduire les émissions de NO_x des grandes installations à combustion au charbon pulvérisé. Ce procédé a été démontré en Europe dans des grandes centrales électriques au charbon au Royaume-Uni (Écosse) (600 MW_e, recombustion par du gaz) et dans une centrale électrique en Italie (320 MW_e, recombustion par du charbon (sur chaudière charbon)), avec une réduction des émissions de NO_x de 45 à 60 % (par rapport aux émissions liées à la combustion utilisant seulement des brûleurs à bas-NO_x).

D'un niveau d'émissions de référence de 650 mg/Nm³ à 6 % d'O₂, les émissions de NO_x d'une installation à recombustion seraient donc de l'ordre de 325 mg/Nm³ (à 6 % d'O₂).

Les performances dépendent du temps de séjour disponible dans le foyer : des émissions plus faibles sont atteintes avec des temps de séjour plus longs et inversement, des temps de séjour plus courts limiteront la réduction des émissions de NO_x qui peut être obtenue.

Applicabilité : le procédé de recombustion est très intéressant pour les nouvelles chaudières, mais étant donné la nécessité de disposer de grandes chambres de combustion, il semble moins approprié aux situations de retrofit (reconversion). Dans l'idéal, le foyer posséderait un long temps de séjour disponible afin d'atteindre des performances optimales, ce qui est particulièrement important pour la recombustion du charbon. Cependant, le procédé peut également être appliqué aux foyers compacts. Même si, à ce niveau, il y aura invariablement un compromis avec les NO_x et/ou la teneur en carbone des cendres, l'expérience montre jusqu'à nos jours que l'on peut obtenir des réductions considérables des émissions de NO_x. C'est pour cette raison qu'en principe, le procédé est applicable aux grandes chaudières au charbon pulvérisé (c'est-à-dire 500 MW_{th} et plus).

La recombustion du gaz peut uniquement être appliquée aux sites où le gaz naturel est disponible à un prix défiant toute concurrence.

Effets croisés : l'introduction de la recombustion permet d'augmenter la teneur en carbone des cendres et, dans certains cas, cela peut rendre les cendres volantes invendables (pour une utilisation dans l'industrie du ciment par exemple), ce qui conduit donc à augmenter l'enfouissement. Pourtant, dans la pratique, l'augmentation de la teneur en carbone des cendres a été acceptable (et il est toujours nettement inférieur à celui provenant de l'étagement d'air du foyer). Dans la centrale située au Royaume-Uni (Écosse), la teneur en carbone des cendres était semblable aux niveaux de référence alors que dans la centrale italienne, il était supérieur d'un facteur 1,25. En prenant en compte l'application potentielle de la recombustion d'une installation spécifique, l'augmentation potentielle de la teneur en carbone des cendres représente un grand intérêt. Les mesures visant à réduire l'impact potentiel sur la combustion comprennent l'amélioration de la finesse du charbon pulvérisé (par exemple, l'amélioration du broyeur et/ou du classificateur) ainsi que l'augmentation du temps de séjour effectif dans la zone de combustion (par exemple, la réduction des émissions de NOx par opposition à la combustion).

La recombustion peut également entraîner une réduction du rendement thermique de la chaudière, conséquence de l'augmentation de la teneur en carbone des cendres (voir ci-dessus) et, dans le cas de la recombustion du gaz, conséquence de l'augmentation de la perte en humidité lorsqu'une partie de la puissance thermique est obtenue à partir du gaz naturel au lieu du charbon. L'expérience menée au Royaume-Uni (Écosse) et en Italie a montré que toute dégradation du rendement thermique est insignifiante et peut-être prévue.

Données opérationnelles :

- **Recombustion par du gaz** (sur chaudière charbon) : des émissions de NOx entre 250 et 300 mg/Nm³ à 6 % d'O₂ ont été obtenues, ce qui représente une réduction de 60 % des niveaux de référence. La teneur en carbone des cendres n'a pas considérablement augmenté par rapport au niveau de référence. Aucun effet défavorable n'est à signaler sur les performances de la chaudière. Le rendement thermique a été réduit de 1 % du fait de l'augmentation de la perte en humidité provenant de la substitution de 20 % du charbon par du gaz naturel.
- **Recombustion par du charbon** (sur chaudière charbon) : des émissions de NOx entre 300 et 370 mg/Nm³ à 6 % d'O₂ ont été obtenues grâce à une large gamme de charbons provenant du monde entier (de Colombie, Afrique du Sud par exemple), avec seulement une légère augmentation de la teneur en carbone des cendres (un facteur de 1,25 fois le niveau de référence). Aucun impact majeur n'est à déplorer dans le fonctionnement de la chaudière, et le rendement thermique n'a presque pas été modifié.

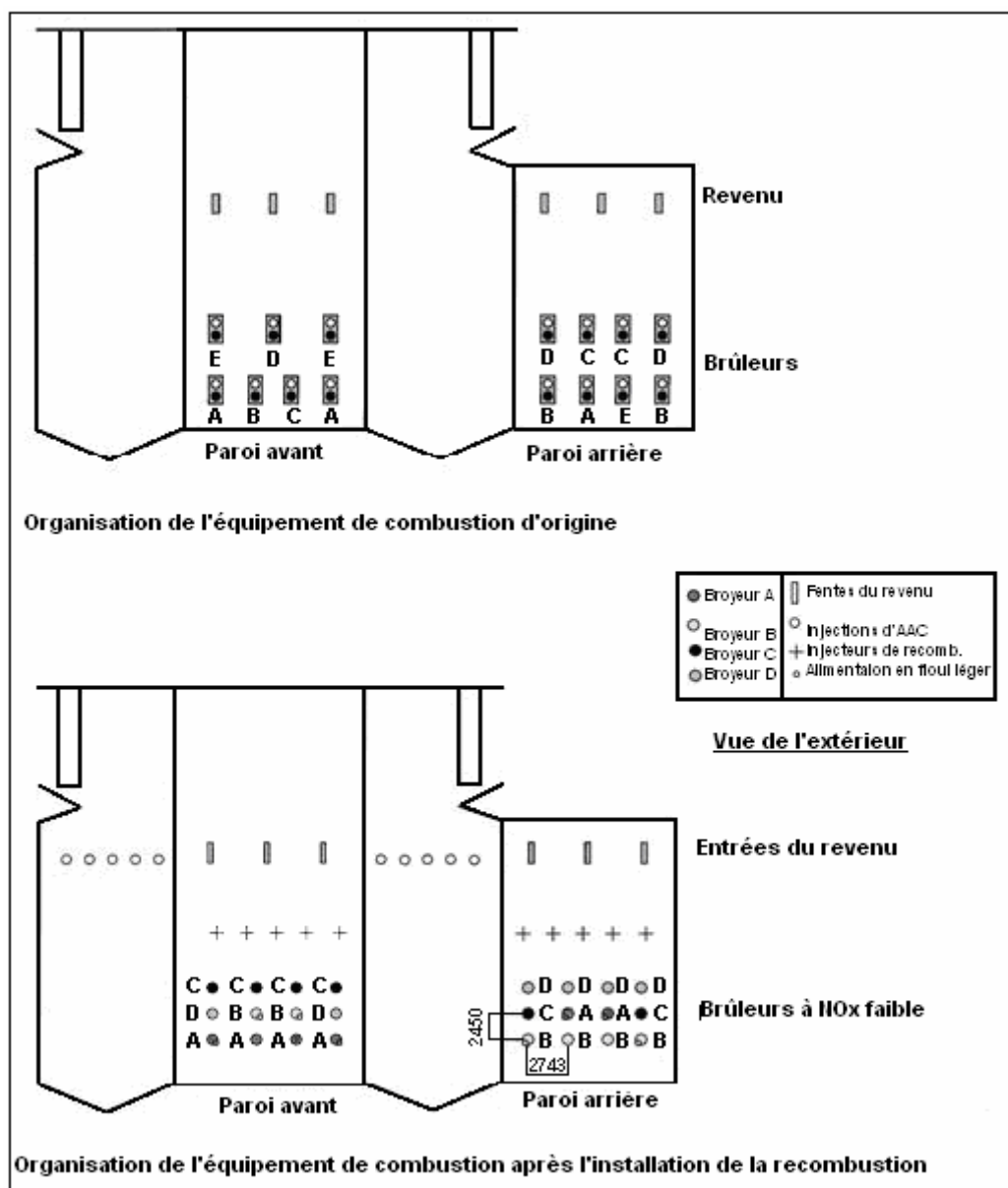


Figure 4.28 : modification de la chaudière existante par l'application de la recombustion par du charbon (sur chaudière charbon)

Aspect économique : les coûts de l'installation du procédé de recombustion sont spécifiques à chaque site, et il sont en général dominés par le besoin (le cas échéant) d'un système de recyclage des gaz de combustion. Les autres considérations comprennent la mesure dans laquelle le matériel de classification du broyage doit subir une mise à niveau, les contraintes d'accès, les systèmes de contrôle et d'instrumentation, etc. En général, le coût d'investissement d'un système de recombustion sera de l'ordre de 7,8 à 15,6 EUR par kW_e.

Pour un système de recombustion par du charbon (sur chaudière charbon) sans recyclage des gaz de combustion (FGR), toutes les augmentations des coûts de fonctionnement sont minimales, sous réserve que les teneurs en carbone des cendres demeurent dans des limites acceptables. Ces coûts comprennent en général une consommation électrique auxiliaire supplémentaire (pour les classificateurs dynamiques et les ventilateurs OFA s'ils sont installés) ainsi que l'augmentation des coûts d'entretien du matériel de recombustion.

Le besoin en recyclage des gaz de combustion implique une importante demande électrique supplémentaire.

Avec les systèmes de recombustion par du gaz (sur chaudière charbon), l'écart de prix entre le gaz naturel de recombustion et l'alimentation principale en charbon représentera le coût de fonctionnement le plus important de la majorité des installations.

Moteur de la mise en œuvre : le développement du procédé de recombustion a été motivé par le renforcement de la réglementation relative aux émissions de NO_x à l'échelle internationale, et par les avantages économiques correspondant au respect de ces limites par les mesures de combustion primaires plutôt que par les mesures secondaires onéreuses (comme par le biais de la réduction catalytique sélective).

Littérature de référence: [65, Golland, et al., 1998], [66, Hesselmann, et al., 2000].

EXEMPLE 4.2.1.4 MESURES PRIMAIRES DE REDUCTION DES EMISSIONS DE NO_x DANS LES SYSTEMES DE COMBUSTION AU CHARBON BITUMINEUX DES CHAUDIERES A CENDRES PULVERULENTES – PAR OPPOSITION AUX SYSTEMES DE COMBUSTION AVEC DES BRULEURS BAS-NO_x TURBULENTS (DS burner)

Description : Dans une combustion opposée, les brûleurs sont disposés sur plusieurs niveaux sur les parois avant et arrière du foyer (voir la figure 4.29). Avec les brûleurs turbulents, une inflammation stable et une optimisation des mesures de réduction des émissions de NO_x sont possibles au niveau de chaque brûleur.

La condition nécessaire à un procédé efficace de réduction des émissions de NO_x consiste à optimiser la préparation du combustible. Un système de broyage souple, en ce qui concerne la force et la finesse du broyage, se prête particulièrement bien à la combustion d'une vaste gamme de combustibles et de charbons de qualité inférieure. C'est pourquoi un broyeur moderne fait partie intégrante du système de combustion à bas NO_x moderne qui a été présenté.

Le brûleur bas NO_x à charbon pulvérisé de type turbulent (figure 4.29) est le composant clé du système de combustion bas NO_x. Au fond, ce brûleur est un brûleur turbulent. Pour réduire la formation de NO_x, le brûleur possède des caractéristiques et des éléments supplémentaires. Une turbulence est installée avec le charbon pulvérisé au niveau du brûleur, ainsi qu'une couronne de stabilisation au niveau de la sortie. Ainsi, une inflammation anticipée et stable de la flamme est obtenue au niveau de la couronne de stabilisation. La plus grande partie de l'air de combustion est alimentée (comme l'air secondaire et tertiaire) de façon définie le long des segments de chicanes d'air vers la flamme pour retarder le mélange.

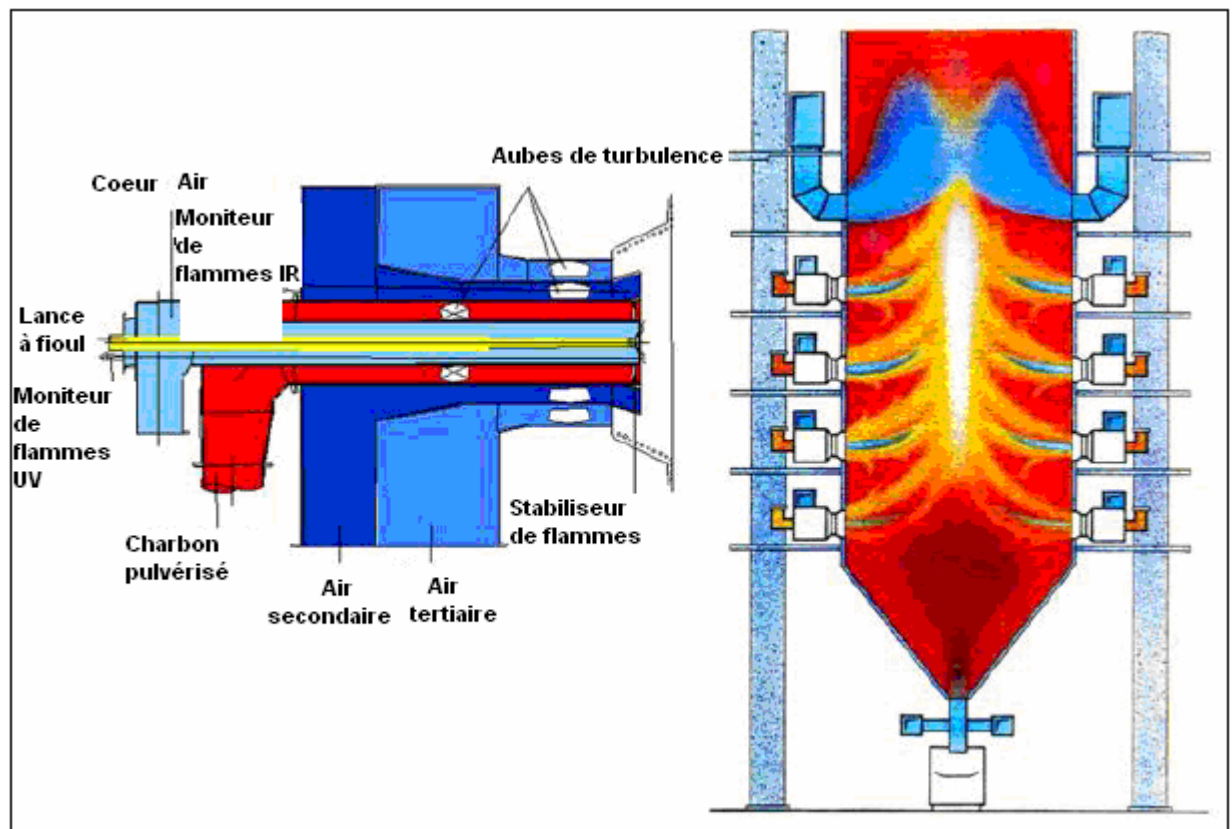


Figure 4.29 : brûleur turbulent intégré dans une chaudière à combustion opposée
[67, EPPSA, 2001]

L'association de brûleurs bas NO_x et de l'étagement d'air dans le foyer (figure 4.29) réduit davantage les émissions de NO_x. Les brûleurs fonctionnent avec un facteur d'air sous-stœchiométrique ou proche de la stœchiométrique, et l'air de combustion restant est uniquement admis après un certain temps de combustion. L'objectif consiste à réduire le NO, qui s'est d'abord formé dans la zone du brûleur, dans une prochaine zone de réduction.

Les systèmes de combustion modernes fonctionnent avec peu d'excès d'air. Un facteur d'air typique dans une installation moderne est de 1,15. Le fonctionnement avec peu d'excès d'air et à un mode de fonctionnement optimale des brûleurs bas NO_x nécessite un réglage précis du rapport combustible/air au niveau des brûleurs. Cela est obtenu par la distribution uniforme du charbon pulvérisé provenant du broyeur vers les brûleurs concernés, et en contrôlant l'alimentation d'air vers le groupe de brûleurs qui se situe à un certain niveau et pour lequel le combustible provient du broyeur (ou, rarement, l'air est fourni à chaque brûleur de façon individuelle).

Avantages pour l'environnement : dans la figure 4.30, la teneur mesurée en NO_x d'un générateur de vapeur avec une capacité de vapeur de 530 t/h et avec 8 brûleurs turbulents (puissance thermique de 80 MW) dans une disposition opposée a été déterminée comme une fonction du facteur d'air au niveau du brûleur, avec une chaudière à pleine charge. Avec le facteur d'air de fonctionnement habituel de 0,95 et un charbon bitumineux à teneur élevée en matières volatiles, des valeurs de NO_x d'environ 280 mg/m³ ont été atteintes avec une combustion très stable. Des tests approfondis sur l'atmosphère des fumées au niveau des parois du foyer ont montré que, même en mode de fonctionnement à NO_x faible, les concentrations d'oxygène (> 1 %) au niveau des parois sont suffisantes pour écarter toute corrosion sur les parois du foyer.

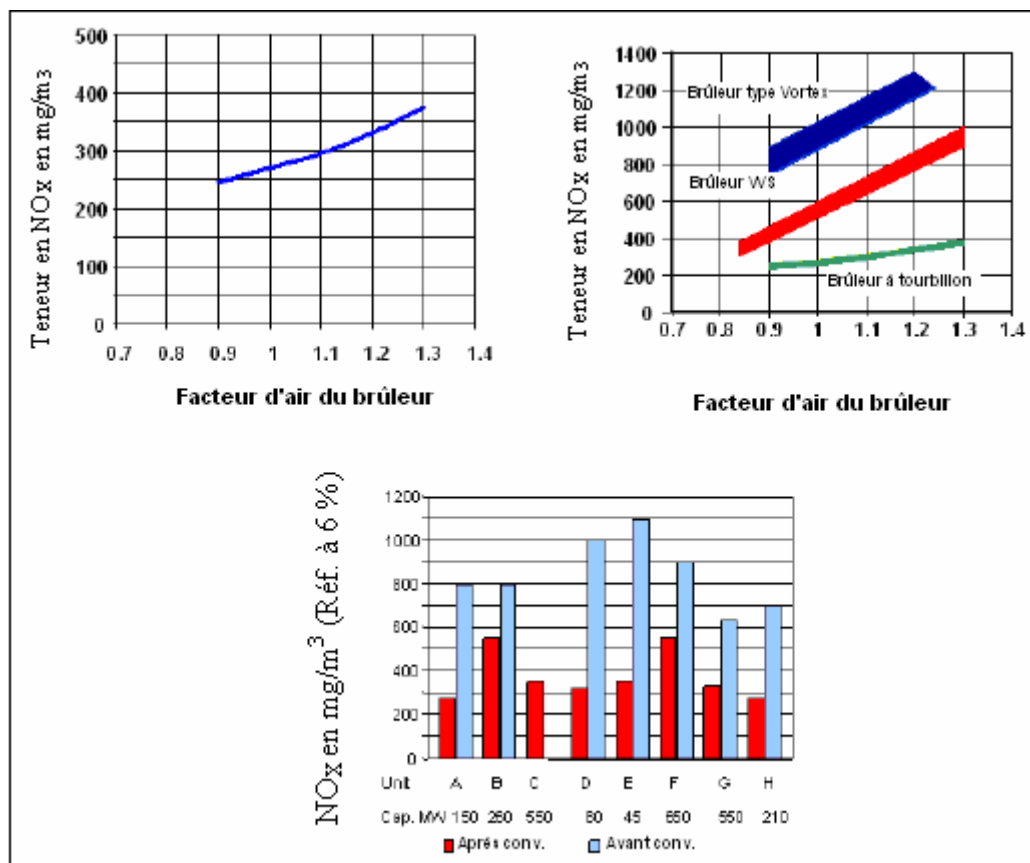


Figure 4.30 : émissions de NOx dans plusieurs chaudières retrofittées (reconversion)
[67, EPPSA, 2001]

Dans la figure 4.30, la courbe enregistrée pour le brûleur turbulent de l'installation (ligne verte inférieure) est comparée aux valeurs de NOx des anciens brûleurs à turbulence (brûleur WS, ligne rouge centrale) et à la première génération de brûleurs bas NOx (brûleur Vortex, ligne bleue supérieure). Ce graphique indique clairement le potentiel du brûleur turbulent pour la réduction des émissions de NOx.

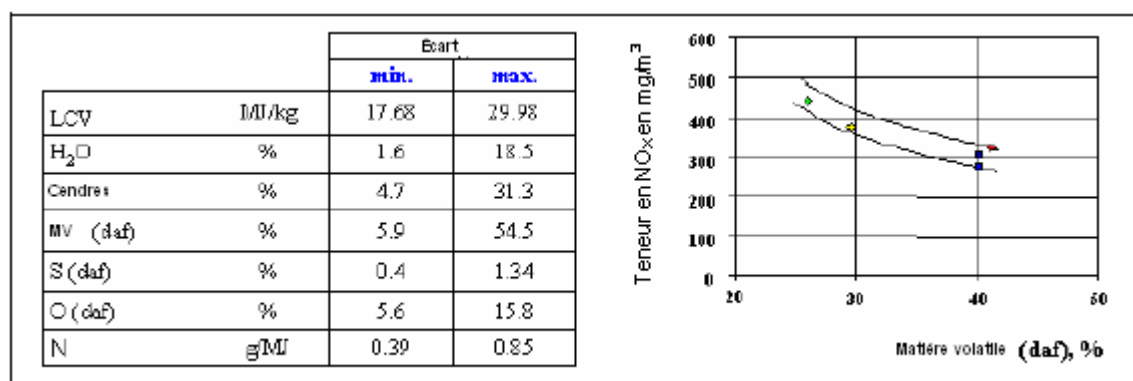


Figure 4.31 : performances du brûleur turbulent utilisant différents charbons
[67, EPPSA, 2001]

Applicabilité : Dans de nombreuses installations sur le marché européen et international, les brûleurs existants étaient convertis en brûleurs turbulents. Malgré certains compromis de conception implicites, il était néanmoins possible d'obtenir une réduction nette des émissions de NOx, avec un comportement opérationnel identique, voire amélioré, du système de combustion. La figure 4.30 montre une comparaison des valeurs de NOx avant et après la conversion du brûleur pour certains projets de retrofit (reconversion) classiques (par exemple, installations A – H). Les exemples couvrent des installations très différentes, avec des puissances pouvant atteindre 650 MW et avec différentes qualités de charbon. La qualité du charbon est un facteur essentiel des réductions des émissions de NOx (voir par exemple la figure 4.31). Cette expérience a été acquise avec une vaste gamme de charbons. La figure 4.31 fournit la gamme des charbons qui ont jusqu'à présent subi une combustion réussie dans les brûleurs turbulents.

Effets croisés : aucun effet potentiel du à la mise en place des brûleurs turbulents dans les systèmes de combustion.

Données opérationnelles : aucune augmentation potentielle de la consommation électrique.

Aspect économique : aucun coût de fonctionnement supplémentaire.

Moteur de la mise en œuvre : exigence en matière de réduction des émissions de NOx.

Littérature de référence: [67, EPPSA, 2001]

EXEMPLE 4.2.1.5 COMBUSTION EN LIT FLUIDISE DE TYPE IGNIFLUID

Description : la technologie en lit fluidisé de type Ignifluid est une technique de combustion qui associe les avantages des systèmes de combustion en lit fluidisé classique (FBC), comme la flexibilité des combustibles, la combustion supérieure du carbone et la réduction des émissions, à une large gamme de variations de charges et à une sortie limitée de cendres agglomérées.

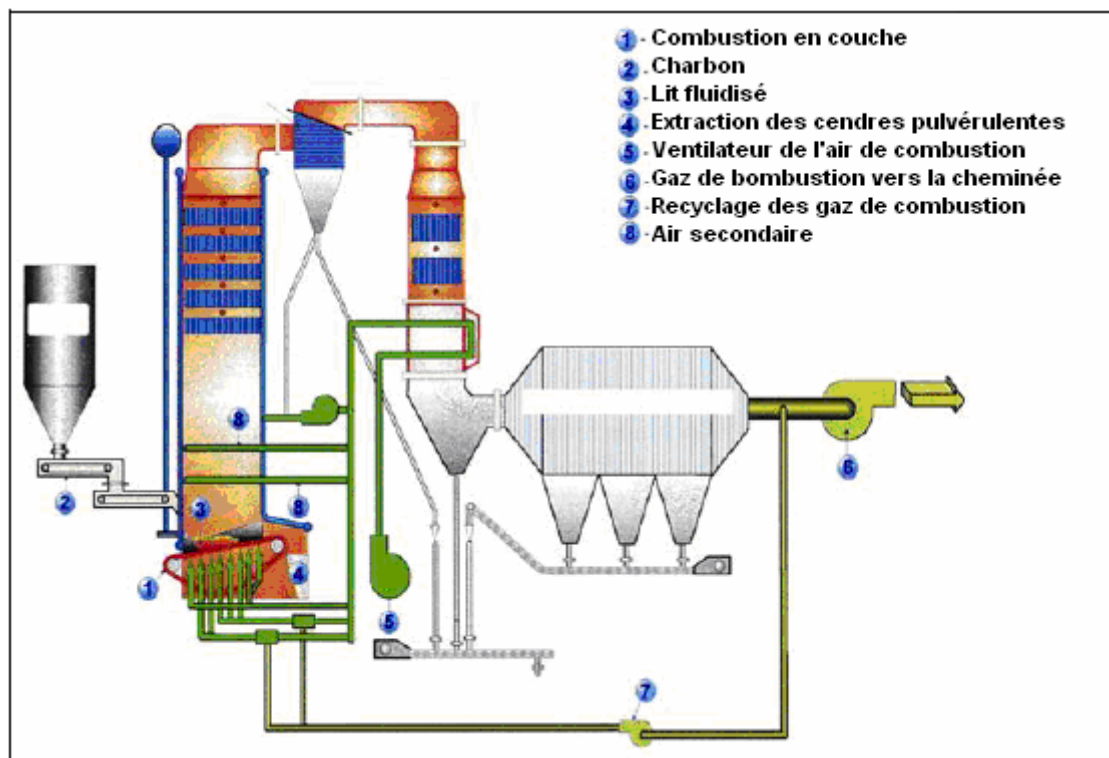


Figure 4.32 : technologie de combustion en lit fluidisé de type « Ignifluid »
 [139, MATE, 2001]

Les principales caractéristiques comprennent :

- l'utilisation d'une grille de fluidisation inclinée et mobile permettant de garantir la distribution adéquate de l'air et d'éliminer les cendres agglomérées du lit (les cendres agglomérées représentent 85 % des inertes).
- la combustion multi-étagée. Le débit d'air de fluidisation est largement inférieur au débit d'air stœchiométrique, par conséquent, la gazéification du combustible se produit dans le lit fluidisé, et de l'air secondaire est injecté pour terminer la combustion.
- un système de collecte des poussières multi-étagé, avec une réinjection de solides sélective par la paroi arrière de la chaudière dans le lit fluidisé.
- la désulfuration des fumées par l'injection de calcaire ou de chaux hydratée au même niveau que l'air secondaire.
- un système DENOX (injection de réactifs à base d'urée ou d'ammoniac), si nécessaire.

Les parties sous pression d'une chaudière Ignifluid sont relativement classiques.

Avantages pour l'environnement : les niveaux d'émissions mesurés sont illustrés ci-dessous.

Polluant	Niveau d'émission mesuré (mg/Nm ³)	Taux de réduction (%)	Technique utilisée
NO _x	150/300		Injection de réactifs à base d'urée ou d'ammoniac
SO ₂	400/600	50–85	Injection de calcaire ou de chaux hydratée au même niveau que l'air secondaire
CO	100/150		
Poussières	30/50		Électrofiltre
* avec DESOX et DENOX			

Tableau 4.4 : présentation des émissions mesurées (à 6 % d'O₂)

La puissance absorbée par le procédé est égale à 7–8 kW_e/MW_{th} produit.

Applicabilité : Cette technologie peut être appliquée aux nouvelles installations et s'adapte à une large variété de combustibles. Concernant la souplesse d'utilisation des combustibles, l'expérience a montré à ce jour que presque tous les types de combustibles peuvent être brûlés, quel que soit leur indice de matières volatiles, leur teneur en cendres ou leur indice d'humidité ou de gonflement. L'unique problème semble concerner l'obtention de la granulométrie appropriée du combustible pour une fluidisation optimale et un rendement de combustion élevée.

La technologie en lit fluidisé Ignifluid est parfaitement adaptée aux gammes de puissance compris entre 20 et 300 MW_{th}.

Effets croisés :

- la combustion en lit fluidisé Ignifluid est un procédé sec qui ne produit par conséquent pas d'eaux usées.
- le procédé Ignifluid génère principalement des cendres agglomérées qui sont extraites du lit par le biais de la grille mobile. Ces cendres peuvent être utilisées dans le secteur de la construction.
- Ce procédé génère également des cendres fines. Elles sont recueillies par le dernier collecteur de poussières et peuvent être utilisées comme matière première dans l'industrie du béton, comme un composé pour du ciment spécial, comme un matériau pour la construction des routes ou comme un engrais.

Données opérationnelles : la technologie Ignifluid a été inventée en 1955. De nos jours, plus de 50 installations industrielles réparties dans 11 pays ont été construites avec cette technologie, ce qui représente une capacité thermique globale d'environ 3 600 t/h, soit plus de 1 400 000 heures de fonctionnement.

Combustibles :	presque tous les combustibles fluidisants. Charbons, schistes bitumineux, rejets de lavoir. Biomasse variée.
Contrôle :	mesures en continu de : NO _x , SO ₂ , CO, poussières, O ₂ , température et volume des fumées, pression atmosphérique, température de l'air ambiant et volume des fumées.
Réutilisation des cendres :	les cendres pulvérulentes extraites de la chaudière sont essentiellement agglomérées (85 % d'inertes). Cela facilite leur recyclage (par exemple, dans le secteur de la construction ou pour la construction de routes).

Aspect économique :

Coûts concernant une chaudière Ignifluid	60 MW _{th}	250 MW _{th}
Coûts d'investissement (en EUR)	10 000 000	23 000 000
Coûts de fonctionnement/an : uniquement les polluants cités (EUR/an)	250 000	430 000
Coûts de fonctionnement/an : consommation électrique supplémentaire (EUR/an)	64 000	110 000

Coûts de fonctionnement/an : personnel et événements imprévus (EUR/an)	330 000	575 000
--	---------	---------

Tableau 4.5 : coûts d'une chaudière Ignifluid

Les coûts d'investissement et de personnel, mais aussi les coûts relatifs aux événements imprévus indiqués ci-dessus représentent les coûts totaux d'une installation, et non pas les coûts marginaux liés uniquement à la réduction des polluants. Les coûts de la combustion en lit fluidisé ne sont pas facilement comparables aux coûts des autres technologies de lutte contre la pollution. Grâce aux informations disponibles, il semblerait que la combustion en lit fluidisé puisse offrir une méthode à relativement bas coût pour réduire les émissions de SO₂ et de NO_x.

Moteur de la mise en œuvre :

- compatibilité avec la réutilisation des déchets solides grâce à l'agglomération des cendres.
- possibilité de changer de combustible lorsque la chaudière est en cours de fonctionnement.
- rapidité du démarrage à froid (≈ 4 heures).
- taux élevé de modification de la charge ($\approx 20\text{--}25\%$ de MCR/min), en partie grâce à la teneur élevée en carbone du lit (environ la moitié du niveau d'entrée).
- grande marge de réglage effective ($\approx 1/10$) grâce à un minimum de cinq boîtes à vent avec un débit d'air réglable sous la grille.
- dans la combustion ou la co-combustion de biomasse, il existe des avantages liés aux conséquences sur les « gaz à effet de serre ».

Littérature de référence: [139, MATE, 2001] *EXEMPLE 4.2.1.6 MESURES POUR LES INSTALLATIONS À COMBUSTION EN LIT FLUIDISÉ CIRCULANT (CFBC) VISANT À AMÉLIORER LE CAPTAGE DU SOUFRE, LA CONSOMMATION DE CALCAIRE ET LA COMBUSTION DU CARBONE, EN PARTICULIER POUR DES COMBUSTIBLES DE FAIBLE QUALITÉ COMME LE LIGNITE OU L'ANTHRACITE À TENEUR ÉLEVÉE EN SOUFRE*

Description : les systèmes CFBC ont été mis au point dans les années 1970 à des fins de combustion. De nos jours, ils sont implantés dans les centrales électriques et ce sont des systèmes fiables et respectueux de l'environnement, qui desservent les installations de centrale électrique, industrielles et collectives. En 2001, environ 500 installations CFBC fonctionnaient au niveau mondial. Les puissances appliquées excèdent désormais 250 MW_{th}, et des installations jusqu'à 600 MW_{th} sont actuellement créées.

Les derniers développements en matière de CFBC ont visé la combustion à faible émission des combustibles de faible qualité, notamment les combustibles à teneurs élevées en soufre et en cendres. Les autres objectifs consistent à réduire les coûts de fonctionnement, principalement les coûts liés au calcaire et à l'élimination des cendres. De plus, les différentes étapes visant à augmenter le rendement des installations et à réduire les émissions de CO₂ (combustion de la biomasse, réduction de l'utilisation de calcaire) ont été développées. La figure 4.33 montre une installation CFBC conçue pour le lignite à teneur élevée en soufre.

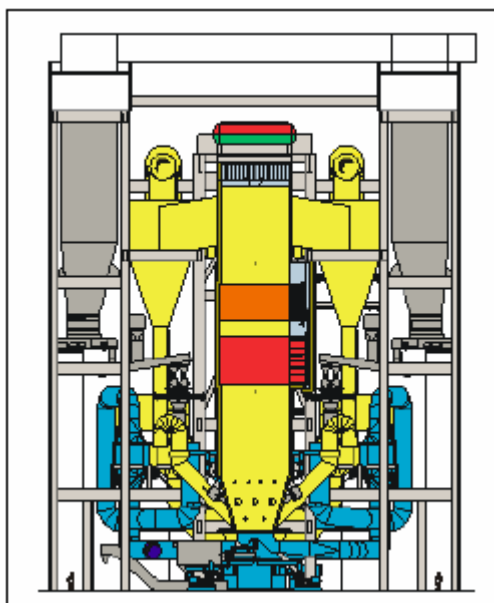


Figure 4.33 : installation CFBC pour le lignite à teneur élevée en soufre [118, Alstom, 2001]

Avantages pour l'environnement : les principaux développements et avantages liés aux NO_x, SO₂, HCl et CO et le rendement de combustion sont décrits ci-dessous.

NO_x : les émissions de NO_x des installations CFBC peuvent être conservées à des niveaux faibles en appliquant des mesures primaires comme :

- l'utilisation de faibles températures du foyer à environ 850 °C, ce qui permet de supprimer la formation de NO_x thermique et de maintenir la conversion de l'azote du combustible en NO_x à des niveaux bas.
- l'application de l'étagement d'air en injectant de l'air primaire (environ 50 %) et plusieurs niveaux d'air secondaire afin de créer des temps de séjour des gaz suffisants à des conditions sous-stœchiométriques dans le foyer inférieur.
- l'optimisation du mélange solides/gaz.

Pour les combustibles à forte teneur en azote et hautement réactifs, des mesures complémentaires (comme le recyclage des fumées ou la SNCR [injection d'ammoniac à la sortie du foyer ou du cyclone]) peuvent être ajoutées à des prix avantageux.

SO₂ : les émissions de SO₂ provenant de la combustion du soufre organique et pyritique du charbon, peuvent être réduites jusqu'à 95 % et plus par une désulfuration « *in situ* ». La température optimale de la réaction de désulfuration est de l'ordre de 850 °C. La désulfuration est obtenue par la réaction du SO₂ gazeux et d'O₂ sur la surface extérieure et dans la structure poreuse interne des particules de CaO pour former le CaSO₄. Les solides sont éliminés du système CFBC en même temps que les cendres du lit et du filtre.

Pour certains combustibles, en particulier les lignites dont les cendres contiennent des quantités importantes de calcium, la plus grande partie du SO₂ est captée par ce qu'on appelle la désulfuration « intrinsèque ». Dans ces cas, un captage intrinsèque de plus de 95 % peut être obtenu. Pour la majorité des autres combustibles (par exemple les charbons bitumineux), les cendres ne contiennent pas de quantités significatives de calcium. C'est pour cette raison que le calcaire broyé à une taille de particules appropriée, doit être ajoutée dans le foyer. Pour obtenir des taux de désulfuration de 95 % ou plus, le rapport molaire Ca/S est couramment de l'ordre de 2 ou plus. Le calcaire est principalement injecté avec le combustible directement dans le foyer inférieur ou en aval de la boucle étanche. Le rapport Ca/S dépend de la réactivité et de la taille de particules appropriée du calcaire, sans oublier de ses caractéristiques d'attrition.

La taille de particules optimale du calcaire doit être de l'ordre de 50 à 500 µm pour accorder un temps de séjour des particules de CaO suffisamment long dans le foyer. Les indices d'attrition et de réactivité sont déterminés lors de tests en laboratoire, conformément aux normes des acheteurs. Ils sont déterminés par comparaison avec des échantillons de référence provenant de bases de données existantes. Pour les

combustibles à haute teneur en soufre, le coût lié au calcaire et à l'élimination des cendres peut s'avérer considérable. C'est pourquoi, des technologies d'appoint comme l'injection de sorbant dans le conduit (FGD par voie sèche modifiée, voir le paragraphe 3.3.5.2) ont été développées, afin d'augmenter par exemple la réactivité du calcaire ou des cendres.

Cl et F : le chlore et le fluor contenus dans le combustible sont surtout associés à des composants alcalins comme le Na ou le K. À des niveaux de température de 850 °C, le chlore et le fluor forment du HCl et du HF gazeux, qui réagissent ensuite avec le CaO à des niveaux de température inférieurs. Alors que pour HF, plus de 90 % est généralement capté par le calcaire en excès dans les cendres de filtration, les taux de rétention du HCl peuvent considérablement varier. En fonction du niveau d'humidité des fumées, de la quantité de calcaire en excès dans les cendres de filtration et du type de filtre (électrofiltre ou filtre à manches), des taux de rétention du HCl de l'ordre de 20 à 90 % ont été détectés. Ainsi, pour les combustibles à forte teneur en chlore (par exemple, les combustibles issus de la région de la « Saar » en Allemagne), des mesures secondaires comme l'injection de $\text{Ca}(\text{OH})_2$ peuvent être mises en place.

CO : du fait du mélange intense dans le foyer et dans le cyclone, les traces de CO sont dissoutes. Pour certains charbons bitumineux, surtout ceux provenant de l'Hémisphère Sud, la génération de CO en aval du cyclone a été détectée. Selon la réactivité lente de ces charbons, du CO est produit par le carbone imbrûlé, qui se dépose sur les premiers surchauffeurs convectifs en aval du cyclone. La production de CO peut être facilement évitée en utilisant des souffleurs de suie dans la zone du surchauffeur.

Rendement de combustion : Alors que pour certaines installations CFBC de première génération, les teneurs en carbone dans les cendres de filtration (surtout pour les charbons à basse teneur en cendres et peu réactifs) dépassent les prévisions de conception, d'importantes améliorations ont été apportées ces dernières années en matière de rendements de combustion. Première étape de l'amélioration : l'installation de systèmes de réinjection des cendres de filtration pour les charbons à basse teneur en cendres a permis d'optimiser le rendement de combustion, en particulier pour les charbons à basse teneur en cendres. Deuxième étape de l'amélioration : le rendement de combustion a également été optimisé en améliorant le rendement du cyclone, ce qui a entraîné une diminution (augmentation?) totale de plus de 50 %. Cela provient d'une modification de la taille moyenne des particules du matériel circulant, de plus de 180 μm à moins de 100 μm .

Rendement de cyclone : l'amélioration du rendement de cyclone a entraîné une amélioration d'environ 50 % de la perte par combustion et de plus de 20 % de l'utilisation du calcaire. L'homogénéité³ du profil de température a également permis d'obtenir des émissions de NO_x inférieures à 200 mg/Nm^3 pour l'ensemble de la gamme de charbons, sans devoir contrôler la température du foyer par des échangeurs de chaleur à lit externe ou par l'utilisation de gaz de recyclage.

Applicabilité : les systèmes CFBC du type mentionné ci-dessus ont été mis en place pour les centrales électriques de 25 à 300 MWe. L'avantage lié à l'optimisation du rendement de cyclone est principalement utile aux combustibles à haute teneur en soufre (par exemple, les lignites indiens et turcs), aux combustibles peu réactifs (l'anthracite chinois) et aux combustibles à grains fins des installations de lavage du charbon. À l'heure actuelle, plus de six installations sont dotées du rendement de cyclone optimisé tel que défini ci-dessus, et 15 autres installations sont en cours de construction.

Effets croisés : on a mesuré que l'augmentation détectée de la chute de pression de l'installation de cyclone optimisée grâce à une augmentation de la charge des particules au niveau de l'entrée du cyclone était inférieure à 2,5 mbars. Ainsi, aucun impact important n'a été détecté sur la consommation électrique.

L'utilisation de cendres de la CFBC est moins développée que l'utilisation du gypse de la FGD car elles contiennent du CaSO_4 et ne peuvent donc pas être réutilisées dans le béton. Les cendres sont alors utilisées dans la construction de routes et dans d'autres applications de génie civil. Cependant, seules 40 à 50 % des cendres de la CFBC sont utilisées à l'heure actuelle.

Données opérationnelles :

Type de combustible	NO_x (mg/Nm^3 à 6 % d' O_2)	SO_2 (mg/Nm^3 à 6 % d' O_2)	Rendement de désulfuration (%)
Anthracite et traces d'anthracite	70	220	80
Coke de pétrole	100	50	99
Boue de charbon	110	140	95

(charbon en suspension dans l'eau)			
Charbon bitumineux	80	200	95
Charbon bitumineux de l'Est des États-Unis	60	100	97
Lignite à forte teneur en humidité	140	200	90
Lignite à forte teneur en soufre	160	200	98
Biomasse	100		

Tableau 4.6 : émissions typiques de NO_x et de SO₂ dans les installations CFBC

Aspect économique : l'optimisation du rendement de cyclone permet de disposer d'un retour sur investissement favorable. Le retrofit (reconversion) du diaphragme du cyclone excentrique a également permis de réaliser des économies substantielles.

Moteur de la mise en œuvre : exigences économiques associées à des exigences plus rigoureuses en matière de réduction des émissions de SO₂.

Littérature de référence: [118, Alstom, 2001]

EXEMPLE 4.2.1.7 ELECTROFILTRES (ESP)

Description : De nos jours, les électrofiltres (ESP) sont couramment utilisés pour collecter et réduire les particules ou aérosols dans les atmosphères poussiéreuses, comme les fumées provenant des procédés de combustion (une description détaillée est fournie au chapitre 3). Les dimensions extérieures classiques d'un grand ESP sont : Hauteur : 30 m (hauteur active inférieure à 15 m), longueur : 40 m et largeur : 60 m. La durée de vie d'un ESP peut être des dizaines d'années sous réserve que les recommandations d'entretien soient correctement appliquées. Certaines parties, comme les marteaux et les supports (ou buses pour les ESP par voie humide), nécessitent d'être régulièrement remplacées après 2 ans d'utilisation, dans le cadre de leur entretien courant.

Avantages pour l'environnement : Des émissions faibles peuvent être atteintes grâce à l'électrofiltre . L'efficacité de collecte des particules peut être supérieur à 99,9 %. Ainsi, des émissions de seulement quelques mg/Nm³ peuvent être atteintes. Dans de nombreux cas, des émissions de l'ordre de 10 mg/Nm³ et moins ont été mesurées. Toutefois, en brûlant du combustible solide avec une forte teneur en cendres lorsque les cendres présentent une résistivité élevée, il est possible d'atteindre des niveaux supérieurs. Les ESP sont des dispositifs de collecte des particules ultrafines (< 0,5 µm) très efficaces à condition que les particules aient la capacité de s'agglomérer. Les ESP sont normalement d'une conception robuste, ce qui permet de bénéficier d'une grande applicabilité. De plus, ils sont relativement insensibles aux perturbations dans le procédé. Ainsi, les petits écarts de température ne gêneront pas le fonctionnement de l'ESP. Dès que le procédé revient dans des conditions normales, l'ESP récupère son ancien niveau de performances.

Applicabilité : l'ESP a été utilisé dans presque toutes les applications de production d'énergie pour la collecte des particules issues des fumées. L'utilisation la plus courante concerne la combustion du charbon, mais le coke de pétrole, le fioul et différents résidus du pétrole, la tourbe, l'orimulsion et différents types de biomasse comptent également parmi les combustibles. L'ESP sec doit fonctionner au-dessus du point de rosée des fumées afin de garantir que les cendres sont correctement extraites de l'intérieur vers le système de traitement des cendres. Les conditions des fumées varient de façon assez importante en fonction de l'application. La composition et la charge des cendres, la taille des particules, la résistivité des cendres et la température, l'humidité et la teneur en SO₂ et SO₃ des gaz sont des exemples de paramètres qui doivent être pris en compte lors de la conception d'un ESP.

Effets croisés : l'ESP peut réduire efficacement des particules de petite taille. Dans les installations modernes avec des émissions faibles (environ 10–15 mg/Nm³), la principale émission massique est largement inférieure à 2,5 µm. Il existe une différence entre l'émission provoquée par l'ébranlage et l'émission provenant d'un réentraînement général (ou les cendres qui n'ont pas été totalement précipitées). Les pertes provenant de l'ébranlage se produisent sous la forme d'agglomérats dont la taille des particules est plus grosse. Pour réduire, par exemple les PM_{2.5}, l'ESP doit être dimensionné pour une

émission proche de ce qui est autorisé pour les PM_{2.5}. Il est impossible de faire varier le rapport entre les rendements fractionnaires des grosses particules et des fines de façon concrète, c'est-à-dire que la réduction de la quantité de particules inférieures à 2,5 µm réduira également la quantité de particules plus grosses.

L'ESP produit de l'ozone. Des petites quantités d'ozone ont été mesurées en aval de l'ESP, mais elles disparaissent rapidement et ne sont pas considérées comme un problème aujourd'hui.

Données opérationnelles : pour les cendres à faible résistivité, la densité de courant utilisée est normalement limitée à 0,5 mA par m² de la zone de collecte alors que pour des cendres de résistivité supérieure, le courant moyen pour des performances optimales peut être aussi faible que 0,05 mA/m². En outre, une économie électrique correspondante est réalisée.

Pour les cendres volantes à résistivité élevée difficiles, la réduction de la température des gaz d'entrée pour une collecte efficace des particules représente un avantage certain. Certains ESP ont récemment fonctionné avec des températures de gaz avoisinant les 100 °C. Les charbons utilisés dans ces installations possèdent une faible teneur en S (< 1 %) et tout le SO₃ produit dans la chaudière est absorbé par les cendres volantes de façon à ce qu'aucun point de rosée acide ne puisse être détecté. Aucun problème de colmatage ou de corrosion du à la température basse n'a été signalé.

La chute de pression dans un ESP est normalement inférieure à 200 Pascal. Les autres parties qui consomment de l'énergie sont principalement : les réchauffeurs de trémie (de l'ordre de 3 à 5 kW/trémie) et les réchauffeurs d'isolateur (environ 1 kW/isolateur). La puissance des dispositifs d'ébranlage est négligeable par rapport aux autres éléments.

Le corps de l'ESP doit être étanche au gaz, c'est-à-dire qu'il ne doit pas laisser entrer de l'air. Dans le cas contraire, des points froids et de la corrosion, mais aussi de la stratification des fumées pourraient apparaître et modifier les courants et tensions, conduisant à une dégradation de l'efficacité. Un ESP étanche au gaz et correctement isolé ne doit pas subir une baisse de température de plus de 2–3 °C.

Les exigences d'entretien sont relativement modérées. Des statistiques australiennes datant des années 1970 ont montré que 90 % des problèmes de défaillance des ESP étaient en fait provoqués par un mauvais fonctionnement des systèmes d'évacuation des cendres. Avec un système de transport des cendres adapté et fiable, une seule remise en état de l'ESP est désormais nécessaire chaque année. On la pratique généralement lors de travaux d'entretien sur l'ensemble de l'installation. Ainsi, une disponibilité de plus de 99 % peut être obtenue sur des installations nouvelles et bien entretenues. Après plusieurs années, les pièces mobiles et d'usure devront sans doute être remplacées, ce qui est normalement effectué lors de la remise en état annuelle.

Aspect économique : les coûts d'investissement d'un ESP peuvent être assez élevés. Ils peuvent varier de 16 à 53 EUR par kW. Cette large échelle de prix dépend des coûts de fabrication et de construction locaux (qui peuvent énormément varier) ainsi que de la taille de la chaudière et de l'ESP (qui est fonction du rendement et de la composition des cendres). Pour les cendres à haute résistivité, il existe souvent une réduction importante des coûts d'investissement si le conditionnement des fumées est mis en place au début de la construction, plutôt que lors d'une modification ultérieure.

Les coûts d'exploitation et de maintenance sont normalement faibles. La différence dépend en grande partie de l'évaluation locale de la consommation électrique et des coûts d'entretien.

Moteur de la mise en œuvre : niveaux d'émission des particules faibles.

Littérature de référence: [74, Alstom, 2001]

EXEMPLE 4.2.1.8 UTILISATION D'UN LOGICIEL D'OPTIMISATION

Description : le système d'optimisation se compose d'une ligne de capteurs optiques qui sont montés sur le foyer supérieur, ainsi que d'une grille de capteurs « in situ » insérés dans le passage convectif. Le signal de chaque capteur est saisi dans le système informatique, qui le traite alors, puis affiche les paramètres appropriés :

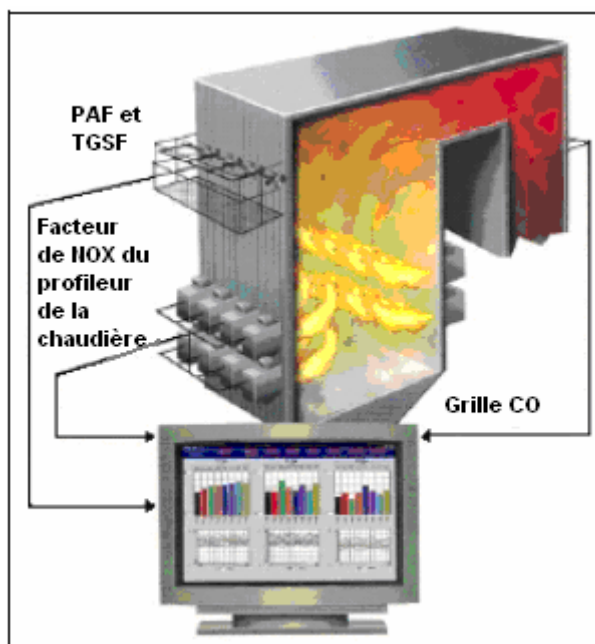


Figure 4.34 : système d'optimisation informatisé
[175, Petek, 2002]

Avantages pour l'environnement : chaque installation possède des objectifs d'optimisation divers. Ainsi, les systèmes informatisés peuvent être utilisés comme un outil permettant d'obtenir des résultats différents. La liste ci-dessous répertorie les avantages qui peuvent être obtenus en utilisant les systèmes d'optimisation pour équilibrer et améliorer la combustion :

- augmentation du rendement thermique (jusqu'à 2 %)
- réduction de la température des gaz de sortie du foyer (FEGT)
- réduction des NO_x (jusqu'à 25 %)
- réduction de la perte au feu (PAF ou LOI en anglais) (jusqu'à 50 %)
- réduction du CO
- réduction des niveaux d'O₂
- amélioration de la disponibilité de l'installation (diminution des indisponibilités fortuites)
- les parois du foyer sont plus propres et le passage convectif contient moins de mâchefer
- réduction de l'utilisation des atomiseurs du réchauffeur et du surchauffeur
- réduction du nombre de défaillances des tuyaux et des dégâts liés à la surchauffe des tuyaux
- réduction du soufflage de suie
- sécurisation du fonctionnement grâce à la réduction du risque d'explosion provoqué par les zones locales riches en combustible.

Applicabilité : installations nouvelles et existantes.

Effets croisés :

Données opérationnelles : l'avantage de l'optimisation locale plutôt que l'optimisation globale est représenté par le fait que les réglages des brûleurs et de la chaudière peuvent être ciblés afin de corriger des sources de problèmes spécifiques. Par exemple, si un brûleur a été privé d'air et a produit des combustibles tels que LOI (PAF) et CO, le technicien devra, pour résoudre le problème, augmenter le débit d'air dans tous les brûleurs car il est impossible de savoir quel brûleur est à l'origine du problème. Résultat : tous les autres brûleurs reçoivent plus d'air que nécessaire et produisent donc plus de NO_x. Un meilleur moyen de résoudre ce problème consiste à effectuer des réglages qui ciblent directement la source du problème. Les systèmes d'optimisation visent à localiser avec précision la source du problème (c'est-à-dire un brûleur spécifique) afin que le technicien puisse le corriger en local. Ainsi, les techniques d'optimisation ont pour objectif l'optimisation de la chaudière dans son ensemble en identifiant et en conservant l'association optimale des paramètres de combustion clés à chaque niveau local de la chaudière.

Aspect économique : non disponible.

Moteur de la mise en œuvre : optimisation du fonctionnement, réduction de l'entretien et des niveaux d'émissions.

Littérature de référence: [175, Petek, 2002]

EXEMPLE 4.2.1.9 CONTRÔLE AVANCÉ DES CONDITIONS DE COMBUSTION LOCALES AFIN DE RÉDUIRE LES NO_x ET AMÉLIORATIONS DES PERFORMANCES DE LA CHAUDIÈRE DANS LES CHAUDIÈRES AU CHARBON ET AU LIGNITE

Description : le rendement de la chaudière et la génération de NO_x dans les chaudières industrielles dépendent largement de la distribution correcte du combustible et de l'air dans le foyer. Cet exemple de technologie de contrôle repose sur l'association des stratégies locales d'équilibrage de la combustion et la mise en place de systèmes avancés de suivi de la combustion, permettant l'application d'un contrôle de combustion plus rigoureux afin de résoudre les problèmes courants de déséquilibre de la combustion. Le système permet de mesurer la concentration des gaz à tous les niveaux intérieurs du foyer des chaudières industrielles, en particulier à proximité des brûleurs (figure 4.35). Ainsi, il est possible d'obtenir non seulement des améliorations conséquentes des performances en terme de rendement de la chaudière, d'émissions de NO_x, de scorification, de carbone dans les cendres, de consommation des auxiliaires, mais également un fonctionnement plus sûr et souple de la chaudière industrielle.

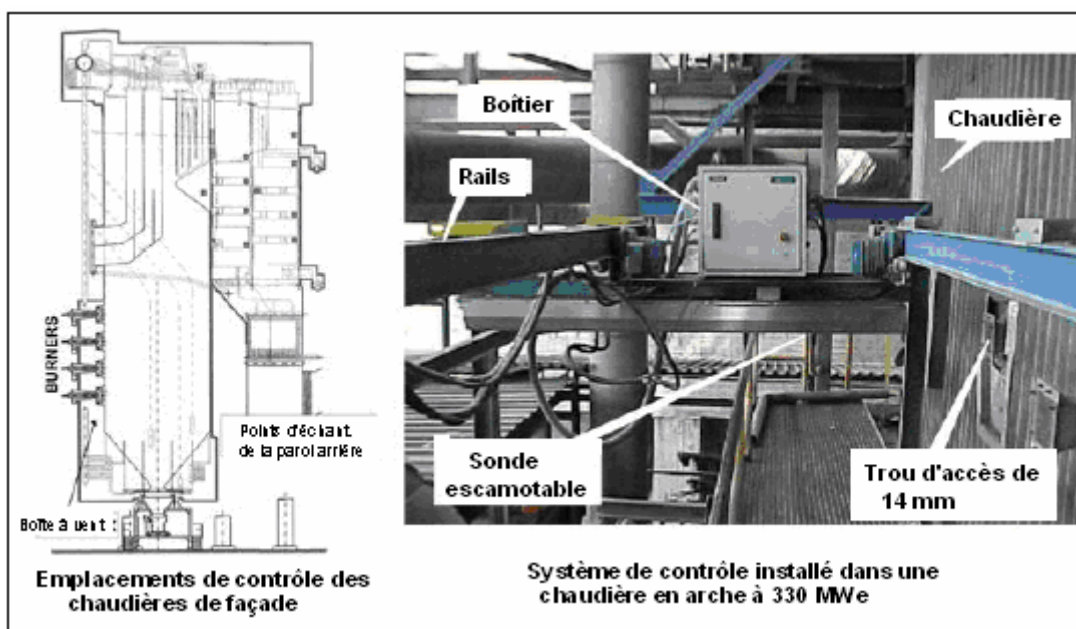


Figure 4.35 : présentation des conditions de combustion par le biais des systèmes de surveillance avancée

L'approche de suivi permet de mesurer et d'évaluer les niveaux locaux des concentrations de gaz (O₂, CO, CO₂, NO_x, SO₂) dans les parties du foyer dont la température est normalement élevée et qui, dans la conception traditionnelle des chaudières, ne peuvent y accéder que de façon très limitée. L'objectif de ces mesures consiste à permettre aux opérateurs d'identifier et de contrôler les conditions de combustion à n'importe quel niveau dans chaudière afin de pouvoir optimiser le rendement thermique, la consommation auxiliaire, les émissions de polluants et la scorification. Ces informations sur la combustion locale permettent d'envisager l'installation comme un ensemble de petites installations virtuelles, chacune étant constituée d'un seul brûleur. Les régulations et le réglage ciblés de chacune de ces plus petites installations permettent d'optimiser les performances de la chaudière d'un point de vue général.

Applicabilité : ce nouveau concept de mesure dans le foyer des chaudières industrielles permet d'obtenir des ouvertures quel que soit l'endroit, sans être nécessairement limité aux trous d'inspection qui sont présents dans la conception originale de la chaudière. De cette façon, il est possible de réaliser des mesures au niveau de chaque brûleur de la chaudière, sans devoir apporter d'importantes modifications structurelles à l'installation. C'est pour cette raison que la technologie de contrôle présentée peut être appliquée aux installations existantes, mais aussi aux nouvelles installations.

Le tableau 4.7 décrit les principales caractéristiques des 16 installations de combustion au charbon existantes en Espagne et au Portugal, dans lesquelles cette technologie de contrôle avancée est

actuellement appliquée. Ces centrales thermiques possèdent des conceptions de chaudière différente (à arc, opposée à l'arc, à face unique, tangentielle) et des types de consommation de combustibles différents (charbons des lignites aux anthracites et coke de pétrole).

Conception de la chaudière	Puissance (MW _e)	Nombre d'installation	Distribution des brûleurs	Type de combustible
A arc	270	1	12 sur la paroi avant + 12 sur la paroi arrière	Anthracite
A arc	330	1	12 sur la paroi avant + 12 sur la paroi arrière	Anthracite Anthracite + coke de pétrole
A arc	350 – 360	2	12 sur la paroi avant + 12 sur la paroi arrière	Anthracite
A arc	360	1	12 sur la paroi avant + 12 sur la paroi arrière	Anthracite + bitumineux
A arc	360	2	12 sur la paroi avant + 12 sur la paroi arrière	Anthracite Anthracite + coke de pétrole
Opposée à l'arc	315	1	Verticale : 8 sur la paroi avant + 8 sur la paroi arrière Horizontale : 8 sur la paroi avant + 8 sur la paroi arrière	Anthracite + bitumineux
A face unique	160	1	4 niveaux verticaux (4 brûleurs par niveau)	Marginal + bitumineux
A face unique	315	2	4 niveaux verticaux (4 brûleurs par niveau)	Bitumineux
A face unique	360	2	6 niveaux verticaux (4 brûleurs par niveau)	Bitumineux + lignite
Tangentielle	560	2	6 niveaux verticaux (4 brûleurs par niveau)	Bitumineux

Tableau 4.7 : application de la technologie de contrôle avancée dans les chaudières au charbon

Avantages pour l'environnement : l'application de cette technologie a entraîné la réduction des émissions de NO_x d'environ 30 à 60 % ainsi que des améliorations considérables des performances générales de l'installation (c'est-à-dire une augmentation du rendement thermique de l'installation jusqu'à 1 %). Le tableau 4.8 montre les avantages environnementaux classiques qui sont obtenus par l'application de cette technologie dans des centrales thermiques avec différentes conceptions de chaudière.

Type de chaudière	Puissance (MW _e)	Réduction des émissions de NO _x (%)	NO _x (mg/Nm ³ , à 6 % d'O ₂)		Augmentation du rendement de la chaudière (%)
			Niveau de référence	Niveau minimum atteint	
A arc	270–360	20–60	1 600–2 000	800	1,0–2,0
Tangentielle	560	10–30	700–900	450	0,5–1,5
A face unique	160–360	>15	600–1 100	– ⁽¹⁾	0,4–1,2

(1) Programme d'optimisation de la réduction des émissions de NO_x actuellement en cours

Tableau 4.8 : réductions habituelles des émissions de NO_x dans les centrales électriques à charbon pulvérisé grâce à la technologie présentée

Données opérationnelles : la figure 4.36 présente certains résultats spécifiques qui ont été obtenus par l'application de cette technologie dans une centrale électrique à charbon pulvérisé de 330 MW_e, dotée d'une chaudière à combustion à arc. Cette approche d'optimisation repose sur :

- un réglage approprié de l'excès d'oxygène global en conservant une stœchiométrie locale adéquate pour chaque brûleur
- le réglage du type de flamme (en fonction du contrôle approprié des entrées d'air et du fonctionnement des broyeurs)
- l'identification du nombre optimal de brûleurs actifs pour chaque charge de fonctionnement

- l'introduction dans des zones spécifiques de quantités limitées de fioul pour la combustion.

Tous ces ajustements ont été effectués pour appuyer le contrôle approprié des conditions de fonctionnement individuelles de chaque brûleur en fonction des mesures de combustion locales.

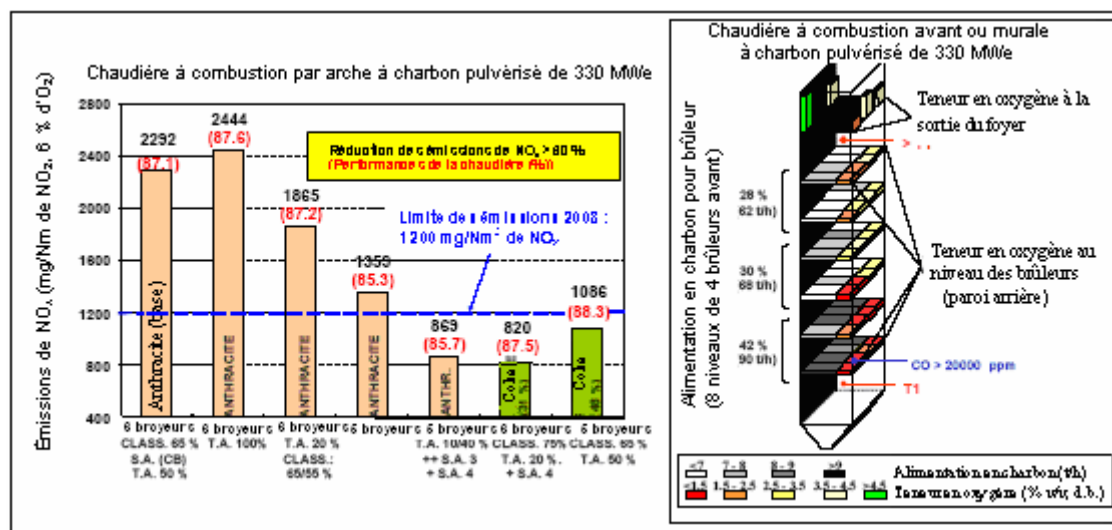


Figure 4.36 : résultats obtenus pour les chaudières à charbon pulvérisé à arc (anthracite) et à face unique (bitumineux + lignite)

La figure 4.36 présente également les résultats obtenus dans une centrale électrique à combustion à face unique de 360 MW_e, en utilisant cette approche et en respectant les teneurs en oxygène à proximité de la paroi arrière (correspondant à chaque queue de flamme). De grandes différences entre les niveaux d'oxygène correspondant à la queue de chaque flamme (1 m depuis la paroi arrière) ont été enregistrées. Ces différences entre les niveaux supérieurs et inférieurs des brûleurs, également confirmées par les mesures de CO, étaient liées aux déséquilibres d'alimentation en charbon qui ont été identifiés pour cette chaudière. Les mesures à la sortie du foyer ont également montré des déséquilibres supplémentaires entre les niveaux d'oxygène à proximité des parois avant et arrière, pouvant être associés aux différences dans le type de flamme. Cela a également été confirmé par le biais des mesures d'oxygène à différentes distances (c'est-à-dire à 1 m, 2 m et 3 m) à partir de la paroi arrière. En se basant sur ce type d'information, les régulations de la chaudière ont été ajustées afin de contrôler les conditions de combustion. Ces mesures permettent en général de réduire de plus de 15 % les émissions de NO_x dans les chaudières à face unique, mais aussi d'augmenter jusqu'à 1 % le rendement thermique de l'installation.

Effets croisés : outre les avantages directs sur l'environnement qui ont été mentionnés ci-dessus, un contrôle avancé des conditions de combustion fondé sur cette technologie de contrôle avancée offre les avantages supplémentaires suivants :

- une augmentation de la stabilité de la flamme
- un contrôle de la création de zones de réduction élevée au sein du foyer, réduisant ainsi la scorification et la corrosion des tubes du foyer
- une réduction des besoins de réglage de la vapeur
- une réduction des émissions de CO
- une réduction du niveau de carbone dans les cendres
- une amélioration de la qualité des cendres
- une réduction de la consommation électrique auxiliaire
- un fonctionnement sûr et plus souple de la chaudière.

Aspect économique : la mise en place de la technologie présentée conduit également à des avantages économiques importants, provenant de :

- une augmentation du rendement de la chaudière
- une augmentation du rendement thermique de l'installation
- une réduction des coûts d'exploitation
- une réduction des coûts de maintenance
- une réduction de l'indisponibilité de l'installation et donc, une réduction des pertes de production électrique provenant des interruptions générales

- une augmentation de l'utilisation potentielle des cendres dans d'autres secteurs industriels (comme l'industrie du ciment).

L'investissement de cette approche technologique est actuellement de l'ordre de 300 000 à 700 000 EUR, selon les caractéristiques particulières de l'installation considérée (puissance, conception, fonctionnement de base, etc.).

Moteur de la mise en œuvre : outre une réduction des coûts du combustible, les principales raisons justifiant cette application sont la réduction de la formation de NO_x et l'optimisation du rendement thermique ou de la scorification par le biais du réglage de l'oxygène et des distributions de température dans le foyer.

Littérature de référence: [176, Cañadas et al, 2001], [177, Rodríguez et al, 2002], [178, ECSC, 2001].

4.2.2 Exemples de techniques appliquées visant à améliorer les performances environnementales de grandes installations de combustion au charbon et au lignite existantes

EXEMPLE : 4.2.2.1 CHAUDIÈRE À CENDRES PULVÉRULENTES À COMBUSTION AU CHARBON PULVÉRISÉ REMISE À NIVEAU VIA DES MESURES PRIMAIRES DE RÉDUCTION DES NO_x ET DES MESURES SECONDAIRES : DÉSULFURATION ET RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE NO_x

Description : l'exemple d'installation a été mis en service en 1983 en Allemagne ; sa puissance thermique nominale s'élevait à 1 820 MW, sa puissance électrique brute à 750 MW_e et sa puissance électrique nette moyenne à 675 MW_e en 1999. Elle était équipée d'un épurateur par voie humide au calcaire (rendement d'épuration supérieur à 85 %) et d'un système SCR entre 1983 et 1989. L'électrofiltre réduit les émissions de poussières, avec une efficacité de dépoussiérage de plus de 99 %. Pour des raisons économiques, la chaudière a été retrofittée (reconversion) en 1997 afin de réduire la concentration en NO_x des gaz bruts et d'améliorer le rendement électrique de l'installation.

Modification de la réduction des NO_x par mesures primaires : Les mesures décrites ont été motivées par la réduction attendue des coûts, liée à la réduction de la consommation d'ammoniac dans le système SCR, à l'allongement de la durée de vie du catalyseur, à la réduction du besoin en électricité du tirage induit et à l'augmentation du rendement de la chaudière provoquée par la baisse de l'excès d'air. La conformité avec les valeurs limites d'émission de NO_x a déjà été atteinte avec le système SCR existant. La superposition d'un étagement d'air axial et radial a permis d'obtenir une teneur élevée en O₂ et une faible teneur en CO dans la zone située à proximité des parois du foyer, assurant ainsi une protection efficace contre la corrosion. Grâce à l'utilisation de brûleurs bas NO_x (ratio d'excès d'air $\lambda < 1$) et d'une zone de combustion dans la partie supérieure de la chaudière (ratio d'excès d'air $\lambda > 1$), le ratio d'excès d'air total a pu être réduit de 1,3 à 1,25. Les modifications des données d'exploitation provenant de ces mesures sont affichées dans le tableau 4.9.

Paramètre	Unités	Données d'exploitation avant modification (retrofit)	Données d'exploitation obtenues après modification (retrofit)
NO _x après la chaudière	mg/Nm ³ (6 % d'O ₂)	850	250–300
Émissions de CO	mg/Nm ³ (6 % d'O ₂)	< 10	< 10
Matière combustible dans les cendres volantes	%	Environ 1	2–3
Consommation d'ammoniac	kg/h	600	< 275
Activité minimale du catalyseur	m/h	21	Sans objet
Demande en énergie du : • ventilateur d'air frais • tirage induit • ventilateur de désulfuration	kW kW kW	5 600 5 420 3 400	Sans objet
Température des gaz d'échappement	°C	130	Environ 128
Rendement de la chaudière	%	92.53	>92.83
Injection du réchauffeur	%	1,7	Environ 0,3

Tableau 4.9 : comparaison des données d'exploitation pertinentes avant et après la modification des mesures primaires de réduction des NO_x

La demande en énergie évitée a totalisé 2,53 MW_e. Cela se traduit par une augmentation du rendement électrique net de 0,14 point de pourcentage. Une réduction supplémentaire du ratio d'excès d'air à 1,15 aurait été possible en modifiant la conception de la surface de chauffe, et aurait permis une augmentation supplémentaire du rendement électrique net de 0,2 points de pourcentage. Cette réduction n'a pas été appliquée pour des raisons de ratio rendement/investissement faible. Les anciens broyeurs à charbon n'ont pas été changés. De nouveaux broyeurs auraient réduit la teneur en matière combustible des cendres volantes.

Avantages pour l'environnement : la modification (retrofit) de la chaudière décrite ci-dessus a permis de réduire la consommation en produits adjuvants (comme l'ammoniac) ainsi que la demande en électricité. Cela a représenté une économie de CO₂ par unité d'énergie produite.

Applicabilité : les mesures de retrofit (reconversion) ont été adaptées à l'installation spécifique, mais en règle générale, elles peuvent également être appliquées à d'autres chaudières à cendres pulvérulentes avec des ratio d'excès d'air élevés. Cependant, le retrofit (reconversion) d'une chaudière ne peut pas être normalisée et doit donc être planifiée et réalisée au cas par cas.

Effets croisés : l'épuration des fumées produit des cendres (électrofiltre), des eaux usées et du gypse (désulfuration). Le fonctionnement des systèmes d'épuration des fumées réduit le rendement électrique net de l'installation.

Données opérationnelles : en 1999, l'installation a fonctionné pendant 5 855 heures et a produit 3 107,3 GWh d'électricité avec un rendement électrique de 37,1 %. L'installation a été conçue pour fonctionner à un rendement électrique net de 38,3 %. Les émissions atmosphériques suivantes ont pu être mesurées :

	Niveaux d'émissions mesurés à 6 % d'O ₂	Émissions spécifiques (g/MWh _e)	Mesure
Teneur en O ₂ (%)	7		En continu
État de marche	Peine charge		
Débit volumique des fumées (m ³ /h)	2 500 000		
Poussières (mg/Nm ³)	< 10 ¹⁾	37	En continu
SO ₂ (mg/Nm ³)	150 ¹⁾	556	En continu
Taux d'émission de soufre (%)	10		En continu
NO _x (mg/Nm ³)	190 ¹⁾	704	En continu
CO (mg/Nm ³)	12 ¹⁾	44	En continu
HCl (mg/Nm ³)	< 30		Individuelle
HF (mg/Nm ³)	< 3		Individuelle
Remarques : ¹⁾ : valeur moyenne annuelle à 6 % d'O ₂ , équivalente à la moyenne journalière en fonctionnement normal			

Tableau 4.10 : émissions atmosphériques mesurées en 1999

Les émissions fugitives proviennent du stockage et de la manipulation du charbon. On a estimé les émissions annuelles à 102 kg/an. Pour les réduire, l'encapsulation de la station de déversement du charbon a été réalisée, et un système de transport souterrain du charbon a été installé.

1 081,5 kilotonnes de charbon provenant de deux mines allemandes et 3 597 tonnes de fioul lourd ont été brûlés. Les caractéristiques du charbon utilisé sont décrites dans le tableau 4.11.

Pouvoir calorifique inférieur (MJ/t)	26 500
Teneur en eau (%)	8
Teneur en soufre (%)	0,7–0,9
Teneur en cendres (eau et cendres exclues) (%)	7,5 - 10
Volatiles (eau et cendres exclues) (%)	32-38
Azote (eau et cendres exclues) (%)	0,9–1,6
Diamètre des grains (mm)	0-20
Indice de broyabilité de Hardgrove (°H)	42-55
Cl (eau et cendres exclues) (%)	< 0,45

Tableau 4.11 : caractéristiques moyennes du charbon brûlé

Le débit d'eaux usées de l'ensemble de l'installation s'élevait à 280 m³/h. Quelque 80 m³/h étaient issus du traitement du condensat et d'autres sources de la production de vapeur. Après la neutralisation et la sédimentation, ces eaux usées étaient déversées dans une rivière, avec des concentrations moyennes d'impuretés, comme le montre le tableau 4.12. L'eau provenant de la tour de refroidissement (160 m³/h)

était déversée dans la rivière, sans subir de traitement. Après neutralisation, précipitation, floculation, sédimentation, traitement biologique et filtration, les eaux usées issues de la désulfuration (40 m³/h) étaient déversées dans la rivière avec des concentrations moyennes d'impuretés, comme le montre le tableau 4.12.

	AOX	DCO	P _{total}	N _{total}	Cr	Cd	Cu	Pb	Ni
Concentration (mg/l)	< 0,05	28,4	0,35	15	< 0,005	<0,0005	0,17	< 0,01	< 0,01
Charge spécifique (g/MWh _e)		4,26	0,11	2,25			0,026		
Mode statistique		Médian	Médian	Médian			Médian		

Tableau 4.12 : concentration des impuretés dans les eaux usées issues du traitement du condensat et d'autres sources du procédé de production de vapeur

	Matière filtrable	Sulfate	Sulfite	Fluorure	Hg	Sulfure	Cd	Ni
Concentration (mg/l)	25	900	< 1	7	< 0,005	< 0,02	0,01	0,05
Charge spécifique (g/MWh _e)	1,9	68		0,5				
Mode statistique	Médian	Médian		Médian			Médian	Médian

Tableau 4.13 : concentration des impuretés dans les eaux usées issues du procédé de désulfuration

Les exigences légales en matière de lutte contre le bruit dépendent de la proximité du récepteur de bruit, dans ce cas, une zone résidentielle à environ 300 m de l'installation. Les exigences appropriées en matière de bruit ont été respectées grâce à l'encapsulation des installations, l'utilisation de matériaux absorbants, d'écrans anti-bruit autour de la tour de refroidissement et de couvertures anti-bruit.

Aspect économique : le coût d'investissement total de l'installation s'est élevé à 791 millions d'euros, y compris les systèmes d'épuration des fumées (1983–1989). Les électrofiltres ont représenté 39,5 millions d'euros, la mise aux normes de la désulfuration 111,2 millions d'euros et la mise aux normes de la réduction catalytique sélective 38 millions d'euros. La mise aux normes de la réduction primaire des émissions de NO_x a nécessité un investissement de 6 millions d'euros. Les coûts d'investissement pour la réduction des émissions fugitives (encapsulation de la station de déversement du charbon et système de transport souterrain du charbon) s'est élevé à 12,5 millions d'euros.

Moteur de la mise en œuvre : le retrofit (reconversion) de la chaudière a été justifié par l'amélioration du rendement et des performances économiques. La désulfuration et le système SCR ont été mis en place dans les années 1980 à cause de la diminution des valeurs limites d'émission.

Littérature de référence: [98, DFIU, 2001].

EXEMPLE 4.2.2.2 RETROFIT (RECOMBUSTION) D'UNE CHAUDIÈRE À CENDRES PULVÉRULENTES AU LIGNITE PULVÉRISÉ AVEC MESURES PRIMAIRES DE RÉDUCTION DES NO_x, MESURES SECONDAIRES DE DÉSULFURATION ET AMÉLIORATION DU RENDEMENT

Description : un exemple d'installation qui a fonctionné en Allemagne, caractérisée par six unités identiques et par une puissance électrique nette de 6 x 465 MW_e, une puissance brute de 6 x 500 MW_e et jusqu'à 6 x 58 MW_{th} de fourniture d'énergie pour le chauffage urbain. Le lignite est extrait de la mine à ciel ouvert située à proximité. Le lignite broyé est inséré dans la chaudière à circulation forcée à combustion tangentielle, dotée de broyeurs à charbon par voie humide et d'un séparateur d'air dévié. Chaque unité est constituée de deux chaudières et d'une turbine à soutirage de vapeur. Les fumées sont nettoyées, puis libérées à l'atmosphère à partir de la tour de refroidissement à tirage naturel. Les chaudières produisent de la vapeur à 176 bars et à 535 °C. Avec la réchauffe, les paramètres de la vapeur atteignent 44,4 bars/540 °C. Le retrofit (reconversion) des installations a été réalisé entre 1991 et 1995. Les mesures prises visaient à réduire les émissions dans l'atmosphère et à augmenter le rendement.

Mesures pour améliorer le rendement : le rendement électrique net est passé de 32,5 à 35,7 %. Ce résultat a été en partie obtenu grâce à l'échange de l'unité de pression basse de la turbine à vapeur. La principale optimisation du rendement a été provoquée par le retrofit (reconversion) de la chaudière, qui a été dans un premier temps équipée pour réduire les émissions de NO_x. Grâce à l'étagement de l'air et du

combustible, le débit volumique des fumées est passé de 1,4 million m³/h à 1,15 million m³/h. Ainsi, la température des fumées a diminué de 200 à 170 °C. Une petite partie de l'optimisation du rendement provient du retrofit (reconversion) des neuf tours de refroidissement. Chacune des mesures et leurs effets sur le rendement sont décrits dans la figure 4.37. L'amélioration du rendement a entraîné une réduction totale des émissions de CO₂ (gaz à effet de serre) de 1 296 545 tonnes entre 1991 et 1996.

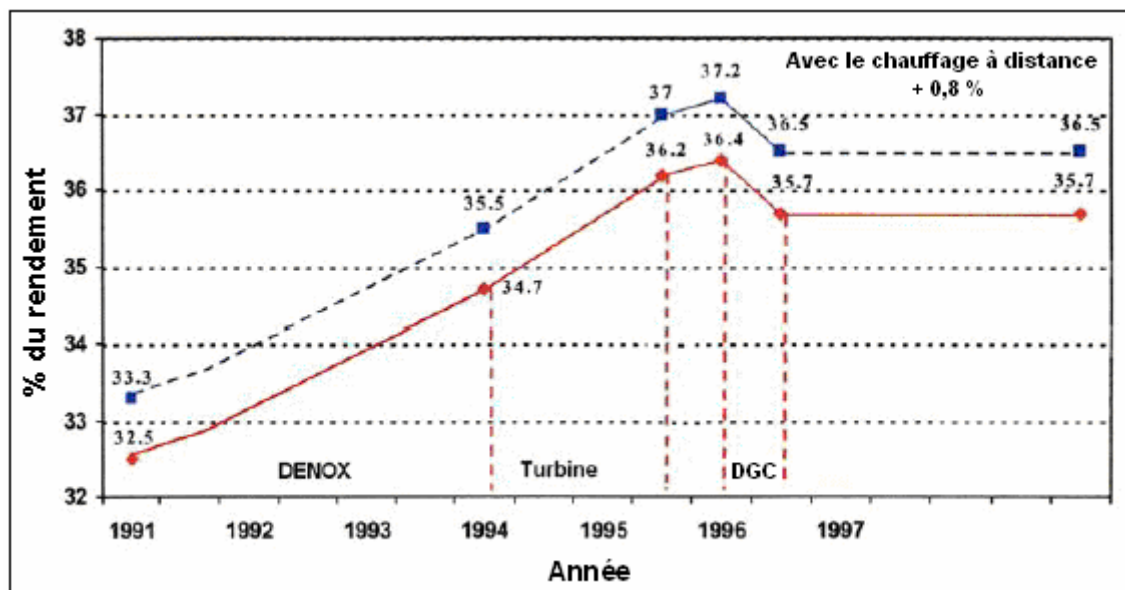


Figure 4.37 : amélioration du rendement
[92, VEAG, 2000]

Principales mesures de réduction des émissions de NO_x : Les émissions de NO_x ont été réduites de moitié pour atteindre moins de 200 mg/Nm³ grâce à l'application des mesures suivantes :

- au moins 80 % de l'air de combustion a été injecté dans la chaudière de façon contrôlée par le biais de l'étagement d'air. Pour respecter cette exigence, la chaudière a dû être fermée hermétiquement afin de réduire de 65 % la quantité d'air de combustion non contrôlé.
- le facteur d'air au niveau des brûleurs a été réduit à 1-0,85.
- un combustible optimisé splitté avec un séparateur de boues (scories).
- la recirculation des fumées froides.
- l'application de la combustion étagée.
- la conversion complète du CO par deux niveaux d'injection d'air de combustion.

Désulfuration : chaque chaudière a été modifiée avec une unité de désulfuration des fumées par voie humide. Les principaux réservoirs ont été fabriqués avec de l'acier spécial. La concentration de SO₂ dans le gaz brut a atteint des valeurs de plus de 7 700 mg/Nm³. L'installation d'un by-pass pour la désulfuration des fumées n'a pas été utile. Le gaz épuré était dirigé vers les tours de refroidissement via des tuyaux en plastique renforcé par la fibre de verre (PRV). Les émissions via les tours de refroidissement ont éliminé le besoin de réchauffer le gaz épuré.

Contrôle des poussières : les électrofiltres existants ont été modifiés, et l'efficacité de dépoussiérage a dépassé 99 %. Un dépoussiérage supplémentaire a eu lieu dans l'unité de désulfuration des fumées par voie humide.

Avantages pour l'environnement : l'augmentation du rendement de 3,2 points de pourcentage a donc permis de réduire la consommation de combustible et les émissions de CO₂ de 10 %. La FGD par voie humide a permis de diminuer les concentrations de SO₂ dans les fumées, passant de 4 000-5 000 mg/Nm³ à moins de 200 mg/Nm³. Les mesures primaires visant à réduire les émissions de NO_x ont revêtu une grande importance car non seulement elles ont permis de diviser par deux les émissions de NO_x, mais elles ont également permis d'augmenter le rendement de 2,2 points de pourcentage.

Applicabilité : l'ESP et la FGD par voie humide sont des mesures de réduction des émissions standards pour les centrales électriques au lignite. Dans la plupart des cas, les mesures primaires visant à réduire les émissions de NO_x peuvent être modifiées même si elles exigent une planification nettement plus

importante que les mesures secondaires (au point de rejet). Les mesures qui ont pour objectif d'augmenter le rendement, comme l'amélioration du rendement de la chaudière, le retrofit (reconversion) des turbines et des systèmes de refroidissement plus efficaces, peuvent en principe être transférables à d'autres installations.

Effets croisés : l'épuration des fumées produit des cendres volantes (électrofiltre), des eaux usées (FGD par voie humide) et du gypse (FGD par voie humide). Le fonctionnement des systèmes d'épuration des fumées réduit le rendement électrique net de l'installation de 0,7 point de pourcentage.

Données opérationnelles :

	Mesure	Valeurs annuelles moyennes de chaque unité à 6 % d'O ₂	Valeurs annuelles moyennes de toute l'installation à 6 % d'O ₂	Émissions spécifiques (g/MW _{he, net})
Teneur en O ₂ (%)	En continu		5,4	
Débit volumique des fumées (m ³ /h)	En continu		865 000	
Poussières (mg/Nm ³)	En continu	< 20 (en amont de la FGD) 3 (en aval de la FGD)	3	0.91
SO ₂ (mg/Nm ³)	En continu	140–200	170	51,51
Taux d'émission du soufre (%)	En continu	2,7–5	3,8	-
NO _x (mg/Nm ³)	En continu	164–188	176	53,31
CO (mg/Nm ³)	En continu	164–200	182	55,15
HCl (mg/Nm ³)	Individuelle	< 1 ¹	1 ¹	0,30
HF (mg/Nm ³)	Individuelle	< 1 ¹	1 ¹	0,30
Remarques : 1 : valeur moyenne des mesures individuelles				

Tableau 4.14 : mesure des émissions atmosphériques en 1999

24 693,4 kt de lignite (l'équivalent de 1,13 kg/kW_{he}) et 7 482 t de fioul léger ont été brûlés. Les caractéristiques du lignite qui a été brûlée sont décrites dans le tableau 4.15.

	Valeurs moyennes de l'année de référence	Limites de variation de la lignite issu de la mine voisine
PCI (MJ/t)	8 611	7 600–9 000
Teneur en eau (%)	55,3	48–56
Teneur en soufre (%)	0,93	0,5–1,4
Teneur en cendres (%)	9,3	5,5–15,2

Tableau 4.15 : caractéristiques du lignite brûlé

La consommation des plus importantes sources secondaires est décrite dans le tableau 4.16.

Produit adjuvant	Calcaire	NaOH	HCl	NH ₄ OH	H ₂ SO ₄
Application	FGD par voie humide	Traitement de l'eau			
Consommation (t/an)	684 000	357	487	12	1 230
Consommation spécifique (g/MW _{he})	31 400	16	22	0,6	56

Tableau 4.16 : consommation de sources secondaires importantes en 1999

Le besoin en eau pour l'ensemble de l'installation à pleine charge s'est élevé à 11 000 m³/h. Les tours de refroidissement ont évaporé 5 800 m³/h d'eau, et 7 580 m³/h d'eau ont été déversés dans la rivière adjacente par le système de refroidissement. Le débit total d'eaux usées s'est élevé à 1 087 m³/h. Une partie de ce débit (516 m³/h) provenait du traitement de l'eau d'appoint des tours de refroidissement, de l'adoucissement complet de l'eau, de la production de vapeur et d'autres sources mineures. Ces eaux

usées étaient soit traitées avec précipitation, floculation et sédimentation, soit envoyée vers une installation de traitement des eaux usées externe.

	AOX	DCO	P _{total}	N _{total}	Zn	Cr	Cd	Cu	Pb	Ni
Fourchette des valeurs de concentration mesurées (mg/l)	0,02–0,038	15-24	0,05–0,07	0,2–2,8	0,01–0,05	< 0,1	< 0,03	0,01–0,04	0,002-0,04	< 0,01
Concentrations annuelles moyennes (mg/l)	0,03	19,2	0,06	1,7	0,04	< 0,1	< 0,03	0,03	0,02	< 0,01
Charge spécifique (g/MWhe)	0,06	4,12	0,01	0,36	0,01			0,06	0,005	
Remarque : les eaux usées traitées à partir du traitement de l'eau d'appoint des tours, de l'adoucissement complet de l'eau, de la production de vapeur et d'autres sources mineures. Données datant de 1999. Valeurs moyennes : 516 m ³ /h										

Tableau 4.17 : concentrations des impuretés dans les eaux usées après traitement

	Cendres pulvérulentes	Cendres volantes	Gypse (FGD)
Quantité (t/an)	491 000	1 815 000	1 210 200
Quantité spécifique (kg/MWhe)	0,022	0,083	0,055
Utilisation/Enfouissement	Industrie du ciment, aménagement du paysage (renforcement des remblais)	Renforcement des remblais pour le dépôt de gypse et architecture du paysage, matériaux pour l'industrie du ciment et la construction	Industrie du gypse, stockage partiel dans les mines de lignite vides en vue d'une utilisation à long terme

Tableau 4.18 : résidus produits en 1999

Aspect économique : les coûts d'investissement totaux pour le retrofit (reconversion) s'est élevé à 1 759 millions d'euros (1996). Cela représentait un investissement spécifique de 643 EUR/kWe. Le tableau 4.19 montre cet investissement pour chaque mesure de retrofit (reconversion).

Améliorations	Coûts (en millions d'euros)
Installations FGD par voie humide	1 154
Réduction des émissions de NOX	176
Retrofit (reconversion) des 24 ESP	12,3
Décontamination des 9 tours de refroidissement	115
Retrofit (reconversion) des turbines	85
Rénovation de la technologie de contrôle et d'instrumentation	267

Tableau 4.19 : investissements pour le retrofit (reconversion)

Moteur de la mise en œuvre : le retrofit (reconversion) de l'ESP ainsi que la mise en place de la FGD par voie humide et de mesures primaires de réduction des émissions de NOx ont été justifiées par un renforcement de la sévérité des valeurs limites d'émission en 1996. Sans ces mesures, l'installation aurait dû être fermée.

Le retrofit (reconversion) de la chaudière a été motivée par l'obligation de réduire les émissions de NOx. Mais cela pouvait également augmenter considérablement le rendement, et donc améliorer les performances économiques de l'installation. L'optimisation du rendement a été réalisée dans un premier temps pour des raisons économiques.

Littérature de référence: [98, DFIU, 2001], [92, VEAG, 2000].

4.2.3 Exemples de techniques appliquées aux nouvelles grandes installations de combustion au lignite et au charbon

EXEMPLE 4.2.3.1 INSTALLATION DE COGÉNÉRATION À CYCLE COMBINÉ AVEC CHAUDIÈRE À CENDRES PULVÉRULENTES À COMBUSTION AU CHARBON PULVÉRISÉ ET AVEC ÉPURATION DES FUMÉES

Description : la chaudière au charbon fonctionne avec une turbine à gaz à cycle combiné dans laquelle la chaudière à chaleur perdue fait partie du cycle de vapeur provenant de la chaudière au charbon. Ce fonctionnement combiné permet d'obtenir des valeurs de puissance et des rendements électriques élevés à différentes charges, comme le montre le tableau 4.20.

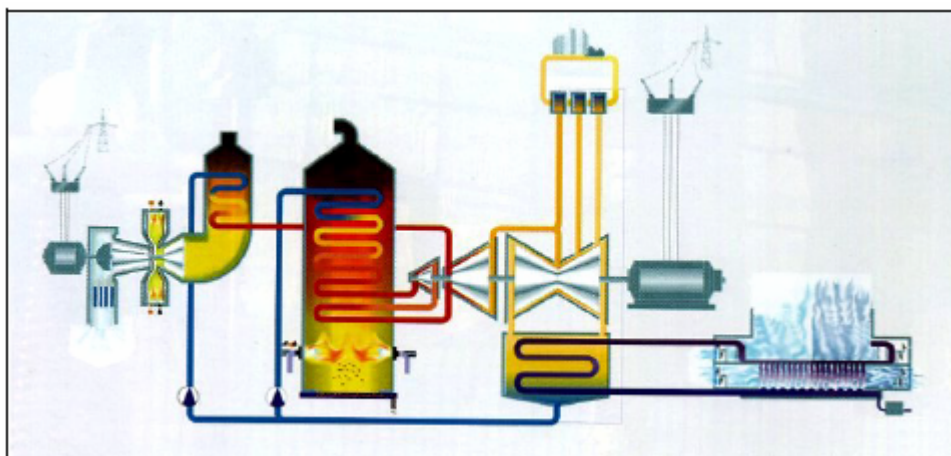


Figure 4.38 : chaudière au charbon fonctionnant avec une turbine à gaz à cycle combiné [140, NWS, 2000]

Mode de fonctionnement	Uniquement de l'électricité		Cogénération			
	P_e (MW)	$\eta_{el,net}$ (%)	P_e (MW)	$\eta_{e,net}$ (%)	$P_{chaleur}$ (MW)	Rendement global (%)
Fonctionnement combiné	397	44	355	38	280	70
Uniquement la chaudière	302	41,2	246	34,7	280	72
Uniquement la turbine à gaz	65	36	63	35	87	83

Tableau 4.20 : données de performance à différents modes de fonctionnement [140, NWS, 2000]

Le charbon provenant du marché international est broyé dans six broyeurs à charbon avant d'être brûlé dans 12 brûleurs à combustion étagée. La chaudière à tirage simple (de type « Benson ») dispose de trois niveaux de brûleurs. Après épuration, les fumées sont libérées à l'atmosphère par le biais d'une cheminée de 250 m de haut, composée de béton armé et d'un revêtement intérieur résistant aux acides. Les paramètres de vapeur de la turbine s'élèvent à 284 bars/545 °C et à 61 bars/569 °C après la réchauffe. La tour de refroidissement hybride de 42 m de haut peut émettre jusqu'à 420 MW de chaleur. La puissance thermique de la turbine à gaz s'élève à 184 MW. Cette turbine est dotée de 24 brûleurs hybrides dans une chambre de combustion annulaire. Les conditions de la turbine à gaz sont : 17 bars/1 160 °C. Les gaz d'échappement (560 °C) sont utilisés dans la chaudière à double tirage de type Benson afin de produire de la vapeur (64 bars/540 °C). Les fumées refroidies sont ensuite émises à l'atmosphère sans aucune autre épuration.

Mesures visant à optimiser les performances : un rendement électrique net de 44 % et un rendement global de 70 % pour le fonctionnement combiné sont obtenus par les mesures individuelles suivantes :

- utilisation d'un fonctionnement combiné avec la turbine à gaz : à pleine charge, le rendement net augmente de 2,8 points de pourcentage par rapport au fonctionnement individuel de la chaudière. Par rapport à l'association du côté des gaz d'échappement de la chaudière au charbon avec une turbine à gaz

(c'est-à-dire que les fumées chaudes de la turbine à gaz sont utilisés comme air de combustion dans la chaudière au charbon), le procédé présenté peut également atteindre des rendements élevés dans des conditions de charge partielle. Le rendement maximal net survient avec une charge de 50 %, mais un rendement de 40 % peut être atteint même avec une charge de seulement 25 %.

- fonctionnement avec des paramètres élevés des conditions de vapeur de la turbine
- optimisation de la technique de turbine à vapeur.
- réduction des besoins d'énergie auxiliaire (en utilisant par exemple une désulfuration efficace ainsi qu'un système de tirage induit).
- application du réchauffage régénératif de l'eau d'alimentation (274 °C).
- utilisation d'un rendement de chaudière élevé (94,4 %).
- optimisation du condenseur.
- utilisation d'une turbine à gaz hautement efficace (rendement net de 36 %).

La tour de refroidissement hybride a été installée pour empêcher toute apparition de panache à proximité de la zone résidentielle voisine. La demande en électricité du système de ventilation requis s'élève à 3 MW_e.

Mesures de réduction des émissions de NO_x : avec les brûleurs bas NO_x, il est possible d'atteindre une concentration de NO_x de 350 mg/Nm³ dans les gaz bruts de la chaudière au charbon. Le système suivant, la réduction catalytique sélective, est situé dans une position de poussières élevées et permet de réduire la teneur en NO_x pour atteindre le niveau légal obligatoire de 130 mg/Nm³ (à 6 % d'O₂). Elle se compose de deux unités avec un volume combiné de 250 m³. La consommation d'ammoniac peut atteindre 100 kg/h.

Désulfuration : l'efficacité d'épuration du procédé par voie humide au calcaire s'élève à 96–98,5 %. Ce laveur se compose d'acier inoxydable fortement allié, plaqué sur du ST 37 comme matériau de base. Les tuyaux et tubes sont fabriqués en résine en verre époxy. La consommation électrique du système atteint 3,4 MW_e. Le filtre sous vide déshydrate le gypse jusqu'à une teneur en eau de 10 %.

Dépoussiérage : quatre lignes d'électrofiltres sur une surface totale de 61 400 m² permettent de réduire la charge en poussières de 99,92 %.

Avantages pour l'environnement : la mise en place de la technique combinée permet d'obtenir des rendements élevés à différents charges et modes de fonctionnement. Les mesures primaires et secondaires conduisent à de faibles émissions atmosphériques. La réutilisation des eaux usées permet de réduire la consommation en eau (les eaux usées provenant du traitement de l'eau des cendres et de l'eau de désulfuration est utilisée pour le procédé de refroidissement). La tour de refroidissement hybride ne produit presque aucun nuage et évapore environ 20 % de moins d'eau qu'une tour de refroidissement à tirage naturel.

Applicabilité : un site potentiel pour concevoir une installation du type décrit présente les exigences suivantes : une demande de chaleur pour un chauffage urbain, des ressources en eau suffisantes et la disponibilité de moyens de transport du charbon. La décision de retrofit (reconversion) d'une chaudière existante au charbon avec une turbine à gaz dépend des conditions locales.

Effets croisés : le catalyseur de l'installation SCR doit être régulièrement remplacé. Le fonctionnement du système de désulfuration réduit le rendement électrique net de 0,38 point de pourcentage, et la tour de refroidissement le réduit de 0,33 points de pourcentage par rapport à une tour de refroidissement à tirage naturel.

Données opérationnelles : en 1999, on a généré 1 100 GWh d'électricité nette et 286 GWh de chaleur pour le chauffage urbain. Le nombre d'heures équivalent pleine charge s'élevait à 3 860. Le tableau 4.21 indique les émissions atmosphériques de la chaudière à charbon et de la turbine à gaz en 1999.

	Chaudière au charbon		Turbine à gaz
	niveau d'émission mesuré	Émissions spécifiques (g/MWhe)	niveau d'émission mesuré
Teneur en O ₂ (%)	5,9		15
État de marche	Puissance thermique nominale de 700 MWth (opération interconnectée)		Puissance thermique nominale de 180 MWth (opération simple et combinée)
Débit volumique des fumées (m ³ /h)	900 000 ¹		550 000
Poussières (mg/Nm ³)	5 ¹	13,47	
SO ₂ (mg/Nm ³)	20 ¹	56,89	
NO _x (mg/Nm ³)	90 ¹	254,49	70 ³
CO (mg/Nm ³)	16 ¹	44,91	20 ³
HCl (mg/Nm ³)	2 ²	5,99	
HF (mg/Nm ³)	0,2 ²	0,60	
Remarques :			
1. mesures en continu, valeur annuelle moyenne à 6 % d'O ₂			
2. valeur moyenne des mesures individuelles			
3. mesures en continu, valeur moyenne journalière à 15 % d'O ₂			

Tableau 4.21 : niveaux d'émission mesurés en 1999

Environ 360 000 tonnes de charbon issu de différentes régions du monde ont été brûlées en 1999. De plus, 1 million de Nm³ de gaz naturel et 1 800 tonnes de fioul léger ont été brûlés. La consommation des plus importantes sources auxiliaires est décrite dans le tableau 4.22.

Produit adjuvant	Application	Consommation (t/an)	Consommation spécifique (g/MWhe)
Chaux	Désulfuration	470	430
Calcaire		9 000	8 200
NaOH	Traitement des eaux usées	120	110
HCl		230	210
H ₂ SO ₄		50	46
FeCl		520	476
NH ₃	SCR	890	815

Tableau 4.22 : consommation des grandes sources auxiliaires en 1999

La consommation en eau de la tour de refroidissement s'élevait à 540 m³/h. De cette quantité, 37 % ont été déversés dans une rivière proche et le reste a été évaporé. Cet effluent contenait des impuretés comme de la DCO (demande chimique en oxygène) (20 mg/l), du phosphore (0,2 mg/l) et de l'azote (23 mg/l). Les nombres représentent les valeurs moyennes pour l'année 1999. Les eaux usées provenant de l'installation de désulfuration ont été traitées dans une installation distincte avec des agents de floculation et une sédimentation ultérieure. Un pourcentage de 50 % de cette eau a ensuite été utilisé comme eau de refroidissement, et les 50 % restants ont été déversés dans la rivière. La concentration en impuretés de ces eaux usées est indiquée dans le tableau 4.23.

	Valeur moyenne pour 2 à 3 mesures (mg/l)	Charge spécifique (g/MWh _e)
Chlore	40 000	1,20E+03
DCO	< 150	4,49E+00
Zinc	< 1	2,99E-02
Chrome	< 0,5	1,50E-02
Cadmium	< 0,05	1,50E-03
Cuivre	< 0,5	1,50E-02
Plomb	< 0,1	2,99E-03
Nickel	< 0,5	1,50E-02
Matière filtrable	17	5,09E-01
Sulfate	1 542	7,61E+01
Sulfite	2	5,99E-02
Fluorure	8	2,40E-01
Mercure	0,007	2,10E-04
Sulfure	0,07	2,10E-03
Remarque : mesures en 1998/1999		

Tableau 4.23 : concentrations des polluants dans les eaux usées de la désulfuration après traitement

	Cendres (qualité normalisée)	Sable de la chaudière	Boue résiduaire de chaux issue du traitement de l'eau d'appoint des tours	Gypse de la FGD, grains fins
Quantité (t/an)	21 000	3 100	2 500	14 000
Quantité spécifique (kg/MWh _e)	19,0	2,8	2,3	12,7
Utilisation/Enfouissement	Industrie du ciment et du béton	Industrie de la construction	Industrie du ciment, engrais	Industrie du gypse et du ciment

Tableau 4.24 : résidus produits en 1999

Les dispositions légales en matière de lutte contre le bruit dépendent de la proximité du récepteur de bruit, dans ce cas, une zone résidentielle à environ 400 m de l'installation. Les exigences appropriées ont été respectées en matière de bruit grâce à l'utilisation de silencieux d'échappement, d'écrans anti-bruit autour de la tour de refroidissement et de revêtement sur la façade.

Aspect économique : les coûts d'investissement totaux se sont élevés à 615 millions d'euros à l'époque de la mise en service. Cela représentait des coûts d'investissement spécifiques de 1 549 EUR/kW_e.

Moteur de la mise en œuvre : la raison à l'origine de la construction de l'installation était le besoin de remplacer trois anciennes chaudières au charbon. Ces trois chaudières, datant des années 1950 et 1960s offraient une grande souplesse de fonctionnement. Les raisons qui ont justifié la technique composée étaient liées à la possibilité de conserver ce niveau élevé de souplesse. Les rendements élevés du fonctionnement à charge partielle et avec des temps de démarrage et d'arrêt rapides étaient des avantages clés. Une tour de refroidissement hybride était déjà utilisée dans une installation existante sur le même site, et elle avait largement rempli ses exigences. Elle était également utilisée dans la nouvelle installation afin d'empêcher l'apparition de panaches visibles. Les valeurs limites d'émission atmosphérique relativement faibles étaient imposées du fait du cadre naturel autour du site (il se situait dans une vallée).

Littérature de référence: [98, DFIU, 2001], [140, NWS, 2000], [179, Lehmann, et al., 2000].

EXEMPLE 4.2.3.2 CHAUDIÈRE À CENDRES PULVÉRULENTES AU CHARBON PULVÉRISÉ AVEC UNE FGD PAR VOIE HUMIDE ET UNE SCR

Description : l'exemple de centrale électrique a été mis en service en 1994 en Allemagne. Sa puissance thermique nominale s'élève à 1 370 MW. Sa puissance fournie maximale s'élève à 553 MW_e d'électricité brute, 508 MW_e d'électricité nette et 300 MW de chaleur. Le rendement électrique net est de 42,5 %. Le charbon provenant du marché international est broyé dans quatre broyeurs à charbon avant d'être brûlé dans 16 brûleurs turbulents à combustion étagée. Ces brûleurs se situent sur quatre niveaux. Après l'épuration, les fumées sont libérées à l'atmosphère via une tour de refroidissement de 141,5 m. Les paramètres de vapeur de la turbine sont 262 bars/545 °C et 53 bars/562 °C après la réchauffe.

Mesures pour améliorer le rendement :

- augmentation des paramètres de vapeur
- optimisation des turbines
- les principales installations sont conçues sur une ligne.

Mesures primaires et secondaires de réduction des émissions de NOx :

- brûleurs bas NOx permettant d'atteindre des concentrations de NOx de moins de 500 mg/Nm³ dans les gaz bruts
- SCR avec trois couches de catalyseurs dans une position de « poussières élevées ».

Désulfuration :

- FGD par voie humide utilisant de la chaux comme absorbant, sans réchauffe, efficacité de réduction supérieure à 95 %.

Réduction des poussières :

- ESP avec une efficacité de réduction supérieure à 99 %.

Avantages pour l'environnement : le rendement électrique net élevé permet d'économiser l'utilisation des ressources (charbon) et de réduire les émissions de CO₂ spécifiques. Les mesures primaires et secondaires conduisent à des émissions atmosphériques faibles.

Applicabilité : un site potentiel pour concevoir une installation du type décrit nécessite une demande de chaleur pour le chauffage urbain, la disponibilité de ressources en eau suffisante et des moyens de transport adaptés pour le charbon.

Effets croisés : les résidus provenant de l'épuration des fumées sont :

- les cendres volantes (électrofiltre)
- les eaux usées et le gypse issus de l'installation de désulfuration
- le catalyseur de la SCRC nécessite d'être régulièrement remplacé
- le fonctionnement de l'unité de désulfuration réduit le rendement électrique net.

Données opérationnelles : en 1999, l'installation a fonctionné pendant 5 782 heures et a produit 2 481,3 GWh_e d'électricité nette et 168,8 GWh de chaleur pour le chauffage urbain. L'installation a atteint un rendement électrique net moyen de 40,4 % et un rendement global moyen de 44,26 %. Le tableau 4.25 montre les émissions atmosphériques de la chaudière au charbon et de la turbine à gaz en 1999.

	niveau d'émission mesuré (valeur moyenne à 30 mn à 6 % d'O ₂)	Émissions spécifiques (g/MWh _e)	Mesure
Teneur en O ₂ (%)	4		
Mode de fonctionnement	Pleine charge		
Débit volumique des fumées (m ³ /h)	1 580 000		
Poussières (mg/Nm ³)	3	9,11	En continu
SO ₂ (mg/Nm ³)	52	158,38	En continu
NO _x (mg/Nm ³)	167	483	En continu
CO (mg/Nm ³)	23	66,49	En continu
HCl (mg/Nm ³)	< 1,73		Individuelle
HF (mg/Nm ³)	<0.2		Individuelle

Tableau 4.25 : niveaux d'émission mesurés en 1999

Environ 782 kilotonnes de charbon provenant du marché international ont été brûlées en 1999, ainsi que 4 170 tonnes de fioul léger. La consommation des plus importantes sources secondaires est décrite dans le tableau 4.26.

Produit adjuvant	Application	Consommation (t/an)	Consommation spécifique (g/MWh _e)
Chaux	FGD	16 139	6 500
Chaux blanche finement broyée		588	237
H ₂ SO ₄	Traitement de l'eau	603	244
FeCl ₃		396	159
NH ₃	SCR	605	244

Tableau 4.26 : consommation des grandes sources auxiliaires en 1999

Le système de refroidissement est alimenté par de l'eau de la mer Baltique, sans qu'aucune déminéralisation ne soit effectuée. Pour empêcher toute corrosion, les tuyaux du système de refroidissement sont entièrement fabriqués en titane. L'eau de refroidissement visqueuse est déversée dans la mer, à un débit de 950 m³/h à pleine charge. Les concentrations d'impuretés dans cet effluent sont indiquées dans le tableau ci-dessous.

	Concentration moyenne (mg/l)	Charge spécifique moyenne (g/MWh _e)
Cl	0,3	0,56
AOX	0,117	0,22
DCO	35	65,5
P _{total}	0,191	0,36
N _{total}	0,47	0,88
Remarque : mesures en 1999		

Tableau 4.27 : concentration des impuretés dans l'effluent du système de refroidissement

Le besoin en eau de la FGD par voie humide est satisfait grâce à un mélange d'eau de mer et d'eau de source. Le traitement des effluents de la FGD produit des eaux usées (70 m³/h) qui sont également déversée dans la mer. Les concentrations d'impuretés dans les eaux usées de l'installation de désulfuration après traitement sont indiquées ci-dessous.

	Valeurs moyennes de concentration (mg/l)	Charges spécifiques moyennes (g/MWh _e)
AOX	0,0383	0,002
DCO	71	3,57
Zinc	< 1	0,05
N _{total}	< 10	0,5
Cr	< 0,01	
Cd	< 0,01	
Cu	< 0,01	
Pb	< 0,1	0,005
Ni	< 0,02	
Matière filtrable	< 30	1,5
Sulfate	< 2 000	100,7
Sulfite	< 20	1,00
Fluorure	< 30	1,5
Mercurure	< 0,001	
Sulfure	< 0,2	0,1
Remarque : mesures en 1999		

Tableau 4.28 : concentrations des impuretés dans les eaux usées de la désulfuration après traitement

	Quantité (t/an)	Quantité spécifique (kg/MWh _e)	Réutilisation et enfouissement
Cendres pulvérulentes	14 150	6	Industrie de la construction
Cendres volantes	81 350	30	Industrie de la construction
Gypse de la FGD	26 300	10	Industrie de la construction
Gypse	2 020	0,8	Recouvrement de décharge
Boue issue du traitement de l'eau d'appoint des tours	733	0,3	Recouvrement de décharge

Tableau 4.29 : résidus produits en 1999

Les exigences légales en matière de lutte contre le bruit dépendent de la proximité du récepteur de bruit, dans ce cas, une zone résidentielle à environ 820 m de l'installation. Les exigences appropriées ont été respectées en matière de bruit grâce à l'utilisation de silencieux d'échappement, d'écrans anti-bruit, d'encapsulations et en évitant de changer trop souvent les forces et les pressions.

Aspect économique : les coûts d'investissement totaux se sont élevés à 615 millions d'euros à l'époque de la mise en service. Cela représentait des coûts d'investissement spécifiques de 1 118 EUR par kW_e.

Moteur de la mise en œuvre : l'ESP, la FGD par voie humide, la réduction des NO_x par mesure primaire et la SCR ont été mis en place afin de respecter les valeurs limites d'émission. L'optimisation du rendement a été réalisée dans un premier temps pour des raisons économiques.

Littérature de référence: [98, DFIU, 2001].

EXEMPLE 4.2.3.2 CHAUDIÈRE À CFBC DANS LES INSTALLATIONS DE PRODUCTION D'ÉNERGIE PUBLIQUES ET INDUSTRIELLES

Description : Les exigences en matière de protection de l'environnement de plus en plus sévères tendent à forcer les fabricants et opérateurs de chaudières (du secteur publique et industriel) à mettre en œuvre des solutions respectueuses de l'environnement pour les procédés de combustion des combustibles solides. C'est de ce point de vue que la chaudière à lit fluidisé circulant est un concept de réduction de la pollution et de production d'énergie tout à fait remarquable. Le succès des foyers à lit fluidisé circulant repose sur leur capacité à répondre aux exigences en matière de protection de l'environnement particulièrement sévères pour les émissions de SO₂ et de NO_x, sans devoir disposer d'un équipement de réduction supplémentaire. Les foyers à lit fluidisé peuvent subir une combustion avec une large gamme de combustibles dont les valeurs calorifiques sont faibles et la teneur en cendres est élevée.

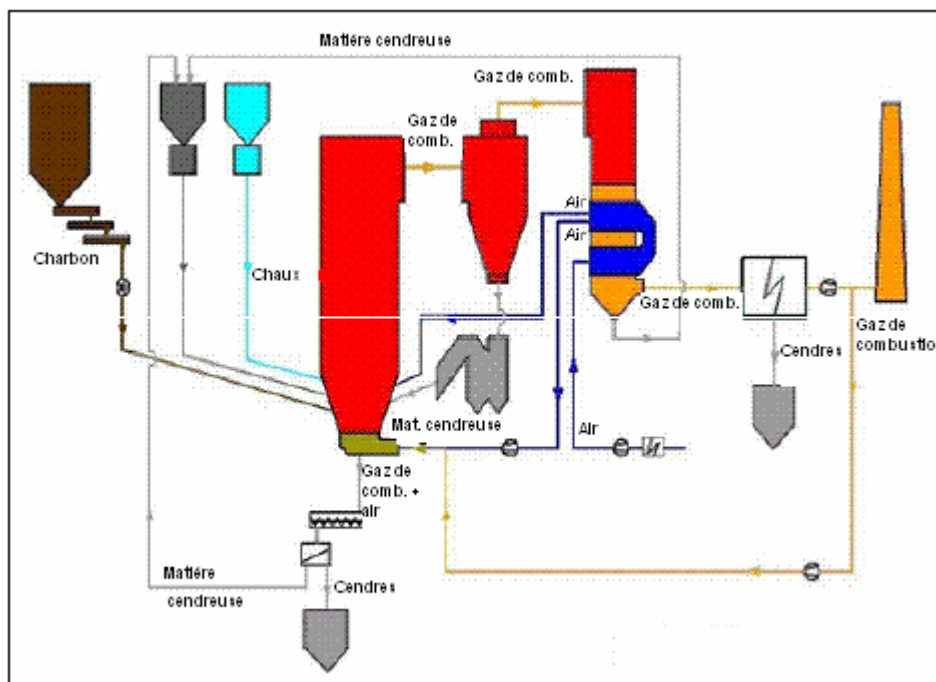


Figure 4.39 : chaudière CFBC de type industriel

Avantages pour l'environnement : le SO_2 produit lors de la combustion dans les foyers à lit fluidisé peut être efficacement capté par l'addition de sorbant de calcaire. La quantité de calcaire ajoutée est directement liée à sa qualité. L'adjuvant de calcaire idéal doit être amorphe, réactif et sa teneur en CaCO_3 doit être supérieure à 90 %. Les cendres chargées en soufre forment un produit de résidus sec et commercialisable.

Le procédé de combustion à basse température (presque la moitié de la température d'une chaudière classique) et une alimentation progressive de l'air entraînent une diminution considérable de la quantité de NO_x qui s'est formé à partir de l'azote de l'air et du combustible.

Applicabilité : les foyers à lit fluidisé circulant sont particulièrement adaptés pour les chaudières de production d'énergie de taille moyenne et grande. **Effets croisés :** l'érosion et la corrosion sont les problèmes les plus fréquents liés à la combustion en lit fluidisé. Les principales raisons de ces problèmes sont la grande masse de matière inerte qui circule en permanence et l'atmosphère réductrice dans la trémie de la chambre de combustion.

Données opérationnelles : le SO_2 libéré lors du procédé de combustion est capté en ajoutant du calcaire. L'efficacité de désulfuration dépend de plusieurs facteurs comme la température de la chambre de combustion, la teneur en soufre du combustible, la qualité et la granulométrie du calcaire.

La température basse du procédé de combustion (850-870 °C) est inférieure à la température à laquelle les polluants azotés provenant de la combustion sont formés. Les émissions de NO_x thermique à partir de l'azote de l'air sont donc limitées.

La distribution progressive de l'air dans la trémie de la chambre de combustion réduit la quantité de NO_x qui se forme à partir de l'azote du combustible. Par rapport aux chaudières au lignite, les chaudières au charbon tendent à présenter des valeurs d'émission de CO supérieures. La combustion du charbon peut augmenter les teneurs en CO dans le système en cas de réduction importante de la fréquence du souffleur de suie pour les surfaces convectives qui sont situées en aval du cyclone.

Le tableau 4.30 ci-dessous montre une comparaison entre les émissions atteintes et les valeurs d'émission de polluants « garanties » par les fabricants pour trois chaudières au charbon à lit fluidisé qui se trouvent en Pologne (installations A à C). Les résultats des mesures sont indiqués avec une teneur de 6 % d' O_2 dans les fumées sèches.

Polluant	Installation A (mg/Nm ³)		Installation B (mg/Nm ³)		Installation C (mg/Nm ³)	
	Mesure	Garantie	Mesure	Garantie	Mesure	Garantie
SO ₂	121-141	300	80-168	200	290-320	400
NO _x	176-181	250	162-171	200	85-154	300
CO	81,1-84	250	84-96	250	105-224	250
Cendres	28	50	26	50	15-23	50

Tableau 4.30 : comparaison des valeurs d'émission de polluants atteintes et garanties pour trois chaudières au charbon à lit fluidisé fonctionnant en Pologne

Aspect économique : par rapport à une chaudière à combustible pulvérisé de la même capacité (dotée de brûleurs à faible émission et d'une installation externe de désulfuration des fumées) et pour obtenir les mêmes avantages pour l'environnement, les coûts d'investissement d'une chaudière à CFBC sont inférieurs. L'installation des chaudières à CFBC nécessite également moins d'espace, ce qui les rend plus appropriées pour le retrofit (reconversion) des installations existantes.

Elles représentent une solution plus efficace et moins onéreuse aux méthodes classiques de réduction des émissions. Ces méthodes classiques viennent en général compléter les installations des centrales électriques, s'ajoutant ainsi aux dépenses et à la complexité de la centrale et réduisant son rendement. En revanche, la technologie CFBC est axée sur l'amélioration globale du système, produisant des émissions bien inférieures ainsi qu'un rendement bien plus important.

Moteur de la mise en œuvre : jusqu'à ces dernières années, les procédés de combustion au charbon ont essentiellement évolué dans le but d'améliorer le rendement et d'augmenter la puissance. De nos jours, alors que les performances environnementales sont devenues une exigence cruciale dans la conception des centrales électriques, les chaudières à CFBC sont considérées comme une solution plus efficace et moins onéreuse que la technologie classique de combustion au charbon.

Les chaudières à CFBC peuvent répondre aux normes en matière d'émission de SO₂ et de NO_x sans qu'aucun autre équipement de réduction de la pollution ne soit nécessaire. Cette solution, associée à des coûts d'investissement bas, une surface d'installation relativement réduite et des possibilités de combustion avec un combustible solide, bon marché et de qualité inférieure représentent quelques uns des nombreux avantages garantissant le développement futur de cette technologie de combustion.

Littérature de référence: [195, Poland, 2001].

4.3 Consommation et niveaux d'émission actuels

Cette section fournit des informations sur les niveaux d'émission des grandes installations de combustion, actuellement observés (mesurés) dans l'air, l'eau et le sol. Des informations sont fournies sur les combustibles qui sont utilisés dans ce secteur, sur leurs propriétés chimiques et physiques ainsi que sur les gammes d'impuretés qui sont généralement attendues. Si ces données sont disponibles, elles comprennent des informations sur les rendements de l'installation et sur tous les résidus et les sous-produits qui peuvent apparaître suite aux différents fonctionnements d'une grande installation de combustion, mais elle reflète également toutes les options de recyclage et de réutilisation, dans l'ensemble du procédé, des flux émis.

La portée de la complexité multimédia sera indiquée là où une interdépendance existe entre les différentes entrées et sorties, par exemple lorsque différents paramètres sont gérés ensemble ou lorsque certains compromis ont été effectués tels que certains niveaux ne peuvent pas être atteints en même temps.

Les données de performance seront qualifiées autant que possible en ajoutant des détails sur les conditions de fonctionnement (le pourcentage de capacité totale, par exemple), les méthodes d'échantillonnage et d'analyse ainsi que sur la présentation statistique des figures (moyennes, maxima, échelles, par exemple). Les données de performance actuelles peuvent être comparées aux normes applicables de la législation nationale ou internationale.

Les données d'émission actuelles de ce document sont normalement indiquées sous la forme de moyennes horaires ou journalières ou sous la forme d'émissions massiques par unité d'énergie produite. La dilution des gaz ou des eaux usées n'est pas considérée comme étant acceptable. Les émissions dans l'eau qui sont indiquées reposent normalement sur un échantillon aléatoire qualifié ou sur un échantillon moyen sur 24 heures. Les conditions standard de 273 K, 101,3 kPa, avec une teneur en oxygène mesurée fixe et des gaz secs sont utilisées.

4.3.1 Charbon et lignite utilisés dans les grandes installations de combustion

Le charbon et le lignite sont actuellement les combustibles solides dominants des grandes installations de combustion de l'Union européenne. Les dépôts de charbon se sont formés suite aux réactions biochimiques anaérobies complexes sous les effets de la température, de la pression et du temps qui se sont produites dans les débris souterrains stratifiés de l'installation, enrichissant ainsi la teneur en carbone et en hydrocarbure de la matière organique d'origine. Les propriétés chimiques du charbon dépendent des propriétés des différents composants chimiques présents dans les débris de l'installation mère, de la nature et de l'étendue des modifications ainsi que de la nature et quantité de matière inorganique présente.

Le premier produit immature du procédé d'« houillification » est la tourbe et le dernier est l'anthracite. Le degré de modification de la composition chimique du charbon dans la série de combustibles fossiles qui va de la tourbe à l'anthracite est connu sous le nom de degré de carbonisation du charbon et correspond à une augmentation de l'énergie équivalente du charbon (valeur calorifique). La base de la classification des charbons par degré de carbonisation sont les propriétés du charbon telles que révélées par leur analyse chimique et d'autres facteurs comme le pouvoir d'agglomération.

- **l'analyse immédiate** fournit des informations sur le comportement du charbon lorsqu'il est chauffé (humidité, matière volatile et carbone fixe, par exemple).
- **l'analyse élémentaire** fournit des informations pour aider à sélectionner le charbon pour la production de vapeur (par exemple, le carbone total, l'hydrogène, l'azote, l'oxygène, la valeur calorifique, la température de fusion des cendres, la broyabilité et la teneur en soufre).

Trois grands systèmes de classification ont été développés en fonction de l'analyse immédiate des charbons. Ce sont :

- la classification ASTM développée aux États-Unis
- la classification FRB/NCB développée au Royaume-Uni
- le « système de codification international » des charbons de degré de carbonisation moyen et élevé et le « système de codification international » pour l'utilisation des charbons de degré de carbonisation faible, développés par la CEE/NU.

Selon la classification ASTM, il existe quatre classes qui reposent sur le carbone fixe et la matière volatile (sur une base sèche et sans matière minérale) et sur les valeurs calorifiques (sur une base humide et sans matière minérale) :

- anthracite
- bitumineux
- sub-bitumineux
- lignite

Selon le système de classification FRB/NCB qui repose sur la matière volatile (eau et cendres exclues) et sur les propriétés de combustion (essai Gray-King), on compte quatre groupes :

- anthracites
- charbons vapeur à faible teneur en matière volatile
- charbons à teneur moyenne en matière volatile
- charbons à haute teneur en matière volatile (composés de six sous-classes)

Selon le système de classification internationale de la CEE/NU, les charbons sont définis comme **charbons de degré de carbonisation supérieur** et **charbons de degré de carbonisation inférieur** en fonction de leur pouvoir calorifique supérieur (sur une base humide et exempte de cendres) et l'indice de réflexion moyen de la vitrinite dans le pétrole. Ces catégories sont divisées en sous-catégories. Les charbons de degré de carbonisation supérieur sont divisés en **charbons de degré de carbonisation moyen** et **élevé** alors que les charbons de degré de carbonisation inférieur sont divisés en **lignite** et **charbons sub-bitumineux**.

Il est très important de connaître autant que possible les propriétés d'un combustible solide pour pouvoir concevoir de façon appropriée les grandes installations de combustion et l'équipement nécessaire pour atteindre les meilleures performances. Il est également important de brûler le combustible adéquat pour lequel la grande installation de combustion a été conçue ou, au moins, un combustible aux propriétés similaires. Cela garantit un rendement élevé sur le long terme ainsi qu'un fonctionnement satisfaisant et des performances environnementales optimales.

Propriété	Unités (eau et cendres exclues)	Lignite	Charbon		
			Bitumineux	Bitumineux et semi-anthracite à faible teneur en matière volatile	Anthracite
Humidité	(% obtenu)	30–70	2–20	2–20	2–20
Cendres	(% obtenu)	5–40	1–30	1–30	1–30
Matière volatile	(% (eau et cendres exclues))	40–66	> 22	8–22	< 8
Carbone fixe	(% (eau et cendres exclues))	35–60	55–85	85–92	> 92
Carbone total	(% (eau et cendres exclues))	60–80	80–95	90–95	92–95
Hydrogène	(% (eau et cendres exclues))	4,5–6,5	4,5–6,5	3,5–4,5	3–8
Oxygène	(% (eau et cendres exclues))	12–30	1,5–14	1,2–6	1,2–5
Soufre	(% (eau et cendres exclues))	0,5–4,7	0,3–4,5	0,5–1	0,5–0,8
Pouvoir calorifique supérieur	(MJ/kg d'eau et cendres exclues)	23–35	32–38,5	35–38	35–38
Pouvoir calorifique inférieur	(MJ/kg brut)	6,3–30–1	26–32	25–32,3	30–31,4
Pouvoir calorifique inférieur, données d'EVT Handbook 1990					

Tableau 4.31 : analyses indicatives des charbons (pratique générale) [58, Eurelectric, 2001]

La composition du lignite et du charbon diffère considérablement, comme le montre le tableau 4.32. Cela est également vrai pour la concentration de métaux lourds et d'éléments traces dans le lignite et le

charbon. Les résultats fournis dans le tableau 4.33 sont des exemples provenant d'échantillons simples de charbons de différentes origines.

Valeurs en mg/kg	Australie	Canada	États-Unis	Pologne	Russie et CEI	Europe
Cendres (%)	12,5	12,9	9,9	15,9	15,4	14,4
As	1,4	2,9	8,7	3,4	4	18,5
Ag			0,86	< 1,7	< 1,6	0,74
Ba			280	500	210	240
Be	1,4	0,8	1,9	1,6	0,7	2
B	12,3	58	46			
Cd	0,06	0,3	0,24	0,73	0,27	0,2
Cr	7,4	7,4	13,9	16,3	40	18,7
Cu	13,3	16,9	16,6			
Cl	300	300	800			
Co			6,2	5,3	3,2	6,2
Cs			1,92	3,3	0,9	1,3
F	62	82	55			
Hf			1,1	1,6	1,2	0,7
Hg	0,04	0,05	0,11	0,09	0,12	0,131
La			13,9	11,3	10,4	11,1
Mn	132	149	19	200	135	80
Mo	0,9	1,6	5,3	< 1,1	< 1,1	< 0,87
Ni	9,5	7,3	10,7	< 24	21	< 12,5
Pb	4,8	6,8	8,6	32	12,2	9,9
Rb			16,1	23	12,3	21
Sb			1,15	1,6	0,65	1,12
Sc			5,6	5,9	6,9	5,4
Sn			< 26	< 62	< 57	< 25
Se	0,8	1,1	3,9			
Th	2,3	3,3	4,2	4,1	3	3,5
Ti	0,15	0,1	0,5			
U	0,7	1,2	1,1	1,7	1,4	1,47
V	14,8	30	23,3	38	39	43
Zn	19	8,9	14,1	< 27	< 6,6	< 3,2
Zr			47	39	28	18,3

Tableau 4.32 : concentrations en métaux lourds et en éléments traces dans des charbons de différentes régions
[85, Itkonen and Jantunen, 1989]

L'influence de la qualité du charbon sur les performances de l'installation de combustion est schématiquement indiquée dans la figure 4.40.

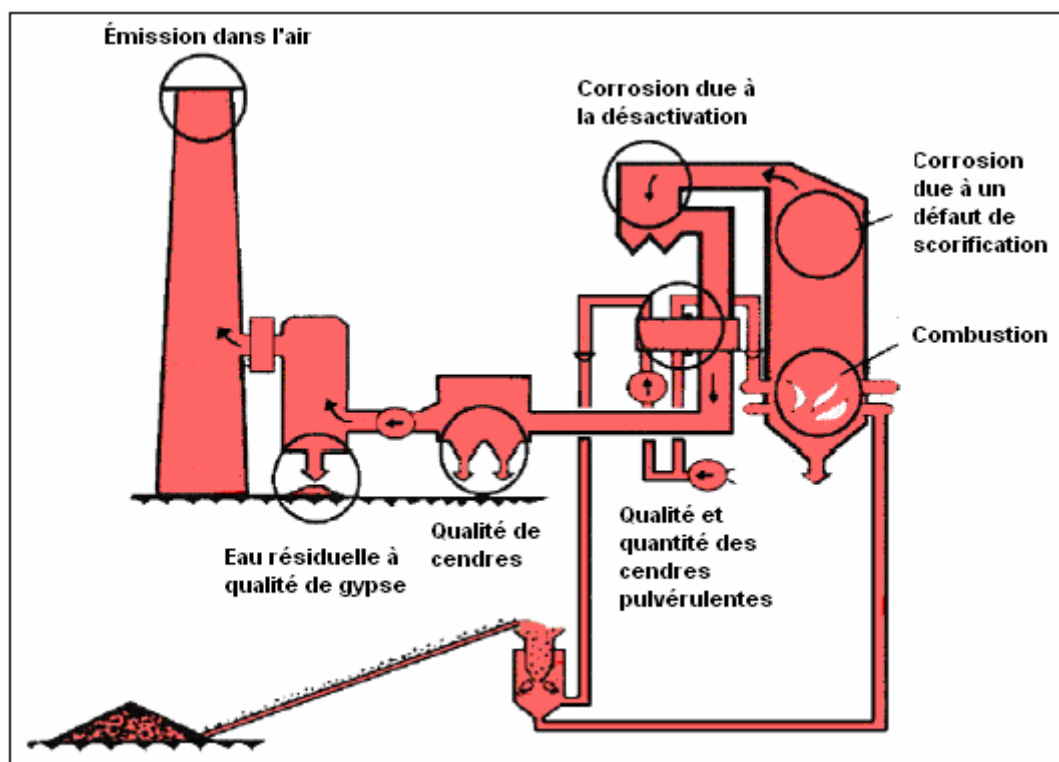


Figure 4.40 : influence de la qualité du charbon sur les performances de l'installation de combustion

4.3.2 Rendement des installations de combustion au charbon et au lignite

Les figures 4.41 et 4.42 montrent le rendement total des centrales électriques au charbon en Europe par rapport à leur puissance et à leur année de mise en service.

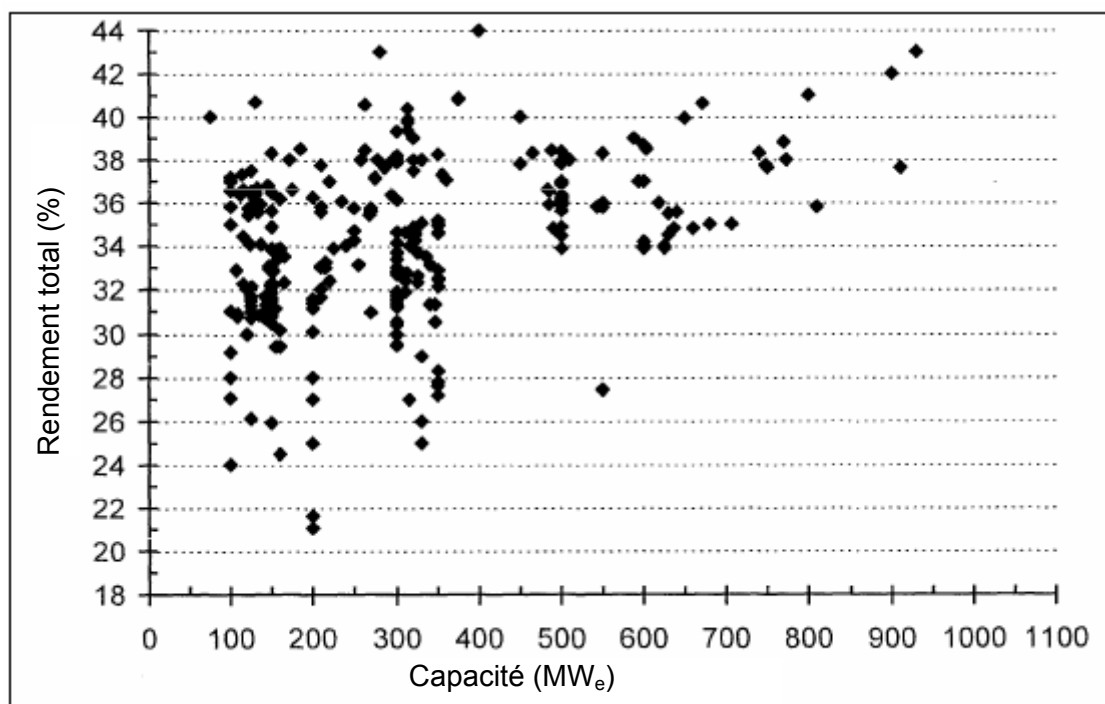


Figure 4.41 : rendement total des centrales électriques au charbon en Europe par rapport à leur puissance
[110, Kakaras et Grammelis, 2000]

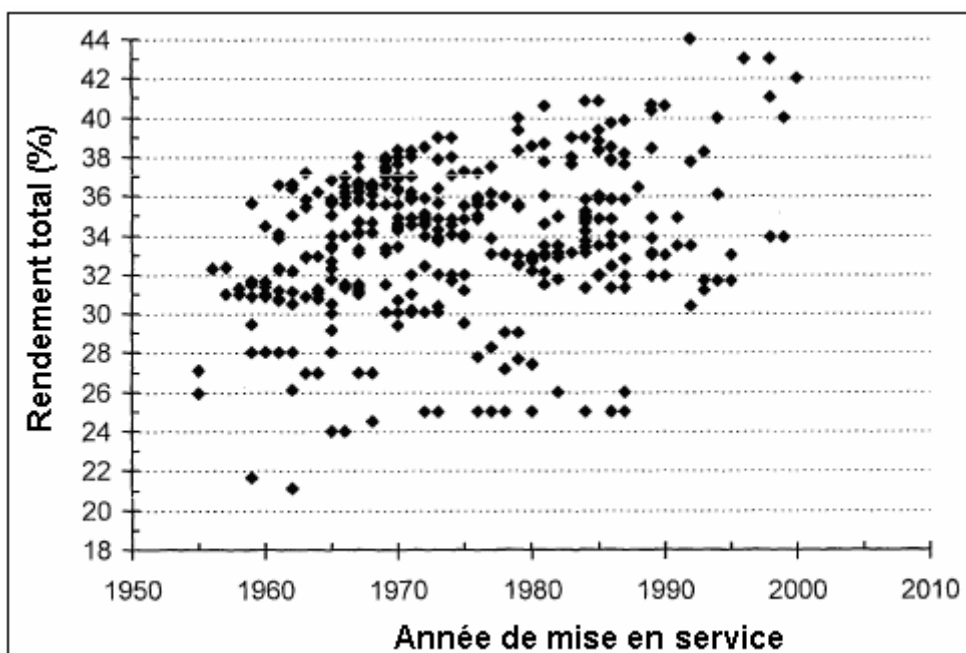


Figure 4.42 : rendement total des centrales électriques au charbon en Europe par rapport à leur année de mise en service
[110, Kakaras et Grammelis, 2000]

Le tableau 4.33 indique le rendement énergétique (LHV_{net}) de plusieurs types de grandes installations de combustion aux performances satisfaisantes, qui brûlent différents types de combustibles solides.

Technologie des grandes installations de combustion	Charbon pulvérisé	Charbon pulvérisé	Charbon pulvérisé	Charbon pulvérisé	CFBC (retrofit)	IGCC	PBFBC (retrofit)
Puissance élec. Pression vapeur Temp. vapeur Pression condens. Syst. de refroid.	600 MWe 180 bar 2 x 540 °C 33 mbar Eau de mer	412 MWe 250 bar 2 x 560 °C 20 mbar Eau de mer	412 MWe 300 bar 3 x 580 °C 21 mbar Eau de mer	2 x 808 MWe 268 bar 547 °C 40 mbar Tour de ref.	250 MWe 163 bar 2 x 565 °C 44 mbar Tour de ref.	318 MWe 115 bar 507 °C 70 mbar Tour de ref.	94 bar 513 °C 44 mbar
Type de charbon prévu (obtenu)	Bitumineux	Bitumineux		Lignite	Lignite	Charbon/Coke de pétrole	
Pouvoir calorifique inférieur (MJ/kg)	24,75	26,3	23/30	8,3 - 9,2	14,75	13,6/32,65	
Teneur en cendres (%)	16	9	5/17	8,8	28	41/0,3	
Teneur en matière volatile (%)	35	34	20/40	22 – 48 % (eau et cendres exclues)	37	19/13	
Teneur en humidité (%)	8	9	5/14		11	12/7	
Teneur en soufre (%)	0,6	0,6	0,1/3	0,3–1,4	3,7	0,9/5,5	
Rendement net (PCI)	41,2 %	45,3 %	47,5 %	40 %	38,8 %	42,5 %	38,5 %

Tableau 4.33 : rendements énergétiques classiques (PCI net) pour différentes technologies de grandes installations de combustion
[58, Eurelectric, 2001]

Le tableau 4.34 indique les rendements énergétiques classiques (PCI_{net}) pour différentes technologies de grandes installations de combustion basées sur le même combustible (PCS du charbon international = 26 630 kJ/kg avec 1 % de soufre, 7 % d'humidité et 16 % de cendres), les mêmes émissions de polluants ($SO_2 = 700 \text{ mg/Nm}^3$ – $O_2 = 6 \%$, $NO_x = 200 \text{ mg/Nm}^3$, poussières = 50 mg/Nm^3) et différents cycles de vapeur.

Temp./Pression de la vapeur Pression du condenseur	Charbon pulvérisé	AFBC	IGCC	PBFBC ¹
165 bars, 2 x 565 °C, 45 mbars	38,5 %	38 %	44 5 % ²	43 %
165 bars, 2 x 565 °C avec épuration des gaz chauds			47 %	
250 bars, 2 x 565 °C, 45 mbars	42 %	41,5 %		44,5 %
300 bars, 3 x 580 °C, 45 mbars	45 %	44,5 %	47 % ³	45,5 %
Remarques : 1. rendements prévus 2. rendement de l'IGCC cycle de vapeur sous-critique (165 bars, 2 x 565 °C) avec épuration des gaz chauds.				

Tableau 4.34 : effet des caractéristiques de la vapeur sur les rendements pour différentes techniques
[58, Eurelectric, 2001]

Les conditions de fonctionnement influencent considérablement le rendement moyen qui est enregistré lors du fonctionnement. Le rendement mesuré de l'installation est différent du rendement prévu car le fonctionnement est rarement conforme aux conditions idéales (à cause de l'encrassement, de la scorification, de la désurchauffe, des conditions non idéales du condenseur, de la dépressurisation, etc.) et car les caractéristiques du combustible solide utilisé ne respectent jamais exactement les caractéristiques du « combustible solide prévu » (puissance calorifique, teneur en cendres, etc.). Le vieillissement d'une installation qui est entretenue normalement (encrassement, scorification, érosion, fuites, etc.) est également à l'origine de la diminution du rendement au cours du temps.

Vous trouverez dans la figure 4.43 des informations plus détaillées sur l'augmentation du rendement d'une centrale électrique au charbon en matière de mesures individuelles et de développement de matériaux.

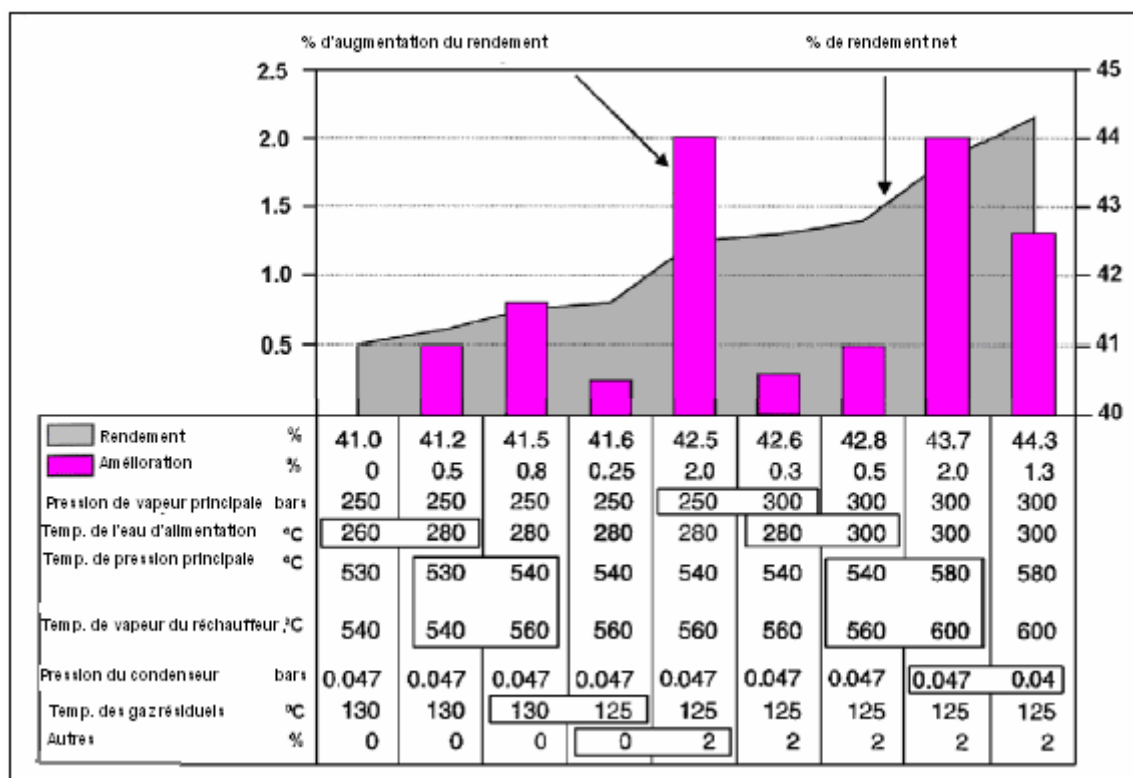


Figure 4.43 : amélioration du rendement d'une centrale électrique au charbon : mesures individuelles
[141, Benesch, 2001]

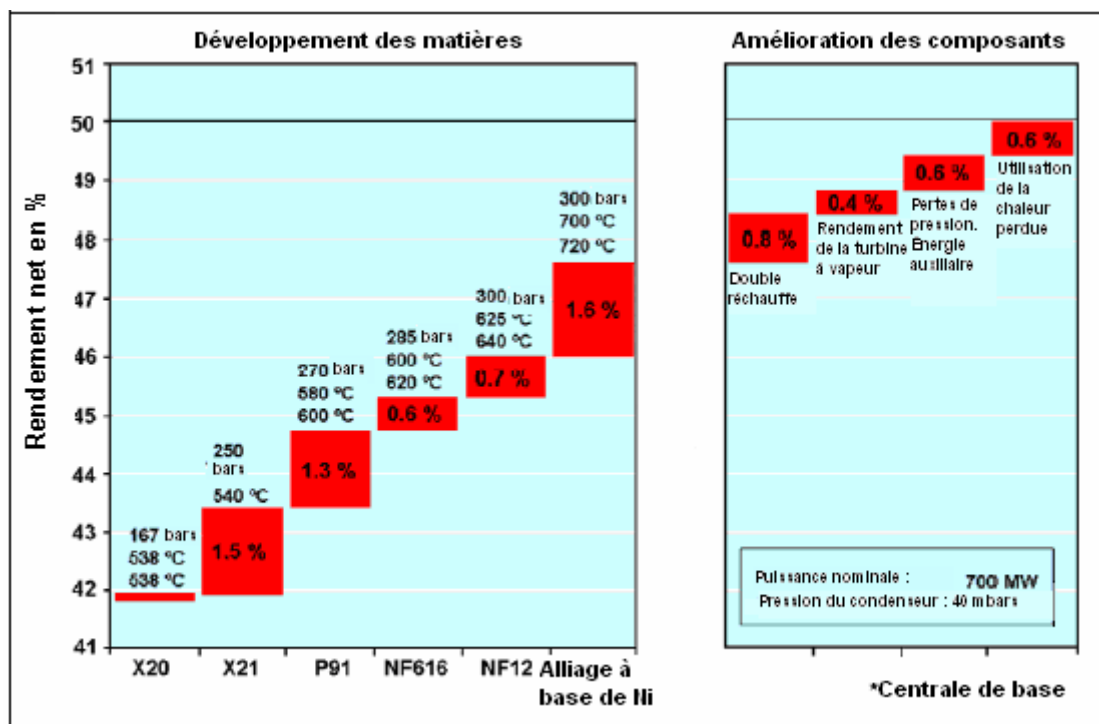


Figure 4.44 : amélioration du rendement d'une centrale électrique au charbon : développement des matières [141, Benesch, 2001]

Les autres aspects qui influencent le rendement des grandes installations de combustion sont :

- **la technologie utilisée** : par exemple, un IGCC consomme intrinsèquement plus d'énergie auxiliaire (pour l'unité de séparation de l'air, le traitement des gaz et le compresseur) qu'une chaudière classique, même avec le traitement des fumées.
- **le niveau de réduction de la pollution** : une FGD avancée consomme plus d'énergie et généralement les mesures de réduction de la pollution ont un effet néfaste sur le rendement.
- **la conception des auxiliaires** : les auxiliaires de la chaudière doivent être surdimensionnés pour résister à toutes les variations de paramètres par rapport à leurs valeurs initiales (par exemple, en cas de fuites, de combustibles différents, de besoins de démarrage, de systèmes redondants, etc.). Ces options techniques entraînent des modifications de la consommation d'énergie par rapport à la consommation sous des conditions normales et avec le combustible adapté.

Rendement de la chaudière. Pour une chaudière propre et neuve, un niveau de rendement autour de 86 à 95 % (PCI) est actuellement obtenu pour les combustibles solides, et il ne peut pas être facilement augmenté. Les principales pertes proviennent de la chaleur perdue des fumées au niveau de la cheminée, au carbone imbrûlé dans les cendres, à la chaleur perdue et aux pertes de chaleur par rayonnement. L'effet du combustible est également primordial. Même en supposant que les chaudières ont des performances identiques (c'est-à-dire la même température ambiante et la même température des fumées, le même excès d'air, etc.), différents rendements de chaudière peuvent être obtenus. Ils dépendent du combustible, à savoir (sur une base PCI) :

- charbon international : rendement de 95 %
- lignite : rendement de 92 %
- lignite de qualité inférieure : rendement de 86 %

4.3.3 Émissions atmosphériques

4.3.3.1 Émissions atmosphériques des installations de combustion au charbon

Les tableaux 4.35 et 4.52 récapitulent les informations disponibles sur les niveaux d'émission atmosphériques mesurés (SO_2 , NO_x et N_2O , poussières, CO , HF , HCl , NH_3 et métaux lourds, en particulier le Hg) de plusieurs installations de combustion qui fonctionnent principalement en Europe. Ces informations concernent certaines installations, et peuvent ne pas être valables pour d'autres. Eurelectric a signalé qu'avec les systèmes de réduction des poussières, les émissions de particules sont réduites de 5 à 500 mg/Nm³ selon l'efficacité du système de réduction des poussières.

Tableau 4.35 : émissions atmosphériques (en concentration) des installations de combustion au charbon en mode de fonctionnement normal et à charge constante

Puissance (MW _{th})	Technique de combustion	Mesures de réduction des émissions	Rendement électrique (%)	Rendement énergétique (%)	Émissions atmosphériques spécifiques (mg/MJ)					
					SO ₂	NO _x	Poussières	CO	HF	HCl
50-100	GF									
	PC	ESP/DESONOX	29	80		75,4-80,2		9,2-15,2		
	AFBC									
	PFBC	Calcaire				75-90				
100-300	GF									
	PC									
	AFBC	FGD(sds)/FF/SCR	25	81	26,1	111,5	5,08	1,98	0,019	0,28
	AFBC	Calcaire/ESP	38	54,2						
	PFBC	Calcaire/SNCR				10-50				
	PFBC	Calcaire/SCR				15-40				
> 300	PC	ESP/FGD (hum)/ SCR	32-44	37-70		34-97	1,1-5,1	4,9-8,3	0,08-1,2	0,6-12,3
	PC	ESP/FGD (hum)/ SCR	< 39							
	AFBC									
	CFBC		39							
Remarques : GF (combustion en couche) AFBC (combustion en lit fluidisé atmosphérique) PFBC (combustion en lit fluidisé sous pression) PC (combustion à charbon pulvérisé) ESP (électrofiltre) FGD(hum) (désulfuration des fumées par voie humide) FGD(sds) (désulfuration des fumées par procédés semi-secs) FGD(dsi) (désulfuration des fumées par procédés secs par 'injection de sorbant sec) FF (filtre à manches) MP (mesures primaires de réduction des NO _x) SCR (réduction catalytique sélective de NO _x) SNCR (réduction non catalytique sélective de NO _x).										

Tableau 4.36 : émissions atmosphériques spécifiques des installations de combustion au charbon en mode de fonctionnement normal et à charge constante

Grandes installations de combustion

Puissance (MWth)	Techniques de combustion	Mesures de réduction des émissions	Rendement électrique (%)	Rendement énergétique (%)	Émissions atmosphériques spécifiques (mg/MJ)					
					SO ₂	NOx	Poussières	CO	HF	HCl
50-100	GF									
	PC									
	AFBC									
100-300	GF									
	PC	Calcaire/ESP	28	41,7	177,4	76,1	4,5	0,1	0,19	1,8
	AFBC									
> 300	PC	MP (LNB et étagement d'air et de combustible)/ESP/FGD(hum)	35,7-41,7		5-112	43-60,4	0,09-5	4,9-25,9	0,028	0,028
	PC	MP (LNB et étagement d'air et de combustible)/filtre à charbon actif/FGD(hum)	37		2,16	60,36	10,7	25,86	0,43	0,088
	PC	MP (LNB et étagement d'air et de combustible)/filtre à charbon actif/FGD(sds)	28,9	69,1						
	AFBC									

GF (combustion en couche) **AFBC** (combustion en lit fluidisé atmosphérique) **PFBC** (combustion en lit fluidisé sous pression)
PC (combustion à charbon pulvérisé) **ESP** (électrofiltre) **FGD(hum)** (désulfuration des fumées par voie humide)
FGD(sds) (désulfuration des fumées par procédés semi-secs) **FGD(dsi)** (désulfuration des fumées par procédés secs par 'injection de sorbant sec)
FF (filtre à manches) **MP** (mesures primaires de réduction des NO_x) **SCR** (réduction catalytique sélective de NO_x) **SNCR** (réduction non catalytique sélective de NO_x).

Grandes installations de combustion

		Charbon sans réduction des émissions de NO _x (mg/Nm ³)	Charbon avec brûleur bas NO _x (mg/Nm ³)	Lignite sans réduction (mg/Nm ³)	Lignite avec des mesures primaires (mg/Nm ³)
DB B	Système de combustion horizontale	1 000-1 500	500-650		
	Système de combustion tangentielle	600-900	400-650	400-700	200-500
	Système de combustion verticale	700-900			
WB B	Système de combustion cyclone	1 500-2 500	1 000-2 000		

Tableau 4.39 : niveau des émissions de NO_x d'installations existantes, sans aucune mesure secondaire
[58, Eurelectric, 2001]

4.3.3.3 Émissions de métaux lourds

Lors de la combustion, les métaux lourds deviennent volatils sous forme métallique et sous forme de chlorures, d'oxydes, de sulfures, etc. Une grande partie de ces métaux lourds sont condensés à des températures pouvant atteindre 300 °C, et séparés sur les particules de poussières (cendres volantes).

Métal	Charbon, chaudière à cendres pulvérulentes (DBB)	Lignite, chaudière à cendres pulvérulentes (DBB)	Charbon, chaudière à cendres fondues (WBB)
Sortie (% d'entrée) : cendres pulvérulentes (DBB) ; mâchefer (WBB)			
As	1,6-7,5	0,4	10-21,2
Cd	1,8-8,9	Type de centrale électrique	15-30,1
Hg	2	-	2
Pb	3,1-11,3	1,1	76,7-88,8
Sortie (% d'entrée) : cendres volantes du filtre (DBB)			
As	88-91,2	98	
Cd	89,8-95	96	
Hg	17-39	49	
Pb	81-94	98	
Sortie (% d'entrée) : gypse des eaux usées			
As	0,4-1,19	0,4	21,4-83,5
Cd	1,1-3,5	0,4	72-79
Hg	27-41	4,9	44-71
Pb	0,9-1	0,4	10-17,5
Sortie (% d'entrée) : Fumées			
As	0,18	0,42	6,5-17,3
Cd	0,19	4,2	0,1-6
Hg	18-32	44	27,6-54
Pb	0,17	0,5	1,2-2,6
Remarque : les unités de DENOX respectives sont omises. Dans ces installations, les ESP sont utilisés pour la réduction des poussières, et le procédé d'épuration par voie humide à la chaux/calcaire ou le procédé d'épuration semi-sec est utilisé pour la désulfuration des fumées.			

Tableau 4.40 : bilans massiques des métaux lourds combinés pour différents types de centrales électriques

Nous avons démontré que les systèmes conçus pour le dépoussiérage et la désulfuration des gaz de combustion peuvent également permettre d'éliminer la plupart des métaux lourds des fumées, c'est-à-dire ceux qui ne sont pas retenus dans les cendres pulvérulentes ou le mâchefer. Ainsi, les émissions de

métaux lourds dans les fumées épurées sont extrêmement basses dans les centrales électriques modernes équipées de systèmes d'épuration des fumées.

La faible rétention de Hg en aval des chaudières à cendres pulvérulentes (DBB) est due au mercure gazeux émis en quantités mesurables. Dans les chaudières à cendres fondues, à part le Hg, les systèmes de combustion et d'épuration des fumées possède également une capacité de rétention faible pour l'As. Par conséquent, des quantités mesurables sont émises avec les fumées. Pour la recirculation des poussières de combustion (cendres volantes) avec une WBB, il a pu être montré que seules les émissions de ces métaux lourds à volatilité élevée augmentent, par exemple le Hg et en particulier l'As.

Les expériences sur une chaudières à cendres pulvérulentes au charbon afin d'évaluer les effets de la charge et de la combustion de différents charbons sur le bilan massique des métaux lourds ont fourni les résultats suivants :

- la quantité d'émissions gazeuses du mercure via les fumées dépend en grande partie de la teneur en chlore et en calcium du charbon. Le chlore a deux effets opposés. Il augmente la part de mercure gazeux, mais il améliore également la séparation du mercure dans la FGD par voie humide, comme HgCl_2 , qui peut facilement être épuré. Le calcium améliore la séparation du mercure dans l'électrofiltre.
- l'intégration de métaux lourds dans les cendres de la chaudière ne dépend pas de la composition chimique du charbon.
- l'intégration de métaux lourds dans les cendres volantes ne dépend pas de la composition chimique du charbon, mais de la charge de la chaudière car le niveau maximum est atteint à pleine charge.

Le tableau 4.41 récapitule les mesures de métaux lourds réalisées dans trois centrales électriques au charbon, ayant appliqué un ESP et une désulfuration par voie humide.

	Quantité de métaux lourds à différentes sorties du procédé (%)			Émission ³
	Extrait avec les cendres pulvérulentes et les cendres volantes provenant de l'ESP	Extrait avec le sous-produit de FGD + le gâteau de filtration de l'installation de traitement des eaux usées	Part libérée à l'atmosphère via la cheminée	Concentration de l'émission ($\mu\text{g}/\text{Nm}^3$)
Arsenic (As)	97-98,7	0,5-1	0,3-2	0-5
Cadmium (Cd)	95,2-97,6	0-1,1	2,4-3,6 ¹	0-5
Chrome (Cr)	97,9-99,9	0-0,9	0,1-0,5	0-5
Mercure (Hg) ²	72,5-82 ²	0-16	5,1-13,6 ²	0-5
Manganèse (Mn)	98-99,8	0,1-1,7	0,1	0-5
Nickel (Ni)	98,4-99,8	0,2-1,4	0,1-0,4	0-5
Plomb (Pb)	97,2-99,9	0-0,8	0,1-1,8	0-5
Vanadium (V)	98,4-99	0,9-1,3	0,2-0,3	0-5
Remarques :				
3. L'émission de cadmium était supérieure dans ces mesures aux chiffres qui sont généralement indiqués dans la littérature.				
4. L'efficacité d'élimination du mercure était supérieur et l'émission inférieure dans ces mesures aux chiffres qui sont généralement indiqués dans la littérature. La littérature indique qu'environ 20 à 30 % du mercure est libéré à l'atmosphère et seulement 30 à 40 % est éliminé via l'ESP.				
5. Les émissions sont des valeurs indicatives, incluant les émissions de gaz et de particules. Avec une élimination satisfaisante des particules, les concentrations de tous les métaux lourds dans les émissions sont généralement inférieures ou autour de $1 \mu\text{g}/\text{Nm}^3$.				

Tableau 4.41 : cheminements des métaux lourds dans les installations de combustion au charbon [59, Finnish LCP WG, 2000]

Avec l'IGCC, les métaux à point d'ébullition élevé et à faible volatilité sont captés et efficacement immobilisés dans le laitier vitreux. La plupart des métaux à volatilité supérieure peuvent être condensés et captés par l'épuration des gaz de synthèse.

Le tableau 4.42 ci-dessous montre diverses teneurs en mercure de charbons de différentes origines.

Origine	Nombre d'échantillons (n)	Valeur moyenne de la teneur en Hg (mg/kg)			Ecart v(%)
Indonésie	7	0,04	±	0,02	63
Nouvelle-Zélande	1	0,05			
Colombie	7	0,06	±	0,03	57
Russie (Kuzbass)	1	0,06			
Australie	17	0,08	±	0,06	70
Venezuela	2	0,08			
Afrique du Sud	12	0,09	±	0,02	23
Mélange	36	0,09	±	0,07	72
Égypte	1	0,10			
Norvège (Spitsbergen)	2	0,14			
États-Unis (Est)	15	0,14	±	0,12	84
Chine	2	0,15			
Allemagne (région de la Ruhr)	1	0,16			
Pologne	10	0,35	±	0,55	154

Tableau 4.42 : teneur en mercure du charbon de différentes origines
[58, Eurelectric, 2001]

Le tableau 4.43 ci-dessous montre la teneur en mercure des fumées après l'électrofiltre

Nombre d'échantillons (n)	Valeur minimale de la teneur en Hg	Valeur maximale de la teneur en Hg	Valeur moyenne de la teneur en Hg	Ecart v(%)
Concentration de Hg dans les fumées en aval de l'ESP ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)				
37	0,3	35	4,9 +7,3/-4,6	149
Pourcentage de Hg vaporisé par rapport à la concentration dans le charbon				
36	1	115	43 ± 30,1	69

Tableau 4.43 : teneur en mercure des fumées en aval de l'ESP
[58, Eurelectric, 2001]

Le tableau 4.44 donne une vue d'ensemble des niveaux d'émission de N₂O mesurés issus de différentes sources de la littérature.

Combustible	Technique de combustion	O ₂ (%)	N ₂ O (mg/Nm ³)					N ₂ O (kg/TJ)	
			Kremer 1994	KEMA 1993	VGB 1994	IEACR 1993	Braun 1993	IACR 1993	Peter 2001
Charbon	PC (DBB)	6	< 2	< 4 Sans combustion étagée < 0,4-1,2 avec combustion étagée		1-20		0,4-1,4	2-5
	PC (WBB)	6	3,8-9		4-10			0,4-1,4	2-5
	Combustion en couche		< 30		1-10	0,2-3		0,4-1,4	2-5
	CFBC	7	4-20 (charge partielle) 40-700 (pleine charge)	16-170 (790-940 °C)	30-160	60-140	50-120 (avec des pics jusqu'à 380)	36-72	20-45
	BFBC	7	100-150 (charge partielle) 140-480 (pleine charge)						
Lignite	PC (DBB)	6	10-16		13	1,5-6		0,6-2,3	0,8-3,2
	Combustion en couche	6	< 30			0,8-2,5			0,8-3,5
	FBC	7	< 30		5-20	10-90	5 -14 (avec des pics jusqu'à 30)	11-45	3-8

Tableau 4.44 : niveaux d'émission de N₂O mesurés issus de différentes sources de la littérature [98, DFIU, 2001]

Les tableaux 4.45 et 4.46 indiquent les émissions d'acides halogénés, de dioxines et de HAP provenant de différentes centrales électriques au charbon et aux combustibles liquides.

Combustible : charbon	HCl mg/Nm ³ , 6 % d'O ₂	HF mg/Nm ³ , 6 % d'O ₂
Aucune désulfuration	100-450	4-28
FGD + transfert de contact par le réchauffeur d'air régénératif	3-14	2-8
FGD + aucun transfert par le réchauffeur d'air	1-8	0,2-2
FBC + ajout de chaux sèche*	50-170	0,5-4
Remarque : * une réduction supérieure de SO ₂ augmente la quantité de HCl émise		

Tableau 4.45 : niveaux d'émission du HCl et du HF pour les installations avec ou sans mesure secondaire [58, Eurelectric, 2001]

Substance	Charbon	Fioul lourd	Orimulsion
Dioxines et furannes	2,193 pg/Nm ³	2,492 pg/Nm ³	2,159 pg/Nm ³
HAP	0,0606 µg/Nm ³	0,0507 µg/Nm ³	0,0283 µg/Nm ³

Tableau 4.46 : niveaux d'émission des dioxines et des HAP provenant de la combustion de différents combustibles [192, TWG, 2003]

4.3.4 Émissions dans l'eau des installations de combustion au charbon

Technique de combustion	Origine des eaux usées	Traitement des eaux usées	Concentration dans les eaux usées (mg/l)						
			Hydrazine	Matière filtrable	Sulfate	Sulfite	Fluorure	Hg	Sulfure
Combustion en couche									
PC	FGD par voie humide (chaudière à cendres pulvérulentes)	Fil/Pré/Floc/Séd/Neu		30	2 000	20	30	0,05	0,2
	FGD par voie humide (chaudière à cendres pulvérulentes)	Fil/Pré/Floc/Séd/Neu		155	2 667	26,7	172	0,034	
	FGD par voie humide, épaissement élevé dans le circuit d'eau, partiellement réutilisé pour le refroidissement	Fil/Pré/Floc/Séd/Neu		17	2 542	2	8	0,007	0,07
	Traitement du condensat et de l'eau d'alimentation	Neu/Séd	2	50					
	Traitement du condensat et de l'eau d'alimentation et de l'eau provenant du DESONOX	Neu					5,45	0,01	0,01
ACFBC	Traitement du condensat et de l'eau d'alimentation	Neu/Séd	344						
Remarques : Fil = Filtration Pré = Précipitation Floc = Floculation Séd = Sédimentation Neu = Neutralisation									

Tableau 4.47 : émissions dans l'eau des installations de combustion au charbon

Technique de combustion	Origine des eaux usées	Traitement des eaux usées	Débit d'eaux usées spécifique (m³/MW _{th})	Concentration dans les eaux usées (mg/l)										
				Cl	AOX	DCO	P	N	Zn	Cr	Cd	Cu	Pb	Ni
Combustion en couche														
PC	FGD par voie humide (chaudière à cendres pulvérulentes)	Fil/Pré/Floc/Séd/Neu	0,051		0,038	71		10	1	0,01	0,01	0,01	0,1	0,02
	Système d'adoucissement complet de l'eau	Neu/Séd	0,0029		0,184		0,016	19,2	0,06	0,026	0,00008	0,026	0,0016	0,064
	FGD par voie humide, épaissement élevé dans le circuit d'eau, partiellement réutilisé pour le refroidissement	Fil/Pré/Floc/Séd/Neu	0,0079	40 000		150			1	0,5	0,05	0,5	0,1	0,5
	Traitement du condensat et de l'eau d'alimentation	Neu/Séd	0,0073					1						
	Traitement du condensat et de l'eau d'alimentation et de l'eau de DESONOX	Neu	0,0286	2 940					0,05	0,006	0,0006	0,005	0,005	0,006
ACFBC	Traitement du condensat et de l'eau d'alimentation	Neu/Séd	0,62	34,4	34,4	13 778	517							
Remarques : Fil = Filtration Pré = Précipitation Floc = Flocculation Séd = Sédimentation Neu = Neutralisation														

Tableau 4.48 : émissions dans l'eau des installations de combustion au charbon

Les tableaux 4.51 et 4.52 montrent les émissions de huit centrales électriques au charbon différentes.

Paramètres	Unité	Installation A	Installation B	Installation C	Installation D
Température	°C		18	28,7	
pH		7,61		7,8	6,9-7,9
As	mg/l		0,001	< 0,005	
Sb	mg/l				
Pb	mg/l	< 0,01	0,03	< 0,05	
Fe	mg/l	0,07			0,2-0,5
Cr	mg/l	0,01	0,03	< 0,05	
Cd	mg/l		0,003	< 0,005	
Co	mg/l		0,002		
Cu	mg/l	< 0,01	0,003		
Ni	mg/l	< 0,01	0,03		
TI	mg/l		0,031		
V	mg/l		0,073		
Mn	mg/l		0,03		
Hg	mg/l		0,0001	< 0,001	
Zn	mg/l	< 0,02	0,05		
Sn	mg/l	< 0,05	0,001		
F	mg/l		0,1		
Cl	mg/l		400		
DBO	mg/l				10-28
DCO	mg/l	11,7 kg/d***			10-65
Solides en suspension	ml/l				< 0,1
P total	mg/l		0,15		
Sulfate tel que SO ₄	mg/l	1 376	1 215		
Sulfure tel que S	mg/l		0,1		
Sulfite tel que SO ₃	mg/l		10,2		
N total	mg/l		76,6		
NH ₄ tel que N	mg/l	7	0,85		
Nitrite - N	mg/l	2,1			
COT tel que C	mg/l		8,6		

Tableau 4.49 : émissions dans l'eau de quatre installations de combustion au charbon différentes [192, TWG, 2003]

Paramètres	Installation E	Installation F	Installation G Min Max	Installation H Min Max
pH	7,9		6,7-8,6	
Température	27,3 °C	30 °C	11,8-21,2 °C	
Couleur			2-7	0-5
Conductivité			724-6 850	2,940-5,470
Solides en suspension				1,6-9,2
pH				7,1-8,5
Ca			57,8-714	
K			2,2-37,9	
Mg			1,4-23	
Na			42,7-985	
Fe			n.n.-0,35	
As	< 0,005	0,02		n.n.-0,007
Pb	< 0,05	0,02		n.n.
Cd	< 0,005	0,4		n.n.
Cr	< 0,05			
Cu		0,1		n.n.-0,007
Mn		3		n.n.-0,02
Hg	< 0,001	0,001		n.n.
Zn		0,4	n.n.-0,037	n.n.-0,054
Ammoniac - N			0,78-7,04	0,11-8,90
Nitrite - N			n.n.-0,67	0,02-0,95
Nitrate – N			2,7-26,9	10-59,4
N total			3,5-29,1	13,1-65,9
P total			0,03-0,27	0,01-0,23
Chlorure			87-1 761	123-733
Sulfure				n.n.
Sulfite				n.n.
Sulfate			57-1 042	1 414-2 341
COT			1-5	2-14
DCO			9-37	9-56
DBO ₅			1-19	
Hydrazine				n.n.
Cyanure				n.n.
Fluorure				n.n.-2
Antimoine				n.n.
Arsenic				n.n.-0,007
Chrome				n.n.-0,005
Cobalt				n.n.
Nickel				n.n.-0,123
Thallium				n.n.
Vanadium				0,013-0,395
Zinc				n.n.
n.n. : Inférieur à la limite de détection Min : valeur minimale obtenue Max : valeur maximale obtenue				

Tableau 4.50 : émissions dans l'eau de quatre installations de combustion au charbon différentes [192, TWG, 2003]

4.3.5 Émissions dans l'eau des installations de combustion au lignite

Technique de combustion	Origine des eaux usées	Traitement des eaux usées	Concentration dans les eaux usées (mg/l)					
			Matière filtrable	Sulfate	Sulfite	Fluorure	Hg	Sulfure
PC	FGD par voie humide	Fil/Pré/Floc/Séd/Neu	7	1 300	0,5	1,5		
	FGD par voie humide (chaudière à cendres pulvérulentes)	Fil/Pré/Floc/Séd/Neu						
	Traitement du condensat et de l'eau d'alimentation	Neu/Séd	10	348				0,8
	Toutes les eaux usées de la centrale électrique et du dépôt de lignite	Séd/Ajustement du pH/Pré/Floc/Séd/Neu	20	1 700				
Remarques : Fil = Filtration Pré = Précipitation Floc = Floculation Séd = Sédimentation Neu = Neutralisation								

Tableau 4.51 : émissions dans l'eau des installations de combustion au lignite

Technique de combustion	Origine des eaux usées	Traitement des eaux usées	Débit d’eaux usées spécifique (m³/h –MW _{th})	Concentration dans les eaux usées mg/l										
				Cl	AOX	DCO	P	N	Zn	Cr	Cd	Cu	Pb	Ni
PC	FGD par voie humide (chaudière à cendres pulvérulentes)	Fil/Pré/ Floc/Séd/ Neu	0,005											
	Traitement du condensat et de l’eau d’alimentation	Neu/Séd	0,0073					1						
	Eau de refroidissement	Aucun	0,066-0,350		0,03-0,08	17,2-27,8	0,15-0,32	2,1-22,8	0,06	0,03			0,004-0,03	
Remarques : Fil = Filtration Pré = Précipitation Floc = Floculation Séd = Sédimentation Neu = Neutralisation														

Tableau 4.52 : émissions dans l'eau des installations de combustion au lignite

4.3.6 Sous-produits et résidus de combustion

De grandes quantités de substances minérales sont produites dans chaque centrale électrique. Pour une centrale de 750 MWe qui brûle un million de tonnes de charbon avec, par exemple, une teneur en cendres de 10 % et une teneur en soufre de 1 %, environ 154 000 tonnes de produits de combustion du charbon (CCP, coal combustion products) sont générées chaque année. À l'heure actuelle, quelque 500 millions de tonnes de cendres de charbon (cendres pulvérulentes et cendres volantes) sont produites chaque année à l'échelle internationale. Dans de nombreux pays (Autriche et Canada, par exemple), le teneur en métaux lourds de ces résidus est une préoccupation majeure car ils ont un impact négatif sur la qualité du sol.

Gypse :

- **composant principal** : sulfate de calcium, pouvant contenir des cendres volantes et des concentrations comparables supérieures de Hg et de Se.
- **paramètres critiques pour une utilisation dans le secteur de la construction** : taille des cristaux, cristallisation et teneur en eau.

Cendres volantes : elles contiennent la plus grande partie des métaux lourds condensés :

- **paramètres critiques pour une utilisation dans l'industrie du béton** : perte au feu, Cl, CaO libre.
- **paramètres critiques pour une utilisation dans l'industrie du ciment** : les paramètres physiques, chimiques et mécaniques du ciment font l'objet d'une réglementation (EN-197-1) : perte au feu, sulfates, Cl.

Cendres pulvérulentes : teneur faible en métaux lourds, utilisation dans l'industrie de la brique et du ciment.

Résidus de l'absorption par voie semi-sèche : mélange de gypse, sulfite de calcium et cendres volantes ; la plus grande partie est mise en décharge ou utilisée comme produit d'étanchéité des décharges.

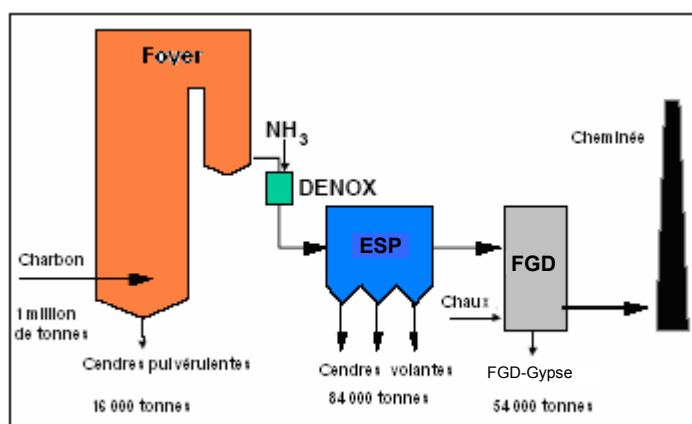


Figure 4.45 : production annuelle de PCC dans une centrale électrique au charbon de 750 MWe fonctionnant 6 000 heures à pleine charge (production totale de PCC = 154 000 tonnes) [90, ECOBA v. Berg, 1999]

Selon [90, ECOBA v. Berg, 1999], la quantité totale de PCC produite dans les centrales électriques des 15 Etats-Membres de l'UE s'élève à 55 millions de tonnes. La figure 4.46 montre les parts des différents PCC produits en 1999. Presque 70 % des PCC totaux sont produits sous forme de cendres volantes. Tous les résidus de la combustion totalisent 85,1 % en masse et tous les résidus de la FGD 13,9 % en masse.

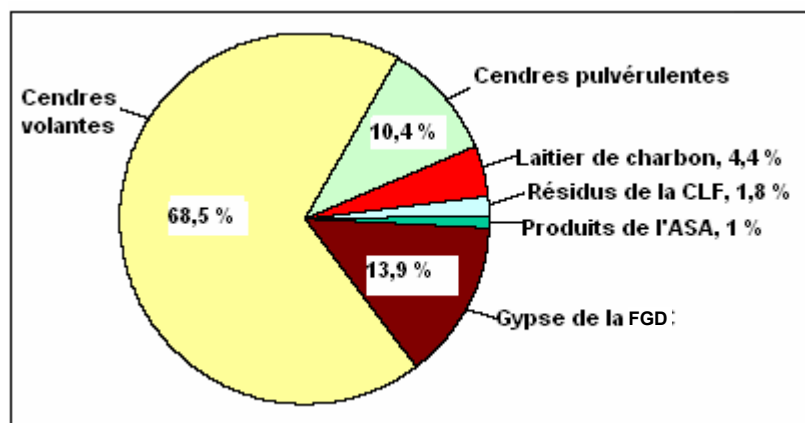


Figure 4.46: production de PCC dans les 15 Etats Membres de l'UE en 1999
[90, ECOBA v. Berg, 1999]

La plupart des PCC produits a été utilisée dans le secteur de la construction, du génie civil et comme matériaux de construction dans l'extraction souterraine (55,3 %) ou pour la restauration des mines à ciel ouvert, des carrières et des puits (33,2 %). En 1999, seuls 2,2 % d'entre eux étaient temporairement stockés en vue d'une utilisation ultérieure et 9,3 % étaient évacués (figure 4.47).

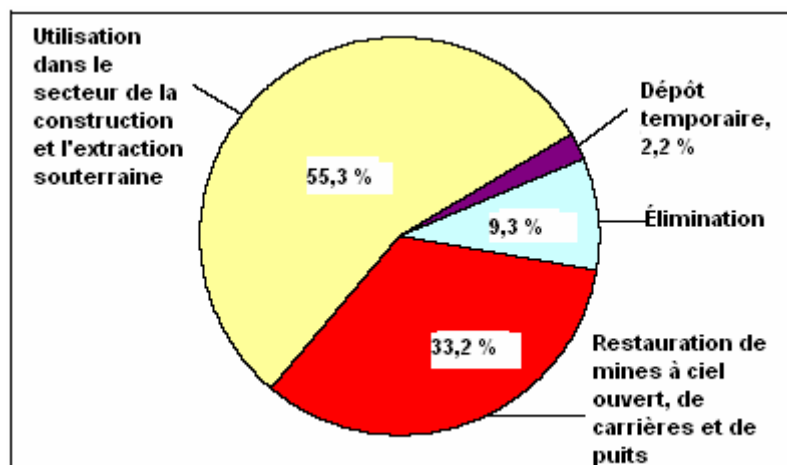


Figure 4.47 : utilisation et élimination des PCC dans les 15 Etats Membres de l'UE en 1999
[90, ECOBA v. Berg, 1999]

L'utilisation des PCC varie entre les États membres car les taxes, les situations juridiques et le climat diffèrent d'un pays à un autre. Dans certains des pays de l'UE, le taux d'utilisation des PCC avoisine 100 % alors que dans d'autres pays, il ne dépasse pas 10 % à cause de l'existence de conditions défavorables comme la teneur en métaux lourds, la perte au feu, la teneur en Ca libre et totale, le Cl, etc.

L'utilisation des produits de désulfuration varie également au sein de l'Union européenne. Dans certains pays, les produits de l'absorption par voie semi-sèche (SDA, spray dry absorption) sont utilisés dans le secteur de la construction et comme engrais, et dans d'autres pays, ils sont éliminés. Le gypse de la FGD est utilisé pour fabriquer des plaques de plâtre et du ragréage ainsi que comme retardeur de ciment. Le développement des taux d'utilisation observés provient d'une acceptation généralisée des matériaux comme produits. Cette amélioration a été obtenue grâce à des activités de recherche, une expérience pratique et des efforts en termes de marketing.

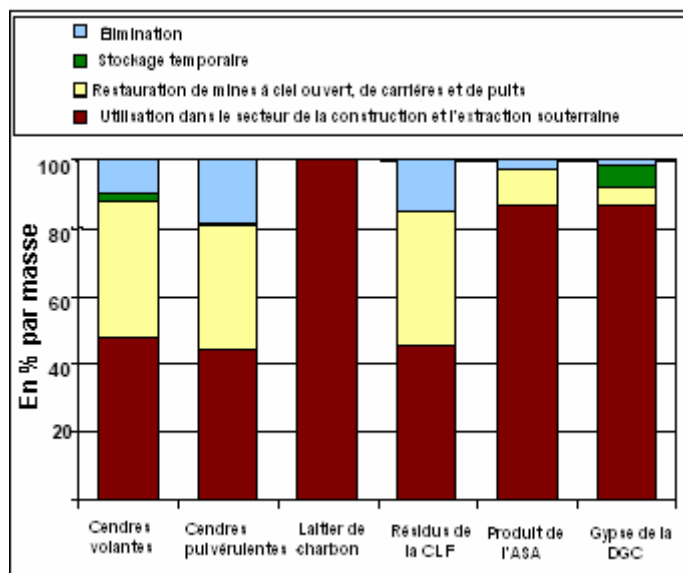


Figure 4.48 : utilisation et élimination des PCC dans les 15 pays de l'UE en 1999 [90, ECOBA v. Berg, 1999]

Les taux d'utilisation et d'élimination de différents PCC en 1999 sont indiqués dans la figure 4.48. En 1999, de 45 à 48 % des résidus de combustion étaient utilisés dans le secteur de la construction et dans l'extraction souterraine, de 37 à 41 % dans la restauration des mines à ciel ouvert, des carrières et des puits, 2 % maximum étaient stockés, et entre 10 et 15 % étaient éliminés.

Environ 86 % du produit de l'absorption par voie sèche et du gypse de la FGD étaient utilisés dans le secteur de la construction et dans l'extraction souterraine. Pour la restauration des mines à ciel ouvert, des carrières et des puits, 11 % du produit de l'absorption par voie sèche et environ 6 % du gypse de la FGD étaient utilisés. Environ 6 % du gypse de la FGD sont temporairement stockés en vue d'une utilisation ultérieure. Seules quelques très petites quantités de PCC ont dû être éliminées [90, ECOBA v. Berg, 1999].

La figure 4.49 présente une vue d'ensemble des différents domaines d'utilisation de chaque PCC.

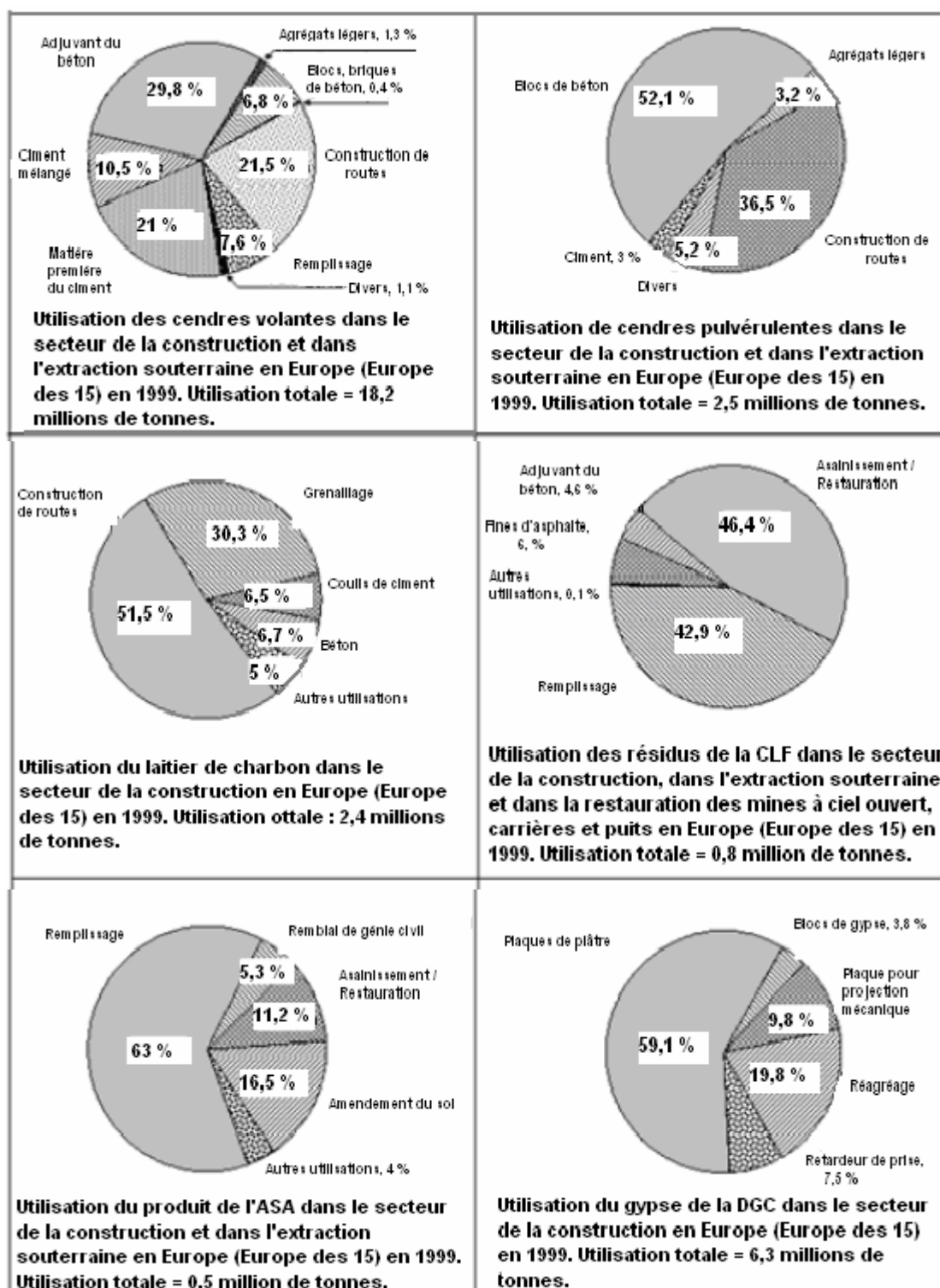


Figure 4.49 : présentation de l'utilisation de PCC dans les 15 pays de l'UE en 1999 [90, ECOBA v. Berg, 1999]

La teneur en métaux lourds de certaines cendres et d'autres sous-produits de combustion est présentée dans les tableaux 4.53 et 4.54.

Métaux lourds	Concentration (ppm)			Débit massique (g/h)		
	Charbon	Cendres grossières	Cendres volantes	Charbon	Cendres grossières	Cendres volantes
Arsenic	10,8	12,0	43,9	3 193,6	43,2	3042
Cadmium	0,07	0	0,295	20,7	0	20,4
Chrome	39,1	204,7	154,5	11 561,9	736,7	10 703,4
Cuivre	16,0	63,2	67,6	4 716,4	227,5	4 684,7
Plomb	6,7	11,6	27,7	1 981,2	41,8	1 919,6
Mercure	0,28	0	0,1	81,3	0	6,9
Nickel	40,5	204,0	158,7	11 961,1	734,4	10 997,9
Sélénium	0,99	0,6	1,4	291,3	2,2	97,0
Vanadium	41,3	94,7	169,0	12 197,6	340,9	11 711,7
Zinc	26,1	38,1	116,1	7 717,8	137,0	8 076,9

Tableau 4.53 : métaux lourds du charbon et de certains résidus de combustion du charbon (ces données doivent être considérées comme des exemples car les écarts sont fortement dépendants du type de charbon et de l'installation)
[64, UBA, 2000]

	Entrée (%)		Sortie (%)				
	Charbon	Craie CaCO ₃	Cendres volantes	Cendres grossières	Gypse	Gaz propre	Poussières (émises)
Arsenic	100	0	99,1	0,4	0,4	< 0,1	< 0,1
Cadmium	100	0	95,5	0	0,4	4,1	0
Chrome	99,6	0,4	91,2	5,1	3,6	0,1	0
Cuivre	98,9	1,1	94,3	3,6	0,8	1,4	< 0,1
Plomb	99,6	0,4	98,0	1,1	0,4	0,5	< 0,1
Mercure	99,1	0,9	50,2	0	5	44,8	0
Nickel	97,3	2,7	88,7	10,8	0,2	0,1	0,2
Sélénium	100	0	51,7	0,6	27,9	16,4	3,4
Vanadium	99,7	0,3	97,8	1,8	0,3	0	0,1
Zinc	99,5	0,5	97,7	0,8	0,6	0,8	< 0,1

Remarque : la sortie est basée sur une entrée à 100 % de l'élément métallique et de la craie par rapport à la sortie.

Tableau 4.54 : entrée et sortie des métaux dans des installations de combustion au charbon (ces données doivent être considérées comme des exemples car les écarts sont fortement dépendants du type de charbon et de l'installation)
[64, UBA, 2000]

4.3.7 Émissions du bruit

Les informations sur le bruit émis par les centrales électriques sont présentées dans le paragraphe 3.12.

4.4 Techniques à prendre en compte pour déterminer les MTD de la combustion du charbon et du lignite

Cette section présente les techniques qui sont prises en compte pour déterminer les MTD pour la prévention ou de la réduction des émissions et les mesures destinées à accroître le rendement thermique. Elles sont actuellement toutes disponibles d'un point de vue technique et commercial. Dans ce chapitre, les techniques à prendre en compte ont uniquement été décrites de façon générale, mais pour la plupart d'entre elles, des descriptions plus détaillées sont présentées dans le chapitre 3 et des exemples sont également fournis pour certaines techniques dans le paragraphe 4.2. Ils permettent de montrer en détail les performances environnementales de ces techniques lorsqu'elles sont appliquées dans une situation réelle. En principe, les techniques générales décrites dans le chapitre 3 s'appliquent également en grande partie, à la combustion du charbon et du lignite, et elles doivent généralement être considérées comme des techniques à prendre en compte pour déterminer les MTD. Pour obtenir des descriptions plus détaillées, reportez-vous au chapitre 3.

Pour éviter toute répétition dans ce document, reportez-vous aux systèmes de management environnemental (SME) au paragraphe 3.15.

4.4.1 Techniques de déchargement, stockage et manipulation/manutention du combustible

Technique	Avantage pour l'environnement	Applicabilité		Expérience opérationnelle	Effets croisés	Aspect économique	Remarques
		Nouvelles installations	Retrofit (reconversion)				
Transport et manipulation/manutention du charbon et du lignite							
Convoyeurs de transfert fermés avec équipement de dépoussiérage	Réduction des émissions de poussières fugitives	Possible	Possible	Élevée	Aucun	Non disponible	Limités par la teneur en eau
Convoyeurs ouverts avec auvent	Réduction des émissions de poussières fugitives	Possible	Possible	Élevée	Aucun	Non disponible	
Équipement de déchargement avec hauteur réglable	Réduction des émissions de poussières fugitives	Possible	Possible	Élevée	Aucun	Non disponible	
Dispositifs de nettoyage des transporteurs à courroie	Réduction des émissions de poussières fugitives	Possible	Possible	Élevée	Aucun	Non disponible	Limités par la teneur en eau
Stockage fermé de chaux/calcaire dans des silos équipés de dispositifs de réduction des poussières	Réduction des particules fines	Possible	Possible	Élevée	Aucun	Non disponible	
Stockage du charbon, lignite et des additifs							
Systèmes de pulvérisation d'eau	Réduction des émissions de poussières fugitives	Possible	Possible	Élevée	Contamination de l'eau	Coût de la pulvérisation d'eau et de la collecte par drainage	
Surfaces étanches munies de systèmes de drainage	Prévention contre la contamination du sol et des eaux souterraines	Possible	Possible	Élevée	Aucun	Coût du traitement des eaux usées	L'eau de drainage collectée doit être traitée dans un bassin de décantation
Auvents	Réduction des émissions de poussières fugitives	Possible	Possible	Élevée	Aucun	Non disponible	
Stockage d'ammoniac pur liquéfié		Possible	Possible	Élevée	Risque de sécurité élevé	Coûts d'investissement et d'exploitation élevés	
Stockage de l'ammoniac sous forme d'une solution aqueuse d'ammoniac		Possible	Possible	Élevée	Risque de sécurité moins élevé qu'avec le stockage sous forme d'ammoniac liquide sous pression	Non disponible	Sécurité supérieure

Tableau 4.55 : techniques à prendre en compte pour le déchargement, le stockage et la manipulation/manutention du combustible

4.4.2 Techniques de prétraitement des combustibles

Technique	Avantage pour l'environnement	Applicabilité		Expérience opérationnelle	Effets croisés	Aspect économique	Remarques
		Nouvelles installations	Retrofit (reconversion)				
Changement de combustibles	Meilleur profil environnemental du combustible (teneur en soufre et en cendres faible)	Non appliqué	Dépend des caractéristiques de conception de la chaudière spécifique	Élevée	Une diminution des impuretés dans le charbon entraîne moins d'émissions. Une teneur en cendres faible implique une mesure primaire de réduction des émissions et une réduction des déchets solides en vue de leur utilisation/évacuation	Le prix du combustible peut être supérieur	La possibilité de changer de combustible peut être limitée du fait des contrats de livraison de longue durée ou de dépendance complète sur les mines locales
Mélange de charbons	Éviter les pointes d'émissions	Possible	Possible	Élevée	Opération stable		
Lavage du charbon	Réduction des impuretés relargables	Possible	Possible	Élevée	Une diminution des impuretés dans le charbon entraîne moins d'émissions	Coût supplémentaire lié à l'installation de lavage du charbon	En général, le charbon est lavé directement sur le site minier
Pré-séchage du lignite	Augmentation du rendement d'environ 3 à 5 points de pourcentage	Possible	Possible	Expérience limitée car elle a été uniquement appliquée en installation pilote	Augmentation du rendement	Coût supplémentaire lié aux sécheurs de lignite	Des sécheurs de lignite de grande taille n'ont pas encore été conçus
Gazéification du charbon	Augmentation du rendement de l'installation et diminution des niveaux d'émission, en particulier de NOx	Possible, mais jusqu'à maintenant, uniquement appliquée dans des installations de démonstration	Impossible	Uniquement appliquée dans des installations de démonstration		Non disponible pour le fonctionnement normal	À moyen terme, la gazéification peut constituer une alternative viable à la combustion normale, en particulier au vu des rendements électriques prévus de 51-55 %

Tableau 4.56 : techniques à prendre en compte pour le prétraitement des combustibles

4.4.3 Techniques pour augmenter le rendement et l'utilisation des combustibles

Technique	Avantage pour l'environnement	Applicabilité		Expérience opérationnelle	Effets croisés	Aspect économique	Remarques
		Nouvelles installations	Retrofit (reconversion)				
Optimisation énergétique de l'équipement de l'installation							
Cogénération	Augmentation de l'utilisation des combustibles	Possible	Très limitée	Élevée			En fonction des demandes spécifiques du site en termes de besoin de chaleur
Changement des aubes de la turbine	Augmentation du rendement	Possible	Possible	Élevée	Aucun	Non disponible	Les aubes de la turbine à vapeur peuvent être changées en aubes tridimensionnelles lors de périodes de maintenance régulières
Utilisation de matériaux avancés pour atteindre des paramètres de vapeur élevés	Augmentation du rendement.	Possible	Impossible	Appliquée dans les nouvelles installations	Aucun	Non disponible	L'utilisation de matériaux avancés permet d'obtenir des pressions de vapeur de 300 bars et des températures de vapeur de 600 °C
Paramètres de vapeur supercritiques	Augmentation du rendement	Possible	Impossible	Appliqués dans les nouvelles installations	Aucun	Non disponible	
Double réchauffe	Augmentation du rendement	Possible	Impossible	Appliquée surtout dans les nouvelles installations	Aucun	Non disponible	
Chauffage régénératif de l'eau d'alimentation	Augmentation du rendement	Possible	Impossible	Appliqué dans les nouvelles installations et dans certaines installations existantes	Aucun	Non disponible	Les nouvelles installations utilisent jusqu'à 10 étages, fournissant une température d'eau d'alimentation d'environ 300 °C
Systèmes de contrôle informatisés avancés	Augmentation du rendement. Performances de la chaudière supérieures Diminution des émissions	Possible	Possible	Élevée	Aucun	Non disponible	
Utilisation du contenu calorifique des fumées pour le chauffage urbain	Augmentation de l'utilisation des combustibles	Possible	Possible	Élevée	Aucun	Non disponible	Température la plus basse possible de l'eau de refroidissement

Tableau 4.57 : techniques à prendre en considération pour augmenter le rendement et l'utilisation des combustibles

Technique	Avantage pour l'environnement	Applicabilité		Expérience opérationnelle	Effets croisés	Aspect économique	Remarques
		Nouvelles installations	Retrofit (reconversion)				
Paramètres de combustion à optimiser							
Faible excès d'air	Augmentation du rendement et réduction des émissions de NOx et de N ₂ O	Possible	Possible	Élevée	Non	Non disponible	Peut augmenter le risque de défaillance des tubes et la quantité de combustible imbrûlé
Diminution des températures des gaz d'échappement	Augmentation du rendement	Possible	Possible	Élevée	Corrosion, blocage du réchauffeur d'air	Non disponible	La température des gaz d'échappement doit être comprise entre 10 et 20 °C au-dessus du point de rosée acide.Le chaleur supplémentaire peut uniquement être utilisée comme chaleur secondaire
Faible teneur de carbone imbrûlé dans les cendres	Augmentation du rendement	Possible	Possible	Élevée	La réduction des émissions de NOx entraîne une augmentation de carbone imbrûlé dans les cendres	Non disponible	Les émissions de NOx et la quantité de carbone imbrûlé dans les cendres doivent être optimisés, mais les polluants prioritaires sont les NOx
Concentration en CO faible dans les fumées	Augmentation du rendement	Possible	Possible	Élevée	Les émissions faibles de NOx entraînent des niveaux de CO supérieurs	Non disponible	Les émissions de NOx et de CO doivent être optimisées, mais les polluants prioritaires sont les NOx
Epuration et rejets des fumées							
Rejet via une tour de refroidissement	La réchauffe des fumées après l'installation FGD n'est pas nécessaire	Possible	Possible	Élevée	Aucune cheminée n'est nécessaire	Aucun coût supplémentaire de construction et d'entretien d'une cheminée	La faisabilité du rejet via une tour de refroidissement doit être évaluée au cas par cas (par exemple, la disponibilité de la tour de refroidissement, son emplacement et les matériaux de construction)
Technique de cheminée humide		Possible	Possible	Élevée	Panache visible		
Système de refroidissement							
Différentes techniques							Voir le BREF sur le refroidissement

Tableau 4.58 : techniques à prendre en considération pour augmenter le rendement

4.4.4 Techniques de prévention et de réduction des émissions de poussières et de métaux lourds liés aux particules

Technique	Avantage pour l'environnement	Applicabilité		Expérience opérationnelle	Effets croisés	Aspect économique	Remarques
		Nouvelles installations	Retrofit (reconversion)				
Électrofiltre	Réduction des émissions de particules. des métaux lourds et du Hg est un effet positif, mais néanmoins mineur	Possible	Possible	Élevée	Aucun	Coûts signalés : de 13 à 60 euros par kW. Ces chiffres ne comprennent pas les coûts d'investissement liés à la gestion des cendres collectées et systèmes de transport, qui sont très importants en ce qui concerne le lignite à teneur en cendres élevé	L'ESP est la solution la plus économique, en particulier pour les grandes installations. Le mercure lié aux particules est attaché aux solides et peut donc être facilement capté dans un ESP. Dans le cas des charbons et des lignites - bitumineux, l'élimination de Hg est faible de par l'alcalinité élevée des cendres volantes et le niveau faible de HCl dans les fumées
Filtre à manches	Réduction des émissions de particules et des poussières particulièrement fines (MP 2,5 et MP 10). La suppression des métaux lourds et du Hg est un effet positif, mais néanmoins mineur	Possible	Possible	Élevée	Le rendement de la centrale électrique sera réduit de 0,1 point de pourcentage	Les coûts d'exploitation et d'entretien sont supérieurs à ceux d'un ESP	Dans une installation de combustion au charbon, les filtres à manches sont principalement utilisés en aval des techniques sèches et semi-sèches afin de réduire les émissions de SO ₂ . Le mercure lié aux particules est attaché aux solides et peut donc facilement être capté dans un FF. Dans le cas des charbons et des lignites sub-bitumineux, l'élimination de Hg est faible de par l'alcalinité élevée des cendres volantes et le niveau faible de HCl dans les fumées
Cyclones	Réduction des émissions de particules	Possible	Possible	Élevée	Réduction des particules fines très limitée	Coûts d'investissement faibles	Les cyclones mécaniques peuvent uniquement être utilisés comme des pré-dépoussiéreurs avec d'autres techniques comme l'ESP ou le FF
Ajout de charbon actif dans la FGD	Réduction des émissions de Hg	Possible	Possible	Limitée		L'ajout de charbon actif dans la FGD offre des coûts d'investissement et d'exploitation faibles	L'ajout de charbon actif dans la FGD présente toujours l'incertitude quant à l'augmentation possible de la teneur en mercure du gypse

Tableau 4.59 : techniques à prendre en compte pour la prévention et la réduction des émissions de poussières et de métaux lourds

4.4.5 Techniques de prévention et de réduction des émissions de SO₂

Technique	Avantage pour l'environnement	Applicabilité		Expérience opérationnelle	Effets croisés	Aspect économique	Remarques
		Nouvelles installations	Retrofit (reconversion)				
Mesures primaires							
Utilisation de combustible à basse teneur en soufre	Réduction des émissions de SO ₂ à la source	Possible	Possible	Élevée	Augmentation possible des émissions de poussières et de NOx	Dépend du combustible	Augmentation possible des émissions de poussières et de NOx
Chaudière FBC	Réduction des émissions de SO ₂ et de NOx	Possible	Très limitée	Élevée	Émissions de N ₂ O supérieures	Spécifique à chaque installation	

Tableau 4.60 : techniques à prendre en compte pour la prévention et la réduction des émissions de SO₂

Technique	Avantage pour l'environnement	Applicabilité		Expérience opérationnelle	Effets croisés	Aspect économique	Remarques
		Nouvelles installations	Mise aux normes				
Mesures secondaires							
Épurateur par voie humide à la chaux/au calcaire avec production de gypse	Réduction des émissions de SO ₂ , HF, HCl, de poussières, Hg et Se. La mise en place de la FGD dans les installations existantes présente des avantages dans la réduction des poussières fines et du Hg	Possible, mais rarement appliqué dans les installations de moins de 100 MWth	Possible	Élevée	Du fait de la source de chaux utilisée, les émissions d'As, Cd, Pb et Zn peuvent être légèrement supérieures. Augmentation des émissions de CO ₂ . Émissions d'eaux usées	Spécifique à chaque installation	À cause des coûts élevés de l'épuration par voie humide, cette technique est la solution la plus économique, en particulier pour les grandes installations. L'épurateur par voie humide existant peut être amélioré en optimisant la configuration d'écoulement dans l'absorbeur. Les composés Hg ²⁺ gazeux des fumées de la combustion du charbon sont peu à fortement solubles, et les espèces les plus solubles peuvent généralement être captés dans les épurateurs de FGD par voie humide
Épurateur à l'eau de mer	Réduction des émissions de SO ₂ , HF, HCl, de poussières, Hg et Se. La mise en place de la FGD dans les installations existantes présente des avantages dans la réduction des poussières fines et du Hg	Possible	Possible	Élevée	Tendance à réduire les niveaux de pH à proximité de l'évacuation d'eau et émission des métaux lourds et des cendres restantes dans l'environnement marin	Spécifique à chaque installation	L'utilisation d'un système d'épuration à l'eau de mer dépend largement de chaque situation spécifique à cause de l'impact des polluants sur l'environnement marin. Les composés Hg ²⁺ gazeux des fumées de la combustion du charbon sont peu à fortement solubles, et les espèces les plus solubles peuvent généralement être captés dans les épurateurs de FGD par voie humide
Autres types d'épurateurs par voie humide	Réduction des émissions de SO ₂	Possible, mais rarement dans les nouvelles installations	Dépend de chaque installation	Très limitée	Dépend de la technique	Non disponible	La réduction des autres polluants dépend de chaque technique spécifique
Épurateur par procédés semi-secs	Réduction des émissions de SO ₂ , HF, HCl, de poussières, Hg et Se. La mise en place de la FGD dans les installations existantes présente des avantages dans la réduction des poussières fines et du Hg	Possible	Possible	Élevée	Résidus qui doivent être mis en décharge. Réduction du rendement global des grandes installations de combustion	Spécifique à chaque installation	Les composés Hg ²⁺ gazeux des fumées de la combustion du charbon peuvent généralement être captés dans les épurateurs de FGD par procédés semi-secs, en particulier en association avec un FF
Injection de sorbant	Réduction des émissions de SO ₂ , HF, HCl et poussières	Possible	Possible	Élevée	Résidus qui doivent être mis en décharge	Non disponible	
Autres	Réduction des émissions de SO ₂ , mais aussi de NOx dans la technique combinée	Possible, mais rarement dans les nouvelles installations	Dépend de chaque installation	Très limitée			La réduction des autres polluants dépend de chaque technique spécifique

Tableau 4.61 : techniques à prendre en compte pour la prévention et la réduction des émissions de SO₂

4.4.6 Techniques de prévention et de réduction des émissions de NO_x et de N₂O

Technique	Avantage pour l'environnement	Applicabilité		Expérience opérationnelle	Effets croisés	Aspect économique	Remarques
		Nouvelles installations	Retrofit (reconversion)				
Mesures primaires							
Faible excès d'air	Réduction des émissions de NOx et de N ₂ O, augmentation du rendement	Possible	Possible	Élevée	Tendance à obtenir davantage de carbone imbrûlé dans les cendres Un faible excès d'air tend à fournir des niveaux de CO et de HC supérieurs	Spécifique à chaque installation	Risque de corrosion des tubes et des parois
Étagement de l'air (OFA, BBF et BOOS)		Possible	Possible	Élevée	Tendance à obtenir davantage de carbone imbrûlé dans les cendres	Spécifique à chaque installation	
Recyclage (recirculation) des gaz de combustion		Possible	Possible	Élevée		Spécifique à chaque installation	Pour les installations existantes, l'applicabilité dépend de chaque installation
Brûleurs bas NOx	Réduction des émissions de NOx	Possible	Possible	Élevée	Tendance à obtenir davantage de carbone imbrûlé dans les cendres		Pour les installations existantes, l'applicabilité dépend de chaque installation. Elle comprend souvent une recirculation des gaz de combustion et un étagement de l'air
Recombustion (reburning)	Réduction des émissions de NOx	Possible	Possible	Élevée		Spécifique à chaque installation	Pour les installations existantes, l'applicabilité dépend de chaque installation. Les restrictions en matière d'espace rendent la recombustion moins appropriée au retrofit (reconversion) qu'aux nouvelles installations
Mesures visant à réduire les émissions de N ₂ O dans les chaudières FBC							
Faible excès d'air	Réduction des émissions de N ₂ O	Possible	Possible	Élevée	Émissions de CO supérieures	Spécifique à chaque installation	
Augmentation de la température du lit fluidisé	Réduction des émissions de N ₂ O	Possible	Possible	Stade expérimental	Augmentation des émissions de NOx et de SO ₂	Non disponible	Risque de corrosion
Utilisation de catalyseurs comme MgO ou CaO dans la chaudière	Réduction des émissions de N ₂ O	Possible	Possible	Stade expérimental		Non disponible	
Augmentation de la température des fumées	Réduction des émissions de N ₂ O	Possible	Possible	Stade de l'installation pilote		Non disponible	

Tableau 4.62 : techniques à prendre en compte pour la prévention et la réduction des émissions de NO_x et de N₂O

Technique	Avantage pour l'environnement	Applicabilité		Expérience opérationnelle	Effets croisés	Aspect économique	Remarques
		Nouvelles installations	Retrofit (reconversion)				
Mesures secondaires							
Réduction sélective non catalytique (SNCR)	Réduction des émissions de NOx même si le taux de réduction est bien inférieur à celui de la SCR	Possible	Possible	Élevée	Fuite d'ammoniac	Spécifique à chaque installation	Fenêtre de température très petite et sensible à la variation de charge. C'est pourquoi l'application est très limitée dans les grandes installations de combustion à combustible pulvérisé, et limitée dans la CFBC
Réduction sélective catalytique (SCR)	Réduction des émissions de NOx	Possible	Possible	Élevée	Fuite d'ammoniac	Spécifique à chaque installation	Jusqu'à aujourd'hui, la technique SCR a uniquement été appliquée dans les installations de combustion au charbon
Réduction sélective auto-catalytique (SACR)							Nouvelle technique de réduction des émissions de NOx, déjà en démonstration à l'échelle industrielle
Techniques combinées	Réduction des émissions de NOx et de SO2	Possible, mais rarement appliquées dans les nouvelles installations	Possible, mais rarement appliquée	Très limitée	Dépend de chaque procédé	Non disponible	Les techniques combinées couvrent uniquement une part de marché mineure par rapport aux techniques SCR

Tableau 4.63 : techniques à prendre en compte pour la prévention et la réduction des émissions de NOx et de N₂O

4.4.7 Techniques de prévention et de réduction de la pollution de l'eau

Technique	Avantage pour l'environnement	Applicabilité		Expérience opérationnelle	Effets croisés	Aspect économique	Remarques
		Nouvelles installations	Retrofit (reconversion)				
FGD par voie humide							
Traitement de l'eau par floculation, sédimentation et neutralisation	Elimination du fluorure, des métaux lourds, de la DCO et des particules	Possible	Possible	Élevée	Ajout de boue au charbon à des fins de redistribution dans les cendres volantes et le gypse de FGD, ou réutilisation comme matériau de remplissage dans le secteur minier	Spécifique à chaque installation	L'ajout de boue au charbon et la réutilisation interne dans la FGD doivent être évalués au cas par cas
Réduction d'ammoniac par séparation d'air, précipitation ou biodégradation	Réduction de la teneur en ammoniac	Uniquement applicable si la teneur en ammoniac des eaux usées est élevée du fait de la SCR/SNCR		Élevée		Spécifique à chaque installation	
Fonctionnement en circuit fermé	Réduction de l'évacuation d'eaux usées	Possible	Possible	Élevée		Spécifique à chaque installation	
Mélange d'eaux usées et de cendres de charbon	Éviter l'évacuation d'eaux usées	Possible	Possible	Élevée	La grave hydraulique peut être utilisée comme matériau de remplissage dans les mines à ciel ouvert	Spécifique à chaque installation	
Vidange et transport du mâchefer							
Circuit d'eau fermé par filtration ou sédimentation	Réduction de l'évacuation d'eaux usées	Possible	Possible	Élevée		Spécifique à chaque installation	
Régénération des déminéraliseurs et des polisseurs de condensat							
Neutralisation et sédimentation	Réduction de l'évacuation d'eaux usées	Possible	Possible	Élevée	Boue qui doit être déshydratée pour être mise en décharge	Spécifique à chaque installation	
Élutriation							
Neutralisation		Seulement en cas de fonctionnement alcalin		Élevée		Spécifique à chaque installation	
Nettoyage des chaudières, du préchauffeur d'air et du précipitateur							
Neutralisation et fonctionnement en circuit fermé, ou méthodes de nettoyage par voie sèche	Réduction de l'évacuation d'eaux usées	Possible	Possible	Élevée		Spécifique à chaque installation	
Eaux de ruissellement de surface							
Sédimentations ou traitement chimique et réutilisation interne	Réduction de l'évacuation d'eaux usées	Possible	Possible	Élevée		Spécifique à chaque installation	

Tableau 4.64 : techniques à prendre en compte pour la prévention et la réduction de la pollution de l'eau

4.5 Meilleures techniques disponibles (MTD) en matière de combustion du charbon et du lignite

4.5.1 Introduction

Pour une meilleure compréhension de cette section et de son contenu, le lecteur est invité à consulter la préface de ce document, en particulier la cinquième section de celle-ci : « Comment comprendre et utiliser ce document ». Les techniques et les niveaux d'émission et/ou de consommation associés ou les fourchettes de niveaux présentés dans cette section ont été évalués par le biais d'un processus itératif qui comprend les étapes suivantes :

- identification des principaux problèmes environnementaux du secteur, à savoir les émissions dans l'air et l'eau, le rendement thermique et les résidus de combustion
- examen des techniques les plus pertinentes pour répondre à ces principaux problèmes
- identification des meilleurs niveaux de performances environnementales sur la base des données disponibles dans l'Union européenne et dans le monde entier
- examen des conditions sous lesquelles ces niveaux de performances ont été obtenus, comme les coûts, les effets croisés et les facteurs impliqués dans la mise en œuvre de ces techniques
- sélection des meilleures techniques disponibles (MTD) et des niveaux d'émission et/ou de consommation associés pour ce secteur de façon générale, le tout conformément à l'Article 2(11) et à l'Annexe IV de la Directive.

Le jugement des experts du bureau européen de l'IPPC (prévention et réduction intégrée de la pollution) et du groupe de travail technique (TWG) concerné a joué un rôle clé dans chacune de ces étapes et dans la façon dont les informations sont présentées ici.

En se basant sur cette évaluation, les techniques et, autant que possible, les niveaux d'émission et de consommation associés à l'utilisation des MTD, sont présentées dans cette section et elles sont considérées comme étant appropriées au secteur dans son ensemble tout en reflétant dans de nombreux cas les performances actuelles de certaines installations du secteur. Lorsque les niveaux d'émission ou de consommation « associés aux meilleures techniques disponibles » sont présentés, cela doit s'entendre dans le sens où ces niveaux représentent les performances environnementales qui pourraient être anticipées comme résultat de l'application, dans ce secteur, des techniques décrites, en gardant à l'esprit l'équilibre entre les coûts et les avantages inhérents dans la définition des MTD. Toutefois, ces niveaux ne constituent pas des valeurs limites d'émission ou de consommation et ne doivent pas être compris comme tels. Parfois, il peut être techniquement possible d'obtenir de meilleurs niveaux d'émission ou de consommation, mais du fait des coûts impliqués ou des effets croisés, ils ne sont pas considérés comme étant appropriés comme MTD pour le secteur dans son ensemble. Cependant, de tels niveaux peuvent être considérés comme étant justifiés dans des cas plus spécifiques, lorsque le moteur de la mise en œuvre est spécifique.

Les niveaux d'émission et de consommation associés à l'utilisation des MTD doivent être regardés avec toutes les conditions de référence spécifiées (par exemple périodes de moyenne).

Le concept de « niveaux associés aux MTD » qui est décrit ci-dessus doit être distingué du terme « niveau atteignable » utilisé ailleurs dans le document. Lorsqu'un niveau est décrit comme « atteignable » par le biais d'une technique particulière ou d'une combinaison de techniques, il faut comprendre que le niveau peut être atteint sur une période de temps substantielle dans une installation ou un procédé correctement entretenu(e) et utilisé(e) et appliquant ces techniques.

Lorsqu'elles sont disponibles, les données relatives aux coûts ont été fournies avec la description des techniques présentées dans les sections précédentes. Cela donne une idée de l'importance des coûts impliqués. Toutefois, le coût réel de la mise en œuvre d'une technique dépend fortement de la situation spécifique en question, par exemple, des taxes, charges et caractéristiques techniques de l'installation concernée. Il est impossible d'évaluer entièrement ces facteurs spécifiques à chaque site dans ce document. En l'absence de données sur les coûts, des conclusions sur la viabilité économique des techniques ont été tirées des observations faites sur les installations existantes.

Il est entendu que les MTD générales de cette section sont un point de référence permettant de juger des performances actuelles d'une installation existante ou de juger la proposition d'une nouvelle installation. De cette façon, elles aideront à déterminer les conditions appropriées « basées sur les MTD » pour l'installation ou à définir les règles générales de nature contraignante de l'Article 9(8). Il est prévu que les nouvelles installations puissent être conçues pour atteindre, voire dépasser, les niveaux de MTD généraux qui sont présentés ici. On considère également que les installations existantes peuvent évoluer vers, voire

dépasser, les niveaux de MTD généraux, sous réserve de l'applicabilité technique et économique des techniques dans chaque cas.

Les BREF ne fixent pas de normes juridiquement contraignantes, mais donnent des informations à l'intention des entreprises, des États membres et du public sur les niveaux d'émission et de consommation qu'il est possible d'atteindre en utilisant les techniques spécifiées. Les valeurs limites appropriées pour chaque cas particulier devront être déterminées en tenant compte des objectifs de la directive IPPC et des considérations locales.

Pour éviter toute répétition dans ce document, reportez-vous aux MTD sur les systèmes de management environnemental (SME) au paragraphe 3.15.1.

4.5.2 Déchargement, stockage et manipulation/manutention des combustibles et des additifs

Les MTD pour la prévention des rejets dus au déchargement, au stockage et à la manipulation/manutention du charbon, du lignite ainsi que pour les additifs comme la chaux, le calcaire, l'ammoniac, etc. sont récapitulées dans le tableau 4.65.

Matière	Polluant	MTD
Charbon et lignite	Poussières	<ul style="list-style-type: none"> • utilisation d'équipement de chargement et de déchargement qui réduit la hauteur de chute du combustible sur le stock afin de diminuer la production de poussières fugitives • dans les pays qui ne connaissent pas le gel, l'utilisation de systèmes de pulvérisation d'eau pour réduire la formation des poussières fugitives provenant des stocks de charbon • en fonction de la production d'émissions fugitives, couverture des stocks de coke de pétrole • engazonnement des surfaces de stockage à long terme de charbon afin d'empêcher les émissions fugitives de poussières et de combustible, provoquées par l'oxydation au contact de l'oxygène de l'air • application du transfert direct de lignite via des transporteurs à courroie ou des trains de mine vers la zone de stockage du lignite sur site • placement des convoyeurs de transfert dans des zones sûres et ouvertes, en surface, afin d'éviter les dommages causés par les véhicules et autres équipements • utilisation de systèmes d'épuration pour les transporteurs à courroie afin de réduire la génération de poussières fugitives • utilisation de convoyeurs clos munis, aux points de transfert, d'un équipement d'extraction et de filtration bien conçu et robuste afin de prévenir l'émission de poussières • rationalisation des systèmes de transport de manière à réduire la production et le déplacement des poussières sur le site • utilisation de pratiques de conception et de construction correctes et maintenance adéquate
	Contamination de l'eau	<ul style="list-style-type: none"> • stockage sur des surfaces étanches avec drainage, collecte par drainage et traitement de l'eau par décantation • collecte des eaux de ruissellement de surface (eau de pluie), provenant des zones de stockage du charbon et du lignite, qui nettoient les particules du combustible, et traitement de cet effluent collecté (décantation) avant rejet
	Prévention des incendies	<ul style="list-style-type: none"> • inspection des zones de stockage du charbon et du lignite à l'aide de systèmes automatiques afin de détecter les éventuels incendies provoqués par l'auto-inflammation et d'identifier les points à risque
Chaux et calcaire	Poussières	<ul style="list-style-type: none"> • utilisation de convoyeurs clos, de systèmes de transfert pneumatiques et de silos munis, aux points de transfert du transport et d'approvisionnement, d'équipement d'extraction et de filtration bien conçu et robuste afin de prévenir l'émission de poussières
Ammoniac pur liquéfié	Risque en matière de santé et de sécurité lié à l'ammoniac	<ul style="list-style-type: none"> • pour la manipulation et le stockage d'ammoniac pur liquéfié : les réservoirs sous pression pour ammoniac pur liquéfié >100 m³ devraient être à double paroi et enterrés; les réservoirs de 100 m³ et moins devraient être construits selon des procédés de recuit • du point de vue de la sécurité, l'utilisation d'une solution aqueuse d'ammoniac est moins dangereuse que le stockage et la manipulation d'ammoniac pur liquéfié

Tableau 4.65 : MTD de déchargement, stockage et manipulation/manutention du charbon, du lignite et des additifs

4.5.3 Prétraitement des combustibles

Pour le prétraitement du charbon et du lignite, les opérations de mélange des combustibles sont considérées comme faisant partie intégrante des MTD afin de garantir la stabilité des conditions de combustion et donc de réduire les pics d'émissions. Le changement de combustible, par exemple d'un charbon par un autre charbon dont le profil environnemental est meilleur, peut également être considéré comme une MTD.

4.5.4 Combustion

Pour la combustion du charbon et du lignite, la combustion pulvérisée (PC), la combustion en lit fluidisé (CFBC et BFBC), la combustion en lit fluidisé sous pression (PFBC) et la combustion en couche sont toutes considérées comme des MTD pour les installations nouvelles et existantes. La combustion en couche devrait de préférence être seulement appliquée aux nouvelles installations dont la puissance thermique nominale est inférieure à 100 MW.

Pour la conception des nouvelles chaudières ou pour les projets de retrofit (reconversion) des installations existantes, ces systèmes de combustion sont des MTD qui assurent un rendement de chaudière élevé et qui comprennent des mesures primaires visant à réduire la production d'émissions de NO_x, comme l'étagement d'air et de combustible, les brûleurs bas NO_x avancés et/ou la recombustion (reburning), etc. L'utilisation d'un système de contrôle informatisé avancé de sorte à atteindre des performances de chaudière élevées avec une augmentation des conditions de combustion conduisant à la réduction des émissions est également considérée comme une MTD.

4.5.5 Rendement thermique

Pour la réduction des gaz à effet de serre, en particulier les rejets de CO₂ des installations de combustion au charbon et au lignite, les meilleures options disponibles à l'heure actuelle sont les techniques et les mesures d'exploitation pour augmenter le rendement thermique. Les mesures secondaires de captage et stockage du CO₂, telles que décrites dans l'Annexe 10.2 du présent document, sont à l'une des premières étapes de leur développement. Ces techniques pourraient être disponibles à l'avenir, mais elles ne peuvent pas être pour l'instant considérées comme des MTD.

Pour les centrales électriques, le rendement énergétique est lié à la consommation spécifique de chaleur (intrant énergétique du combustible/extrant énergétique aux bornes de la centrale électrique) et le rendement de la centrale électrique, est ici considéré comme l'inverse de la consommation spécifique de chaleur, c'est-à-dire le pourcentage d'énergie produite/intrant énergétique du combustible. L'énergie combustible est mesurée comme le pouvoir calorifique inférieur. En appliquant des paramètres de vapeur ultra-supercritiques dans le but d'améliorer le rendement, comme la double réchauffe, ainsi que les matériaux à haute température les plus avancés, les centrales électriques au charbon et au lignite avec une consommation spécifique de chaleur de 2,08 (48 %) ont été créées et elles utilisent le refroidissement par eau direct.

Comme la construction des centrales électriques à haut rendement tend à être très onéreuse, elles sont considérées comme n'étant pas compétitives d'un point de vue économique. C'est pour cette raison que la consommation spécifique de chaleur et le niveau de rendement associé à l'utilisation des MTD dans les nouvelles centrales électriques au charbon ou au lignite (combustion au charbon ou au lignite pulvérisé dans des chaudières DBB ou WBB) avec refroidissement par eau direct (avec une puissance supérieure à 300 MWth) est de 2,3-2,2 (43-47 %), en utilisant des paramètres de vapeur supercritiques. L'augmentation des paramètres de vapeur (vapeur supercritique) est un autre moyen d'augmenter le rendement lorsque la cogénération (production simultanée d'électricité et de chaleur) n'est pas possible.

Les rendements les plus élevés sont uniquement atteints avec des paramètres de vapeur très élevés qui sont utilisés dans les installations en fonctionnement en base. Les installations fonctionnant en pointe avec des cycles de démarrage fréquent doivent être conçues avec des paramètres de vapeur inférieurs qui sont à l'origine de rendements inférieurs.

Les installations de cogénération doivent représenter l'un des moyens les plus efficaces du point de vue technique et économique pour augmenter le rendement énergétique (utilisation des combustibles) d'un système de production d'énergie. La cogénération est par conséquent considérée comme l'option de MTD la plus importante pour réduire la quantité de CO₂ émis à l'atmosphère par unité d'énergie produite. La cogénération doit être une option pour toute nouvelle construction de centrale électrique lorsque cela est faisable d'un point de vue économique, c'est-à-dire lorsque la demande locale de chaleur est

suffisamment élevée pour justifier la construction d'une installation de cogénération, plus coûteuse, au lieu d'une installation produisant uniquement de l'électricité ou de la chaleur. Comme la demande de chaleur varie au cours de l'année, les installations de cogénération doivent être très souples en matière de rapport de chaleur produite/électricité, et elles doivent également posséder des rendements élevés pour le fonctionnement à charge partielle. Dans ce contexte, les installations dotées de turbines à condensation avec extraction de vapeur sont également mentionnées, lorsque le rendement de ce type d'installation se situe entre les installations de cogénération et de condensation.

Le rendement exergetique (voir également le chapitre 2.7.5) associé au fonctionnement d'une installation de cogénération sous des conditions de MTD, est compris entre 45 et 55 %, ce qui est égal à une consommation spécifique de chaleur de l'ordre de 1,3-1,1, et à un rendement énergétique (combustible) de 75-90 %, en fonction de l'application propre à l'installation. En comparant ces chiffres à la consommation spécifique de chaleur et au rendement des nouvelles centrales électriques au charbon et au lignite avec des rendements de 42 à 47 % et une consommation spécifique de chaleur de 2,3, les économies réalisées en termes de combustible, et donc la réduction de production de CO₂, sont évidentes.

Il convient de garder à l'esprit que ces niveaux de MTD ne peuvent pas être atteints dans toutes les conditions de fonctionnement. Le rendement énergétique est à son maximum au point de conception de l'installation. Les rendements énergétiques réels lors de la période de fonctionnement des installations peuvent être inférieurs à cause de modifications de la charge lors du fonctionnement, de la qualité du combustible, etc. Le rendement énergétique dépend également du système de refroidissement de la centrale électrique, de sa situation géographique (voir le tableau 2.3), mais aussi de la consommation énergétique du système d'épuration des fumées.

Pour les installations existantes au charbon et au lignite, plusieurs techniques de retrofit (reconversion) et de réalimentation (repowering) peuvent être appliquées pour améliorer le rendement thermique. Les mesures techniques décrites dans le chapitre 3.2.6.1 doivent également être prises en compte dans le cadre des options de MTD pour améliorer le rendement des installations existantes. Des résultats significatifs ont été obtenus par repowering d'anciennes chaudières, en particulier dans les pays en phase de transition.

En général, les mesures suivantes doivent être prises en compte pour augmenter le rendement :

- combustion : réduction de la perte de chaleur à cause des gaz et des éléments non brûlés dans les déchets et les résidus solides de la combustion
- température et pression de la vapeur de pression moyenne les plus élevées possible. surchauffe répétée de la vapeur pour améliorer le rendement électrique net
- chute de pression de la basse pression à l'extrémité de la turbine de vapeur la plus élevée possible par le biais de la température de l'eau de refroidissement la plus basse possible (refroidissement par eau fraîche)
- réduction de la perte de chaleur par les fumées (utilisation de la chaleur résiduelle ou du chauffage urbain)
- réduction de la perte de chaleur par le biais du mâchefer
- réduction de la perte de chaleur par le biais de la conduction et de la radiation avec l'isolation
- réduction de la consommation d'énergie interne en prenant les mesures appropriées, par exemple, la scorification de l'évaporateur, l'optimisation du rendement de la pompe d'alimentation en eau, etc.
- préchauffe de l'eau d'alimentation de la chaudière avec de la vapeur
- amélioration de la géométrie des aubes des turbines

Les niveaux du rendement thermique associés à l'application des mesures de MTD qui ont été abordées au chapitre 4.3 pour améliorer le rendement sont récapitulés dans le tableau 4.66.

Combustible	Tech. de combustion	Rendement thermique de l'unité (net) (en %)	
		Nouvelles installations	Installations existantes
Charbon et lignite	Cogénération	75-90	75-90
Charbon	PC (DBB et WBB)	43-47	L'amélioration atteignable du rendement thermique dépend de l'installation spécifique, mais à titre indicatif, un niveau de 36 ¹ à 40 %, ou une amélioration incrémentielle supérieure à 3 points de pourcentage peut être associé(e) à l'utilisation de MTD dans les installations existantes
	FBC	> 41	
	PFBC	> 42	
Lignite	PC (DBB)	42-45	
	FBC	> 40	
	PFBC	> 42	
1	Le secteur et un État Membre ont déclaré que pour les installations existantes, les rendements nets atteignable suite à des projets de mise aux normes majeurs sont seulement de l'ordre de 30 à 40 %. Ils ont précisé que cela dépend de chaque installation, des caractéristiques des combustibles ainsi que des conditions climatiques, en prenant en compte la baisse de rendement provoquée par la consommation électrique majeure de l'équipement de réduction des émissions (généralement retrofité).		

Tableau 4.66 : niveaux du rendement thermique associés à l'application des mesures de MTD

4.5.6 Poussières

Aux fins de dépoussiérage des gaz émanant des installations de combustion au charbon et au lignite nouvelles et existantes, la MTD est considérée être l'utilisation d'un électrofiltre (ESP) ou d'un filtre à manches (FF), ce dernier permettant normalement d'atteindre des niveaux d'émission inférieures à 5 mg/Nm³. De plus, les meilleurs niveaux de réduction du Hg sont généralement atteints par les systèmes de réduction des émissions (par exemple, FGD + dispositif de réduction des particules) utilisant les filtres à manches.

Les cyclones et les collecteurs mécaniques utilisés seuls ne sont pas des MTD, mais ils peuvent être utilisés comme étape de prétraitement sur le trajet des fumées.

Les conclusions relatives aux MTD en matière de dépoussiérage et les niveaux d'émission associés sont récapitulés dans le tableau 4.67. Les niveaux de poussières associés prennent en compte le besoin de réduire les particules fines (PM₁₀ et PM_{2.5}) et l'émission des métaux lourds (en particulier l'émission de Hg lié aux particules) car ils ont tendance à s'accumuler de préférence sur les particules de poussières fines. Pour les installations de combustion supérieures à 100 MW_{th}, et plus particulièrement de plus de 300 MW_{th}, les niveaux de poussières sont inférieurs car les techniques de FGD, qui font déjà partie des conclusions relatives aux MTD en matière de désulfuration, réduisent également les particules.

Les niveaux d'émission associés aux MTD sont basés sur une moyenne journalière, des conditions standard et un niveau d'O₂ de 6 %, et cela représente une situation de charge classique. Pour les pointes de charge, les périodes de démarrage et d'arrêt ainsi que pour les problèmes de fonctionnement des systèmes d'épuration des fumées, des pics de valeurs sur une courte période qui pourraient être supérieures doivent être prises en compte.

Puissance (MW _{th})	Niveau d'émission de poussières (mg/Nm³) Inst. Nouvelles/Inst. existantes		MTD pour atteindre ces niveaux	Contrôle	Applicabilité	Commentaires
50-100	5-20 ⁽¹⁾	5-30 ⁽²⁾	ESP ou FF	Continu	Installations nouvelles et existantes	<ul style="list-style-type: none">le taux de réduction associé à l'utilisation d'un ESP est de l'ordre de 99,5 % ou plusle taux de réduction associé à l'utilisation d'un FF est de l'ordre de 99,95 % ou plus
100-300	5-20 ⁽³⁾	5-25 ⁽⁴⁾	ESP ou FF combiné à la FGD (par voie hum, sds ou dsi) pour PC ESP ou FF pour CFBC	Continu	Installations nouvelles et existantes	
> 300	5-10 ⁽⁵⁾	5-20 ⁽⁶⁾	ESP ou FF combiné à la FGD(hum) pour PC	Continu	Installations nouvelles et existantes	<ul style="list-style-type: none">le taux de réduction associé à l'utilisation d'un ESP est de l'ordre de 99,5 % ou plusle taux de réduction associé à l'utilisation d'un FF est de l'ordre de 99,95 % ou plusun épurateur par voie humide utilisé pour la désulfuration réduit également les poussières
	5-20 ⁽⁵⁾	5-20 ⁽⁶⁾	ESP ou FF pour CFBC			
Remarques : ESP (électrofiltre), FF (filtre à manches) FGD(hum) (désulfuration des fumées par voie humide) FGD(sds) (désulfuration des fumées par procédés d'épuration semi-secs) FGD(dsi) (désulfuration des fumées par procédés d'épuration semi-secs (injection de sorbant sec) Pour les concentrations très élevées de poussières dans les gaz bruts (par exemple dans le cas du lignite à faible pouvoir calorifique utilisé comme combustible), le taux de réduction de 99,95 % de l'ESP ou de 99,99 % des FF est considéré comme le niveau associé aux MTD, plutôt que les niveaux de concentration en poussières mentionnés dans ce tableau.						
1	Le secteur et un État membre ont proposé 10-50 mg/Nm³					
2	Le secteur et un État membre ont proposé 20-100 mg/Nm³					
3	Le secteur et un État membre ont proposé 10-30 mg/Nm³					
4	Le secteur et un État membre ont proposé 10-100 mg/Nm³ pour l'ESP ou le FF, et 10-50 mg/Nm³ dans le cas d'une combinaison avec la FGD par voie humide					
5	Le secteur et un État membre ont proposé 10-30 mg/Nm³					
6	Le secteur et un État membre ont proposé 10-100 mg/Nm³ pour l'ESP ou le FF, et 10-50 mg/Nm³ dans le cas de la combinaison avec la FGD par voie humide					
Les raisons données par le secteur qui a proposé les valeurs mentionnées ci-dessus, c'est que des éléments comme les caractéristiques des combustibles, la résistivité des cendres, la concentration en SO ₂ à l'entrée des fumées déterminant la nécessité de disposer d'une FGD, l'aspect économique ainsi que les exigences en matière de rendement net élevé de l'unité, n'ont pas été complètement prises en compte. Un État Membre a soutenu le point de vue du secteur et a maintenu que même avec des ESP à haut rendement, les niveaux d'émission de poussières atteints lors de l'utilisation de lignite de qualité inférieure avec une résistivité des cendres élevée et une teneur en cendres élevée, n'atteindront jamais les valeurs inférieures des niveaux proposés pour les installations existantes qui ne nécessitent aucune FGD par voie humide, grâce à la désulfuration naturelle.						
1,2	Un représentant du secteur a indiqué que pour les installations de combustion au charbon entre 50 et 100 MW, les émissions de poussières inférieures à 30 mg/Nm³ sont trop optimistes et ne fournissent aucune marge pour la dégradation de l'installation en service (principalement les FF) ou pour la variabilité de la collecte (principalement les ESP). Une limite d'émission de poussières toujours très stricte, mais plus facilement réalisable, est 50 mg/Nm³.					
5,6	Un État membre a proposé que le niveau de MTD soit de 10-50 mg/Nm³ car ces niveaux sont conformes aux limites d'émission des États membres. Leurs systèmes de réduction ont été installés pour respecter ces limites. Pour les nouvelles installations, l'État membre en question possède un programme sur les installations de combustion au charbon dans lesquelles un niveau d'émission de poussières de 20 mg/Nm³ est prévu.					

Tableau 4.67 : MTD de dépoussiérage des gaz émanant des installations de combustion au charbon et au lignite

4.5.7 Métaux lourds

La teneur en minéraux du combustible comprend différentes substances en fonction de son origine. Tous les combustibles solides comme le charbon et le lignite ont une certaine concentration d'éléments traces comme les métaux lourds. Le comportement des métaux lourds lors de la combustion implique des procédés physicochimiques complexes. Pour résumer, la plupart des métaux lourds s'évaporent lors du procédé de combustion et se condensent plus tard au cours du procédé à la surface des particules (par exemple, les cendres volantes). La plupart des métaux disposent de pressions de vapeur suffisamment faibles aux températures de fonctionnement, qui existent dans les systèmes classiques de réduction de la pollution de l'air, que la condensation sur les particules est possible. C'est pour cette raison que les MTD visant à réduire les émissions de métaux lourds émanant des fumées des installations de combustion au charbon et au lignite consistent à utiliser un ESP haute performance (taux de réduction supérieur à 99,5 %) ou un filtre à manches (taux de réduction supérieur à 99,95 %).

Le mercure a une pression de vapeur élevée aux températures classiques de fonctionnement des dispositifs de réduction, et sa collecte par les dispositifs de réduction des particules est extrêmement fluctuante. En tenant compte du fait que les épurateurs FGD par procédés semi-secs et les épurateurs par voie humide à la chaux/au calcaire sont considérés comme des MTD dans le cadre de la réduction du SO_2 , pour les installations de combustion plus grandes, des niveaux d'émission de Hg faibles sont atteints.

Pour la réduction et la limitation des émissions de Hg, on peut déclarer que les charbons de bonne qualité ont des teneurs en Hg faibles, et que les meilleurs niveaux de réduction sont généralement obtenus par les systèmes de réduction des émissions qui utilisent des FF et des ESP, lorsque les ESP à efficacité élevée montrent des capacités d'élimination du Hg satisfaisantes (charbon bitumineux) à des températures inférieures à 130 °C. De plus, certaines associations de systèmes d'épuration des fumées peuvent supprimer dans une certaine mesure le Hg oxydé et lié aux particules. Dans le cas d'électrofiltres ou de filtres à manches combinés à des techniques de désulfuration des fumées, tels que les épurateurs par voie humide à la chaux, par procédés semi-secs ou par procédés secs par injection de sorbant sec, on peut obtenir un taux moyen d'élimination de 75 % (50 % dans l'ESP et 50 % dans la FGD), et de 90 % si l'on ajoute un dispositif de SCR. Le taux de réduction lors de la combustion du charbon ou du lignite sub-bitumineux est largement inférieur, de l'ordre de 30 à 70 %. Les niveaux inférieurs de captage de Hg dans les installations de combustion au charbon et au lignite sub-bitumineux sont attribués à la faible teneur en carbone des cendres volantes et aux quantités relativement importante de Hg gazeux dans les fumées issus de la combustion de ces combustibles.

Le contrôle régulier du Hg est une MTD. Une fréquence de contrôle comprise entre tous les ans et tous les trois ans est recommandée. Les émissions de Hg totales doivent être surveillées, et pas seulement le Hg présent dans les particules.

4.5.8 Émissions de SO_2

En règle générale, pour les installations de combustion au charbon et au lignite, la désulfuration (FGD) et l'utilisation d'un combustible à faible teneur en soufre sont considérées comme des MTD. Cependant, l'utilisation d'un combustible à faible teneur en soufre peut représenter une technique complémentaire (en particulier pour les installations de plus de 100 MW_{th}), mais elle n'est généralement pas suffisante pour réduire seule les émissions de SO_2 .

Une différence entre les MTD a été effectuée en fonction de la technologie de la chaudière : on distingue les grandes installations de combustion au charbon et au lignite pulvérisé des chaudières en lit fluidisé à cause des différentes options techniques de la désulfuration.

Outre l'utilisation du charbon à faible teneur en soufre, les techniques qui sont considérées comme des MTD dans les installations de combustion au charbon et au lignite pulvérisé sont : épurateurs par voie humide et épurateurs par procédés semi-secs, et pour les installations plus petites (inférieures à environ 250 MW_{th}), l'injection de sorbant sec (c'est-à-dire la dry FGD avec un filtre à manches). Ces techniques détiennent une part de marché de plus de 90 % des techniques de désulfuration des fumées. Le taux de désulfuration correspondant est de l'ordre de 85 à 98 % pour les épurateurs par voie humide, de 80 à 92 % pour les épurateurs par procédés semi-secs et de 70 à 90 % pour l'injection de sorbant sec. Il est toutefois inutile d'appliquer la désulfuration à ces niveaux si les émissions de SO_2 qui peuvent être atteintes de cette façon sont largement inférieures aux niveaux d'émission associés aux MTD.

L'épurateur par voie humide possède également un taux de réduction élevé pour le HF et le HCl (98-99 %). Le niveau d'émission associé aux deux polluants par l'utilisation d'un épurateur par voie humide

est de 1 à 5 mg/Nm³. Les FGD qui sont dotées d'échangeurs de chaleur gaz - gaz pivotants présentent des émissions supérieures. L'efficacité d'élimination globale est inférieure à celui du SO₂ et du HCl, principalement pour le HF.

Un autre avantage de l'épurateur par voie humide, c'est qu'il contribue à réduire les émissions de poussières et de métaux lourds (comme le Hg). Les installations existantes qui ont déjà appliqué un système de FGD par voie humide peuvent réduire les émissions de SO₂ en optimisant la configuration d'écoulement dans la colonne de l'absorbeur. Le procédé d'épuration par voie humide est cher pour les installations plus petites et n'a donc pas été considéré comme une MTD pour les installations d'une puissance inférieure à 100 MW_{th}. Cependant, contrairement aux autres systèmes de FGD, les épurateurs par voie humide produisent du gypse qui peut être commercialisé et utilisé dans les secteurs du ciment et de la construction.

L'épurateur à l'eau de mer fait partie des MTD grâce à sa fiabilité élevée et parce que c'est un procédé simple, qui ne nécessite aucune manipulation de boue et ne génère aucun sous-produit. Cependant, les conditions locales comme les courants des marées, le milieu marin (aquatique) à proximité de la sortie d'eau de l'épurateur, etc. doivent être étudiées avec soin pour éviter toute conséquence environnementale ou écologique négative. Ces conséquences peuvent provenir de la réduction du niveau de pH dans les environs de la centrale électrique ainsi que de l'apport de métaux restants (métaux lourds, en particulier le Hg) et de cendres volantes. Cela est principalement applicable aux installations situées dans un estuaire.

En ce qui concerne le Hg, il convient de garantir que la Directive 84/156/EEC du Conseil sur les émissions de mercure est respectée. Conformément à cette Directive et en l'absence des valeurs limites de la Communauté, les États Membres fixeront les normes d'émission du mercure de façon autonome, dans le respect de la Directive 76/464/EEC précédente. Ces normes doivent prendre en compte les meilleures possibilités techniques disponibles, et doivent être aussi strictes que la valeur limite presque comparable de l'Annexe I de la Directive 84/156/EEC. De plus, une procédure de surveillance est nécessaire.

Pour les installations de combustion inférieures à 100 MW_{th}, l'utilisation de charbon à faible teneur en soufre ou l'injection de sorbant est considérée comme une MTD.

Les autres techniques de désulfuration décrites au paragraphe 3.5, comme les techniques combinées de réduction des émissions de NO_x et de SO₂ (le charbon actif et le procédé DESONOX par exemple), peuvent être qualifiées de MTD lorsque les conditions propres à chaque site permettent d'utiliser ces techniques ou qu'elles en justifient l'investissement.

L'effet de la désulfuration naturelle en fonction de l'utilisation de lignites de qualité inférieure avec une teneur faible en soufre et une teneur élevée en cendres alcalines peut également permettre d'obtenir une élimination du SO₂ de plus de 90 %, mais entraînera des émissions importantes de poussières et des émissions plus importantes de résidus, à cause de la qualité inférieure du combustible.

La température de combustion dans la FBC est favorable pour que le soufre réagisse avec les composés du calcium ou du magnésium qui sont ajoutés dans le lit. Les produits de réaction, le gypse et la chaux inaltérée sont extraits, en partie du lit avec les cendres du lit et en partie à partir de l'électrofiltre ou de filtres à manches avec les cendres volantes. Des rapports supérieurs de Ca/S sont plus nécessaires dans la combustion en lit fluidisé (FBC) que dans les tours de pulvérisation ou de l'épuration par voie humide pour une réduction élevée du soufre. Toutefois, même avec des rapports de Ca/S très élevés, la combustion FBC ne peut pas atteindre des taux de réduction aussi élevés qu'avec l'épuration par voie humide.

Des degrés plus importants de désulfuration sont obtenus dans les chaudières à combustion en lit fluidisé circulant (CFBC) que dans les chaudières à combustion en lit fluidisé bouillonnant (BFBC). Pour le charbon et le lignite, des rendements d'élimination de l'ordre de 80 à 95 % sont possibles dans les chaudières à CFBC avec des rapports de Ca/S modérés (c'est-à-dire entre 2 et 4). Lorsque les teneurs en soufre du combustible augmentent, le Ca/S diminue légèrement pour une certaine élimination du soufre (90 % d'élimination par exemple). Cependant, le débit massique réel de calcaire nécessaire augmente, ainsi que la quantité de résidus qui est produite. D'où la tendance actuelle pour les CFBC brûlant des combustibles à teneur en soufre élevée (4 à 6 %) est d'associer : a) le captage du soufre *in situ* par du calcaire dans le foyer et b) le captage du soufre après refroidissement. Lorsque tous les aspects sont pris en compte, le captage du soufre dans les chaudières à CFBC avec uniquement de l'injection de calcaire dans le lit, est considérée comme une MTD pour les combustibles à teneur faible ou modérée en soufre (inférieure à 1-3 % de soufre).

Dans les chaudières à BFBC, l'efficacité d'élimination correspondante est de l'ordre de 55 à 65 %, avec une qualité semblable de charbon ou de lignite et avec une qualité et une consommation semblables de calcaire. Du fait de la faible désulfuration dans les chaudières à BFBC, l'injection de calcaire ou de dolomie ne peut pas être considérée comme une MTD. Dans les chaudières à BFBC qui brûlent uniquement du charbon, les techniques secondaires (au point de rejet) que nous avons décrites comme des MTD pour la combustion au charbon pulvérisé sont des MTD avec les niveaux d'émission associés à ces techniques.

Les niveaux d'émission associés aux MTD sont basés sur une moyenne journalière, des conditions standard et un niveau d'O₂ de 6 %, et cela représente une situation de charge classique. Pour les pointes de charge, les périodes de démarrage et d'arrêt ainsi que pour les problèmes de fonctionnement des systèmes d'épuration des fumées, des pics de valeurs sur une courte période qui pourraient être supérieures doivent être prises en compte.

1-6	Un représentant du secteur a mentionné que les opérateurs des petites installations de combustion au charbon seraient ravis de respecter les niveaux d'émission de SO ₂ en consommant du charbon à faible teneur en soufre. Cependant, cette option ne va pas sans problèmes commerciaux et opérationnels et, pour que cela soit simplement une option, la limite d'émission de SO ₂ doit être définie à un minimum de 1 000 mg/Nm ³ .
-----	---

Tableau 4.68 : MTD de prévention et de réduction des dioxydes de soufre provenant des installations de combustion au charbon et au lignite

4.5.9 Émissions de NO_x

En général, pour les installations de combustion au charbon et au lignite, la réduction des oxydes d'azote (NO_x) à l'aide d'une combinaison de mesures primaires et/ou secondaires est considérée comme une MTD. Les composés de l'azote intéressants sont le monoxyde d'azote (NO) et le dioxyde d'azote (NO₂) qui sont tous les deux appelés NO_x et le protoxyde d'azote (N₂O). Une différence de MTD existe en fonction de la technologie de la chaudière, c'est-à-dire la combustion en lit fluidisé ou pulvérisé, et l'utilisation de charbon ou de lignite comme combustible.

Dans les installations de combustion à charbon pulvérisé, la réduction des émissions de NO_x par des mesures primaires en combinaison avec des mesures secondaires, telles que la réduction sélective catalytique (SCR), est une MTD, la SCR atteignant une efficacité de séparation est comprise entre 80 et 95%. De nos jours, différents procédés sont disponibles pour la régénération des catalyseurs utilisés, permettant d'augmenter considérablement leur durée de vie et réduisant par conséquent les coûts de fonctionnement. La faisabilité économique relative à l'application d'un système SCR sur une chaudière existante est d'abord une question de durée de vie restante attendue de l'installation, qui ne peut être nécessairement déterminée par l'âge de l'installation. L'utilisation de la SCR présente l'inconvénient d'une émission d'ammoniac « non réagi » (une fuite d'ammoniac). En tenant compte de la concentration en ammoniac lors de l'utilisation d'une SCR, un niveau inférieur à 5 mg/Nm³ représente le niveau de MTD associé. Ce niveau permet également d'éviter des problèmes lors de l'utilisation future des cendres volantes, mais aussi l'odeur des fumées dans les environs de l'installation.

Les techniques combinées de réduction des NO_x et de SO₂ décrites dans le paragraphe 3.5 (comme le charbon actif et le procédé de DESONOX) font partie des conclusions de MTD, mais leurs avantages, leurs inconvénients et leur applicabilité doivent être vérifiés à un niveau local.

Dans le cas des installations de combustion au lignite pulvérisé, la combinaison de différentes mesures primaires est considérée comme une MTD. Cela signifie par exemple que l'utilisation de brûleurs bas NO_x avancés, combinés à d'autres mesures primaires comme le recyclage des fumées, la combustion étagée (étagement de l'air), la recombustion (reburning), etc. La technique SCR est considérée comme faisant partie des MTD dans le cadre de la réduction des émissions de NO_x, mais du fait des émissions de NO_x relativement faibles dans les installations de combustion au lignite par rapport aux installations de combustion au charbon, la SCR n'est pas considérée comme une MTD d'une façon générale pour la combustion de lignite.

Pour l'application de brûleurs bas NO_x avancés aux chaudières existantes, on doit noter que dans les installations plus anciennes, les foyers ont généralement été construits aussi petits que possible (pour une intensité de combustion élevée). C'est pourquoi la température du foyer peut uniquement être réduite jusqu'à un certain point. De plus, la profondeur du foyer peut uniquement contenir des flammes légèrement plus longues que ce que sa conception d'origine prévoit. Pour les foyers plus anciens, l'application de brûleurs à turbulence modernes, dont les flammes ne sont pas plus longues que celles des brûleurs d'origine, est considérée comme une MTD.

La hauteur des anciens foyers est généralement peu importante et peut empêcher l'installation d'entrées d'air additionnel (OFA). Même si l'OFA est envisageable, le temps de séjour des gaz de combustion dans la partie supérieure du foyer peut ne pas être suffisant long pour terminer la combustion. Dans les chaudières qui ont été construites ces dernières années, lorsqu'on en savait plus sur la formation de NO_x, le foyer est normalement plus grand et des niveaux d'émission de NO_x inférieurs peuvent donc être atteints. Les meilleurs résultats sont obtenus lorsque la combustion à bas NO_x est intégrée dans la conception de la chaudière, c'est-à-dire dans les nouvelles installations.

Dans les petites installations sans variation de charge importante et avec une qualité de combustible stable, la technique de SNCR peut être considérée comme une mesure supplémentaire de réduction des émissions de NO_x.

L'utilisation de mesures primaires, pour le charbon ou le lignite, tend à provoquer une combustion incomplète, entraînant un niveau supérieur de carbone imbrûlé dans les cendres volantes ainsi que des émissions de monoxyde de carbone. Avec une conception et un contrôle de la combustion satisfaisants, ces conséquences négatives peuvent être en partie évitées. La quantité de carbone imbrûlé dans les cendres varie en fonction du combustible, et elle est normalement relativement supérieure qu'en l'absence de mesures primaires. Pour la majorité des options d'utilisation des cendres volantes, le niveau de MTD associé au carbone imbrûlé dans les cendres est inférieur à 5 %. Il est normalement possible d'atteindre des niveaux de carbone imbrûlé inférieurs à 5 %, mais uniquement avec certains charbons et au prix d'émissions de NO_x relativement importantes. Les mesures primaires de réduction des NO_x ont également un impact sur le rendement énergétique total du procédé. Si la combustion est incomplète, le rendement énergétique est inférieur. Une augmentation normale de la quantité de carbone imbrûlé par la combustion bas NO_x a un impact négatif d'environ 0,1-0,3 % sur le rendement de l'unité.

Pour la combustion en lit fluidisé (FBC) du charbon et du lignite, la combustion étagée (étagement de l'air) est considérée comme une MTD. Dans ce cas, la combustion démarre sous des conditions stœchiométriques par pyrolyse dans le lit bouillonnant ou dans la partie inférieure de type lit bouillonnant du lit circulant. Le reste de l'air de combustion est ajouté dans des étapes ultérieures afin d'atteindre des conditions sur-stœchiométriques et de terminer la combustion. Dans les lits fluidisés circulants, la matière du lit circulant garantit une distribution de température égale, maintenant généralement la température du foyer en dessous de 900 °C, ce qui empêche en grande partie la formation de NO_x thermique. D'autre part, les températures basses stimulent la production de N₂O et augmentent la quantité de carbone imbrûlé. Par conséquent, l'option de combustion en lit fluidisé est une mesure d'équilibre entre les exigences partiellement contradictoires de la réduction des NO_x, N₂O et SO₂ et de la réduction des hydrocarbures imbrûlés, du CO et des produits de carbonisation. Dans les chaudières à FBC, des niveaux d'émission de N₂O de l'ordre de 30 à 150 mg/Nm³ peuvent apparaître en fonction du combustible qui est utilisé (charbon ou lignite).

Dans l'espace libre situé au-dessus du lit bouillonnant, la combustion des gaz de pyrolyse peut produire des températures supérieures à 1 200 °C ainsi que la formation de NO_x thermique. En règle générale, la formation de NO_x dans un lit fluidisé correctement conçu peut être maintenue en deçà de la formation de NO_x obtenue dans les brûleurs bas NO_x.

Les conclusions relatives aux MTD dans le cadre de la prévention et de la réduction des émissions de NO_x et des niveaux d'émission associés sont récapitulées dans le tableau 4.69. Les niveaux d'émission associés aux MTD sont basés sur une moyenne journalière, des conditions standard et un niveau d'O₂ de 6 %, et cela représente une situation de charge classique. Pour les pointes de charge, les périodes de démarrage et d'arrêt ainsi que pour les problèmes de fonctionnement des systèmes d'épuration des fumées, des pics de valeurs sur une courte période qui pourraient être supérieures doivent être prises en compte.

Puissance (MW _{th})	Technique de combustion	Niveau d'émission de NO _x associé aux MTD (mg/Nm ³)		Combustible	Options des MTD pour atteindre ces niveaux	Applicabilité	Contrôle
		Nouvelles installations	Installations existantes				
50-100	Combustion en couche	200-300	200-300 ⁽¹⁾	Charbon et lignite	MP et/ou SNCR	Installations nouvelles et existantes	Continu
	PC	90-300 ⁽²⁾	90-300 ⁽³⁾	Charbon	Combinaison de MP (comme étagement de l'air et du combustible, brûleur bas NO _x , etc.), SNCR ou SCR comme mesure supplémentaire	Installations nouvelles et existantes	Continu
	BFBC, CFBC et PFBC	200-300	200-300	Charbon et lignite	Combinaison de MP (comme étagement de l'air et du combustible)	Installations nouvelles et existantes	Continu
	PC	200-450	200-450 ⁽³⁾	Lignite	Combinaison de MP (comme étagement de l'air et du combustible)	Installations nouvelles et existantes	Continu
100-300	PC	90 ⁽⁴⁾ -200	90-200 ⁽⁵⁾	Charbon	Combinaison de MP (comme étagement de l'air et du combustible, brûleur bas NO _x , recombustion (reburning), etc.) en combinaison avec SCR ou techniques combinées	Installations nouvelles et existantes	Continu
	PC	100-200	100-200 ⁽⁶⁾	Lignite	Combinaison de MP (comme étagement de l'air et du combustible, brûleur bas NO _x , recombustion(reburning), etc.)	Installations nouvelles et existantes	Continu
	BFBC, CFBC et PFBC	100-200	100-200 ⁽⁷⁾	Charbon et lignite	Combinaison de MP (comme étagement de l'air et du combustible), si nécessaire, avec la SNCR	Installations nouvelles et existantes	Continu
> 300	PC	90-150	90-200 ⁽⁸⁾	Charbon	Combinaison de MP (comme étagement de l'air et du combustible, brûleur bas NO _x , recombustion (reburning), etc.) en combinaison avec SCR ou techniques combinées	Installations nouvelles et existantes	Continu
	PC	50-200 ⁽⁹⁾	50-200 ⁽¹⁰⁾	Lignite	Combinaison de MP (comme étagement de l'air et du combustible, brûleur bas NO _x , recombustion (reburning), etc.)	Installations nouvelles et existantes	Continu
	BFBC, CFBC et PFBC	50-150	50-200 ⁽¹¹⁾	Charbon et lignite	Combinaison de MP (comme étagement de l'air et du combustible)	Installations nouvelles et existantes	Continu
Remarques : PC (combustion pulvérisée) BFBC (combustion en lit fluidisé bouillonnant) CFBC (combustion en lit fluidisé circulant) PFBC (combustion en lit fluidisé sous pression) MP (mesures primaires de réduction des émissions de NO _x) SCR (réduction sélective catalytique de NO _x) SNCR (réduction sélective non catalytique de NO _x) L'utilisation d'anthracite peut entraîner des niveaux d'émission supérieurs de NO _x à cause des températures de combustion élevée							

2, 6 3	Le secteur et un État membre ont proposé que les niveaux devraient être les suivants : niveau supérieur : 450 mg/Nm ³ niveau supérieur : 500 mg/Nm ³
4 5,7 9 10	niveau inférieur : 100 mg/Nm ³ niveau supérieur : 300 mg/Nm ³ fourchette de 100 à 200 mg/Nm ³ fourchette de 100 à 450 mg/Nm ³ Le secteur a expliqué que les chiffres proposés prennent mieux en compte la question de l'application des mesures primaires qui sont limitées par la géométrie et la configuration de la chaudière (les restrictions liées à la hauteur peuvent ne pas permettre de modifier l'étagement de l'air et du combustible). Un État membre a ajouté que pour les installations existantes qui brûlent du lignite de qualité inférieur, les niveaux d'émission de NOx produits sont assez bas du fait de la technique de combustion propre aux mesures primaires de réduction des émissions de NOx (recyclage des fumées, étagement de l'air et du combustible, etc.). Les autres modifications en vue d'une amélioration des mesures primaires déjà mises en place sont limitées par la géométrie et la configuration de la chaudière, et ne sont pas rentables
5-7 8,10,11 8,10,11	Un autre État membre a proposé que la fourchette des MTD des installations existantes se présente comme suit : fourchette de l'ordre de 100 à 300 mg/Nm ³ partie inférieure de la fourchette de l'ordre de 100 mg/Nm ³ Raison invoquée : ces niveaux respectent les limites d'émission de l'État membre. Pour les nouvelles centrales électriques, l'État membre en question possède un programme sur les installations de combustion au charbon pour lesquelles un niveau d'émission de 150 mg/Nm ³ est prévu. Un autre État membre a déclaré qu'il avait exploré les différents outils pour respecter une cible stricte de 150 mg/Nm ³ . Cela est possible de façon rentable par le biais d'un système d'échange de droits d'émission de NOx. Pour obtenir une souplesse maximale dans le système d'échange de droits d'émission de NOx, l'État membre a expliqué que pour les plus anciennes installations de combustion, les niveaux les plus élevés de la fourchette (associés à l'utilisation de MTD) doivent être aussi réalisables que possible, et a proposé une fourchette de l'ordre de 100 à 650 mg/Nm ³ pour les installations existantes de plus de 300 MW.
1,3	Un autre représentant du secteur a proposé un niveau d'émission supérieur de 400 mg/Nm ³ pour les installations d'une puissance de l'ordre de 50 à 100 MW

Tableau 4.69 : MTD de prévention et de réduction de l'oxyde d'azote provenant des installations de combustion au charbon et au lignite

4.5.10 Monoxyde de carbone (CO)

La MTD de réduction des émissions de CO consiste en une combustion complète, qui passe par une bonne conception du foyer, l'utilisation de techniques de surveillance et de contrôle de procédé à haute performance, ainsi que l'entretien du système de combustion. À cause des effets négatifs liés à la réduction des émissions de NOx sur le CO, un système optimisé visant à réduire les émissions de NOx permettra de garder les niveaux de CO à un faible niveau (30 à 50 mg/Nm³ pour la combustion pulvérisée et moins de 100 mg/Nm³ pour la FBC). Pour les installations de combustion au lignite, dans lesquelles les mesures primaires sont principalement considérées comme des MTD en matière de réduction des émissions de NOx, les niveaux de CO peuvent être supérieurs (100 à 200 mg/Nm³).

4.5.11 Acide fluorhydrique (HF) et acide chlorhydrique (HCl)

Pour les installations de combustion, le procédé d'épuration par voie humide (en particulier pour les installations d'une puissance de plus de 100 MW_{th}) et le procédé par voie semi-sèche sont considérés comme des MTD en matière de réduction des émissions de SO₂. Ces techniques permettent d'obtenir un taux de réduction élevé pour le HF et le HCl (98-99 %). Grâce à l'épurateur par voie humide ou par voie semi-sèche, le niveau d'émission associé pour HCl est de 1 à 10 mg/Nm³ et pour HF, de 1 à 5 mg/Nm³. Si aucune FGD n'est appliquée, par exemple si de la chaux sèche est ajoutée dans une chaudière FBC, le niveau d'émission du HCl et du HF peut être nettement supérieur.

En mesurant les niveaux élevés de HF ou de HCl dans la cheminée, l'origine du problème peut être une fuite interne des fumées dans l'échangeur thermique gaz - gaz pivotant. Dans ce cas, les fumées brutes iront directement à la cheminée, sans aucune réduction des teneurs en SO₂, HF et HCl. C'est pour cette raison qu'un type de d'échangeur thermique gaz - gaz moderne a été considéré dans le cadre des conclusions relatives aux MTD. Toutefois, pour des raisons opérationnelles et économiques, le remplacement doit uniquement être considéré lorsque l'échangeur thermique doit absolument être changé ou remplacé. Le nouvel échangeur thermique gaz - gaz peut-être une combinaison entre un extracteur thermique (extracteur thermique multitubulaire) et un réchauffeur, ou ce peut être l'utilisation de caloducs. La meilleure option dans ce cas consiste à rejeter les fumées via la tour de refroidissement, si possible. Ainsi, aucune réchauffe des fumées n'est nécessaire et donc, l'échangeur thermique gaz - gaz est inutile. Une autre option consiste à utiliser un collecteur de goutte de qualité supérieure et à passer les fumées via un conduit de cheminée résistant aux acides, dans laquelle ni la réchauffe des fumées, ni l'échangeur thermique gaz - gaz ne sont nécessaires.

Comme l'injection de calcaire pour la CFBC a été considérée comme une MTD pour la réduction des émissions de SO₂ au lieu de l'épurateur par voie humide de la combustion pulvérisée, le niveau associé de la MTD du HCl se situe entre 15 et 30 mg/Nm³.

4.5.12 Ammoniac (NH₃)

L'utilisation des systèmes de réduction sélective catalytique et non catalytique présente l'inconvénient d'une émission d'ammoniac non réagi dans l'air (« fuite d'ammoniac »). La concentration en ammoniac associée à l'utilisation de MTD est considérée comme étant inférieure à 5 mg/Nm³ pour éviter des problèmes lors de l'utilisation des cendres volantes, mais aussi l'odeur éventuelle des fumées dans les environs de l'installation. La fuite d'ammoniac est souvent le facteur limitant de l'utilisation de la technique de SNCR. Pour éviter toute fuite d'ammoniac avec la technique de SNCR, une faible couche de catalyseur de la SCR peut être installée dans la zone de l'économiseur de la chaudière. Lorsque ce catalyseur réduit la fuite d'ammoniac, il permet également de réduire la quantité de NOx correspondante.

4.5.13 Pollution de l'eau

Différents flux d'eaux usées (Cf. chapitre 1) sont générés dans les installations de combustion au charbon et au lignite. Pour réduire les émissions dans l'eau et pour éviter de contaminer l'eau, toutes les mesures qui ont été présentées dans le chapitre 3.10 sont considérées comme des MTD, et elles sont récapitulées dans le tableau suivant :

Technique	Principal avantage pour l'environnement	Applicabilité	
		Nouvelles installations	Installations existantes
FGD par voie humide			
Traitement de l'eau par floculation, sédimentation, filtration, échange d'ions et neutralisation	Elimination des fluorures, des métaux lourds, de la DCO et des particules	MTD	MTD
Réduction d'ammoniac par séparation d'air, précipitation ou biodégradation	Réduction de la teneur en ammoniac	MTD uniquement si la teneur en ammoniac des eaux usées est élevée à cause de l'utilisation d'une SCR/SNCR en amont de la FGD	
Fonctionnement en circuit fermé	Réduction de l'évacuation d'eaux usées	MTD	MTD
Mélange d'eau résiduelle et de cendres de charbon	Evacuation des eaux usées évité	MTD	MTD
Vidange et transport du mâchefer			
Circuit d'eau fermé par filtration ou sédimentation	Réduction de l'écoulement d'eaux usées	MTD	MTD
Régénération des déminéraliseurs et des polisseurs de condensat			
Neutralisation et sédimentation	Réduction de l'évacuation d'eaux usées	MTD	MTD
Élutration			
Neutralisation		MTD uniquement avec un fonctionnement alcalin	
Nettoyage des chaudières, préchauffeurs d'air et précipitateurs			
Neutralisation et fonctionnement en circuit fermé ou remplacement par des méthodes de nettoyage par voie sèche	Réduction de l'évacuation d'eaux usées	MTD	MTD
Eaux de ruissellement de surface			
Sédimentations ou traitement chimique et réutilisation interne	Réduction de l'évacuation d'eaux usées	MTD	MTD

Tableau 4.70 : MTD pour le traitement des eaux usées

Comme nous l'avons mentionné dans le chapitre 4.5.2, le stockage du charbon et du lignite sur des surfaces étanches avec drainage et collecte par drainage est considéré comme une MTD. Toutes les eaux de ruissellement de surface (eau de pluie) provenant des zones de stockage, qui entraînent les particules de combustible, devraient être recueillies et traitées (décantation) avant rejet. On considère que le niveau d'émission de MTD associé à l'eau rejetée est inférieur à 30 mg/l.

De petites quantités d'eau contaminée par des hydrocarbures (eau de lavage) sont inévitables, occasionnellement, dans une centrale électrique. Les puits de séparation des hydrocarbures sont généralement suffisants pour éviter tout dommage sur l'environnement.

La conclusion concernant les MTD pour la désulfuration par voie humide est liée à la mise en oeuvre d'une station d'épuration des eaux usées. Cette installation consiste en différents traitements chimiques visant à éliminer les métaux lourds et à diminuer la quantité de matières solides rejetées dans l'eau. La station comprend un ajustement du pH, la précipitation des métaux lourds, l'élimination des matières solides et le précipité des eaux usées. Grâce à la technologie moderne, les paramètres suivants sont contrôlés (ces composants ne doivent pas tous nécessairement subir un contrôle régulier) : pH, conductivité, température, teneur en matière sèche, teneur en chlore, concentrations en métaux lourds (comme As, Cd, Cr, Cu, Hg, Ni, Pb, V, Zn), concentrations en fluor et demande chimique en oxygène (DCO). Les eaux usées d'une FGD par voie humide traitées par filtration et neutralisation dispose toujours d'une teneur en DCO nécessitant un traitement supplémentaire. La qualité des eaux usées après l'intervention de l'installation de traitement des eaux usées varie considérablement en fonction de la

qualité du combustible, du procédé de désulfuration utilisé et de l'évacuation des eaux usées. Néanmoins, les niveaux d'émission associés à l'utilisation d'une MTD de traitement des eaux usées sont récapitulés dans le tableau 4.71

Émissions dans l'eau provenant d'une installation de traitement des eaux usées d'une FGD par voie humide (mg/l)	
Solides	5-30
DCO	< 150
Composés azotés	< 50
Sulfate	1 000-2 000
Sulfite	0,5-20
Sulfure	< 0,2
Fluorure	1-30
Cd	< 0,05
Cr	< 0,5
Cu	< 0,5
Hg	0,01-0,02
Ni	< 0,5
Pb	< 0,1
Zn	< 1

Tableau 4.71 : niveaux d'émission associés à l'utilisation d'une MTD de traitement des eaux usées d'une FGD par voie humide, fournis sous la forme d'un échantillon représentatif moyen sur 24 heures

Les autres techniques décrites pour le traitement des eaux usées au chapitre 3 peuvent généralement être également considérées comme des MTD pour ce secteur.

4.5.14 Résidus de combustion

Comme nous l'avons indiqué dans le paragraphe 4.3.6, une grande attention a déjà été prêté par le secteur à l'utilisation des résidus et des sous-produits de combustion, plutôt que leur simple mise en décharge. L'utilisation et la réutilisation constituent donc la meilleure option, et elles sont prioritaires. De nombreuses options différentes de réutilisation des résidus et des sous-produits provenant des installations de combustion au charbon et au lignite sont présentées dans le tableau 4.2.

Il existe des dizaines d'utilisations possibles pour différents sous-produits. Chaque option renvoie à des critères particuliers pour la qualité des cendres dont elle a besoin. Il est impossible de couvrir tous ces critères dans ce BREF. Les critères de qualité sont habituellement liés aux propriétés structurelles des cendres ainsi qu'à la teneur en substances nocives, par exemple la quantité de charbon imbrûlé dans les cendres, la solubilité des métaux lourds, etc.

Les cendres riches en carbone peuvent être récupérées dans le flux de cendres. Cela produit des cendres riches en carbone, qui peuvent être recyclées dans la chaudière afin de récupérer l'énergie du carbone, et un flux de cendres à teneur en carbone inférieur qui est moins limité en termes d'options en vue d'une réutilisation utile.

Le produit final de la technique d'épuration par voie humide est le gypse, qui est un produit commerciale de la centrale. Il peut être vendu et utilisé en remplacement du gypse naturel. Les boues de la FGD peuvent être intégrées dans un sous-produit du procédé de FGD (gypse), dans les limites autorisées. Les boues peuvent être réinjectées dans le foyer lorsque les techniques de FGD et de SCR sont appliquées. La majeure partie du gypse produit dans les centrales électriques est utilisée dans l'industrie des plaques de plâtre. La pureté du gypse limite la quantité de calcaire qui peut être apportée dans le procédé.

Le produit final des procédés de désulfuration par voie semi-sèche est utilisé à des fins de construction différentes au lieu de minéraux naturels, comme dans la construction de routes, pour le terrassement des zones de compostage et de stockage, pour le remplissage des puits de mine et pour l'excavation des barrages dans la construction étanche.

4.6 Nouvelles techniques de combustion au charbon et au lignite

4.6.1 Installation pilote d'un pré-sécheur de lignite avec de la chaleur à basse température

La technologie de pré-séchage du lignite devrait en théorie entraîner une augmentation du rendement des installations de combustion au lignite d'environ 4 à 5 points de pourcentage. L'objectif de cette technique consiste à sécher le lignite, qui arrive humide directement depuis la mine à ciel ouvert, avec de la chaleur à basse température autour de 120 à 150 °C au lieu des gaz de combustion chauds à 1 000 °C. De plus, cette technique a également pour objectif que l'énergie requise pour évaporer la teneur en eau du lignite soit à nouveau récupérée par la condensation de la vapeur. Pour cela, deux procédés différents sont disponibles :

Le premier, la déshydratation thermique mécanique est en cours de développement. L'installation pilote de ce procédé produit 12 tonnes/heure de lignite sec, dont la teneur en eau s'élève à environ 22 %. Le lignite est chauffé et pressé à 60 bars et 200 °C afin de pouvoir extraire l'eau. Pour finir, le lignite en étoupe est à nouveau chauffé.

Le second procédé de séchage du lignite est déjà à une étape de développement avancé. Il implique le séchage du lignite dans un système à lit fluidisé avec utilisation interne de la chaleur perdue. La vapeur qui se dissipe du sécheur est séparée de son contenu de particules de lignite par un électrofiltre. Ensuite, elle est à nouveau compressée par un compresseur qui fonctionne dans un procédé de pompe à chaleur ouverte. Elle est enfin condensée dans les serpentins qui sont utilisés comme surfaces de chauffe dans le sécheur. La chaleur de condensation est ainsi transmise dans le lit fluidisé afin de sécher le lignite. Une partie de la vapeur dépoussiérée est utilisée pour fluidiser le lignite, et elle est transmise dans le dispositif par un ventilateur. Une installation pilote de cette technologie produit 90 tonnes/heure de lignite sec, dont la teneur en eau s'élève à 12 %. Ces deux procédés sont décrits dans la figure ci-dessous.

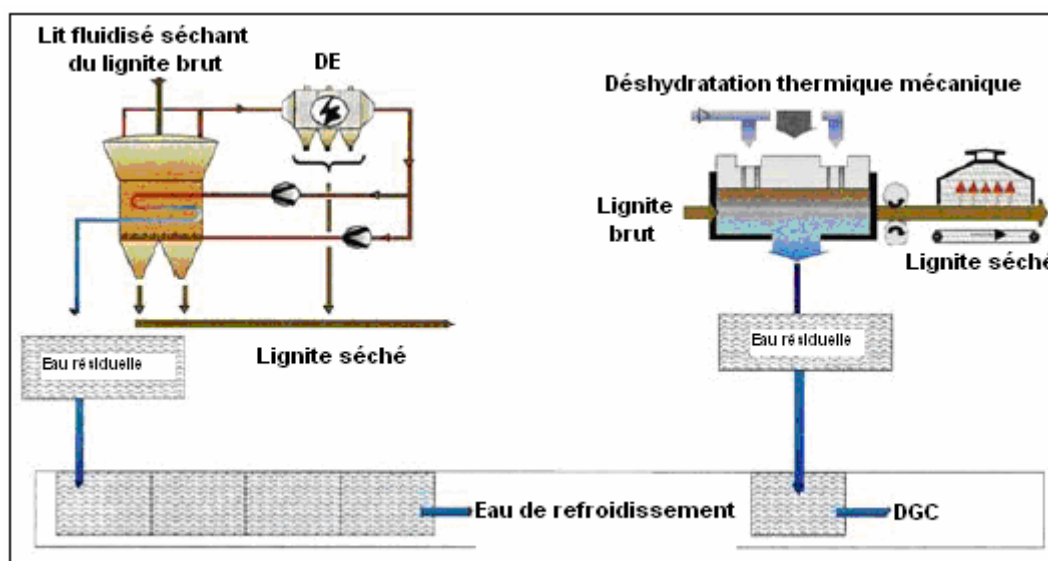


Figure 4.50 : installation pilote de séchage de lignite
[137, Elsen, et al., 2001]

4.6.2 Réduction simultanée du SO_x, NO_x et mercure

Le système de traitement des fumées capte simultanément les oxydes de soufre et d'azote et les métaux lourds comme le mercure issu de la combustion des combustibles fossiles. Ce système est un système de réduction des émissions post-combustion avec des taux de captage supérieurs pour davantage de polluants, tout en produisant des coproduits commercialisables. Il fait actuellement l'objet d'une démonstration aux États-Unis [189, Caldwell, 2001].

Description du procédé

Le système est un procédé d'oxydation en phase gazeuse permettant de capter simultanément jusqu'à 99 % des oxydes de soufre et d'azote ainsi que les vapeurs de base et les métaux lourds (100 % de mercure). Des taux de captage maximums de 99 % pour le SO_x et de 98 % pour le NO_x ont été obtenus à l'échelle du laboratoire sur une vaste gamme de températures détectées dans les fumées. Les estimations des coûts techniques pour la construction d'une centrale électrique d'une puissance de 500 MW à pleine charge est 30 à 50 % inférieure aux coûts d'investissement et avec 1/6^{ème} des coûts d'exploitation par rapport à calcaire/SCR. Les principales applications sont la combustion de combustibles fossiles comme le charbon et le gaz naturel en vue de la production d'électricité. D'autres applications concernent les fondeurs, les incinérateurs municipaux et les chaudières industrielles.

Avantages du système :

- taux de captage simultanée élevé du SO_x et du NO_x jusqu'à 99 %
- captage des métaux lourds comme le mercure ainsi que d'autres espèces métalliques
- production de coproduits commercialisables
- aucune utilisation de chaux/calcaire
- aucune contribution aux émissions de CO₂
- aucune utilisation des catalyseurs pour produire des déchets dangereux
- recyclage du réactif
- utilisation des technologies de co-produits éprouvées
- retrofit (reconversion) possible de la plupart des installations
- prévision de diminution des coûts d'investissement et d'exploitation par rapport aux technologies classiques

5 TECHNIQUES DE COMBUSTION DE LA BIOMASSE ET DE LA TOURBE

5.1 Procédés et techniques appliqués

5.1.1 Déchargement, stockage et manipulation/manutention de la biomasse et de la tourbe

L'approche du transport des combustibles, du déchargement, du stockage et de la manipulation/manutention de la biomasse et de la tourbe est différente de celle du charbon et ce, pour plusieurs raisons. La tourbe est particulièrement réactive et peut s'enflammer spontanément ou se décomposer si elle est stockée trop longtemps. L'équivalent de seulement quelques jours de consommation de tourbe est généralement stocké sur le site de la centrale électrique. Elle est généralement stockée dans des réserves (en tas) sur la zone de production, même pendant plusieurs années.

5.1.1.1 Transport et manipulation/manutention de la biomasse et de la tourbe

La tourbe et le bois à usage de combustible sont transportés par des semi-remorques, des remorques, des rails, voire par des tracteurs semi-remorques pour les plus petites distances. La tourbe possède de nombreuses caractéristiques qui sont à l'origine d'exigences spécifiques pour l'équipement de manipulation/manutention et de transport. Ces exigences sont :

- un pouvoir calorifique relativement basse
- une densité faible
- une tendance à geler (à cause de leur teneur élevée en humidité)
- un risque de combustion spontanée
- le raccordement
- une propension à soulever les poussières
- souvent, une contamination considérable avec le bois et les pierres

L'impact du transport de la tourbe dépend de la méthode de transport et de la distance. L'impact environnemental lié au transport ferroviaire est d'une importance mineure car seul du bruit sera produit. Le transport routier provoque du bruit et des émissions. Cependant, les analyses de cycle de vie réalisées montrent que les émissions provenant de la production et du transport de la tourbe sont d'une importance mineure par rapport aux émissions issues de la combustion.

À la station de réception des combustibles de la centrale électrique, la tourbe est généralement déchargée dans les cribles où elle est mélangée à d'autres combustibles comme la biomasse ou directement transmise dans la chaufferie. Toutes les grosses pierres ou les morceaux de bois doivent être filtrés de la tourbe. Après le déchargement à la centrale électrique, la tourbe et le bois passent dans les cribles et les broyeurs pour terminer au stockage. Le bois qui a été criblé peut être ajouté au combustible après avoir été broyé. Un système classique de manipulation/manutention des combustibles (co-combustion de la tourbe, du bois et du charbon) est présenté dans la Figure 5.1.

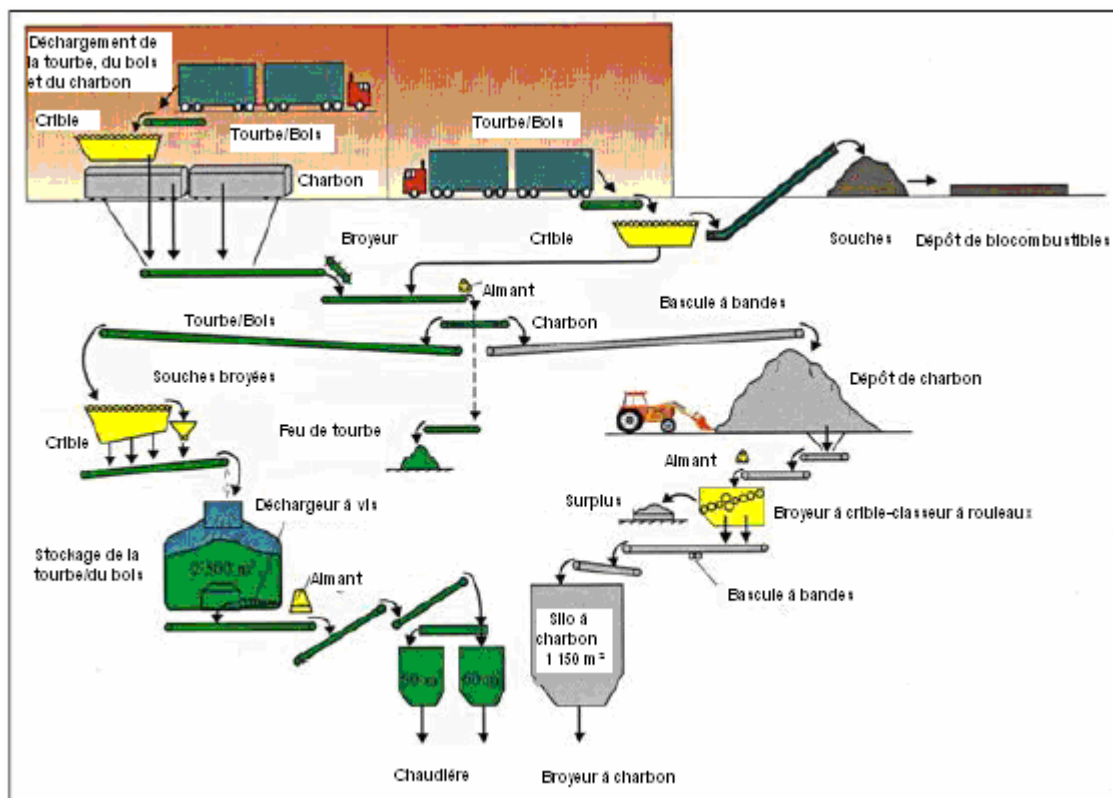


Figure 5.1 : système de manipulation/manutention de la tourbe, du bois et du charbon
[58, Eurelectric, 2001]

Les silos fermés et les zones de stockage dotés de dispositifs de dépoussiérage sont nécessaires lors du stockage de la biomasse poussiéreuse fine. Les copeaux et l'écorce sont stockés plus longtemps dans des réserves ouvertes, avec un stockage couvert réservé au combustible criblé et broyé qui sera utilisé chaque jour.

Le combustible est normalement transféré de la réserve/des silos vers la chaudière à l'aide des transporteurs à courroie. Les poussières qui sont produites lors du déchargement et de la manipulation/manutention de la tourbe peut provoquer des dommages locaux sur le site de l'installation. Les convoyeurs fermés peuvent être utilisés pour réduire l'impact des matières poussiéreuses.

Le risque d'incendie et d'explosion représente l'un des grands dangers des installations de combustion à la tourbe. La tourbe sèche s'enflamme très facilement, même avant d'avoir atteint la chaudière, que ce soit sur les convoyeurs à tourbe ou sur les semi-remorques transportant la tourbe. Il est donc recommandé d'appliquer une règle de sécurité générale : la teneur en humidité de la tourbe doit être supérieure ou égale à 40 % lors du transport vers l'installation. Cela permet de supprimer l'apparition de poussières fugitives hors du combustible et de réduire la vitesse de l'incendie en cas d'inflammation spontanée.

5.1.1.2 Transport et manipulation/manutention de la paille

L'approche du transport, du déchargement et du stockage de la paille est différente de celle du charbon, de la biomasse et de la tourbe. Dans les grandes installations de cogénération, la manipulation/manutention de la paille s'effectue presque uniquement par balles, chacune pesant environ 400 à 700 kg. Les camions contenant 20 ou 24 balles les transportent depuis les champs ou la zone de stockage agricole vers l'installation. Les camions sont déchargés grâce à un pont roulant particulier avec un contrôle qualité simultané de la paille (poids et humidité). Les données obtenues suite au contrôle qualité sont enregistrées sur un ordinateur logistique central. Les lots de paille (10 ou 12 balles par lot) sont transférés vers un emplacement libre dans la zone de stockage de la paille ou directement vers les machines de traitement. Généralement, le stockage est complètement automatisé, et il est conçu pour contenir environ 2 à 3 jours de capacité à pleine charge de la chaudière.

5.1.2 Prétraitement de la biomasse et de la tourbe

La teneur en humidité de la tourbe et du bois à usage de combustible est élevée. Le séchage de la biomasse et de la tourbe peut être effectué en toute sécurité en ce qui concerne le système d'alimentation en combustible. Ainsi, il est inutile de stocker du combustible séché. Les sècheurs à vapeur sont sûrs et leur impact sur l'environnement est faible. Ils offrent des avantages lorsqu'ils sont reliés au cycle de vapeur, en particulier pour la cogénération, où l'énergie du séchage peut être entièrement régénérée pour le chauffage. Cependant, malgré des avantages en termes de rendement, les systèmes régénératifs de séchage du combustible ont rarement été intéressants d'un point de vue économique.

Une autre méthode reposait sur le séchage par le biais des fumées qui étaient ensuite transférées vers la cheminée. Un problème pouvait survenir toutefois : la production d'émissions organiques comme la cire et des composés aromatiques. Ils peuvent être à l'origine de problèmes car la cire colle aux conduits de fumée et crée un risque potentiel d'incendie dans l'électrofiltre, et les composés aromatiques dégagent des odeurs et peuvent provoquer une nuisance olfactive pour le voisinage.

Souvent, on utilise des presses pour éliminer l'humidité des combustibles à base d'écorce afin d'atteindre un rendement plus élevé de l'installation. Toutefois, à moins que la presse ne soit entretenue et fonctionne correctement pour réduire les niveaux d'humidité au dessous de 50 % environ, l'inconvénient de ces techniques de pré-traitement (émissions de DBO élevées dans l'eau et dépense énergétique et maintenance élevées) est compensé par les gains de rendement de combustion qui peuvent être attendu grâce au pré-traitement.

Les balles de paille sont transportées depuis la zone de stockage par une grue et des convoyeurs puis sont broyées avant d'être envoyées dans le foyer de la chaudière.

Il est conseillé de garder la paille dans les champs pendant environ un mois après les moissons car l'eau de pluie permet de diminuer la quantité d'alcalins solubles dans l'eau dans les cendres de la paille. Ces alcalins sont dangereux pour les conditions de combustion car ils diminuent la température de fusion des cendres, ce qui augmente alors le risque de frittage du lit fluidisé et encrasse la chaudière. La quantité d'alcalins solubles dans l'eau influence considérablement le taux de corrosion des surchauffeurs. L'eau de pluie recycle également les alcalins solubles dans l'eau vers le sol pour la croissance des nouvelles cultures. Outre le séchage naturel de la paille dans les champs, aucun autre séchage de paille n'est pertinent.

5.1.3 Aspects spécifiques de la combustion et de la gazéification de la biomasse et de la tourbe

5.1.3.1 Combustion en couche

La combustion en couche est le plus ancien principe de combustion utilisé dans les chaudières. C'était le système de combustion le plus utilisé dans les petites chaudières jusqu'au début des années 1980, lorsque la combustion en lit fluidisé s'est affirmée, remplaçant largement la combustion en couche. De nos jours, la plupart des chaudières à combustible solide avec un intrant énergétique du combustible de plus de 5 MW sont des chaudières en lit fluidisé. Cependant, la combustion en couche dans cette gamme de dimensions est relativement plus utilisée dans certains pays (en Suède et au Danemark par exemple) et avec des combustibles spéciaux (pastilles de bois densifié, paille, déchets de contreplaqué et de carton, déchets domestiques). Aujourd'hui, les grilles et les foyers mécaniques sont rarement utilisés dans les grandes installations de combustion dont l'intrant énergétique du combustible est supérieur à 50 MW.

Dans la combustion en couche, le procédé de combustion n'est pas aussi bien contrôlé qu'il peut l'être dans les brûleurs à combustible pulvérisé ou dans les lits fluidisés. La chimie de la combustion et la température peuvent varier pour le même type de particules de combustible, en fonction de leur emplacement sur la grille. Sur une grille, tous les combustibles seront d'abord séchés, puis pyrolysés et enfin, les produits de carbonisation seront brûlés sur la grille. La part liée à la pyrolyse de l'énergie combustible peut atteindre environ 80 % avec les biocombustibles. Le contrôle de la combustion en couche moderne permet de garantir une alimentation en air de combustion optimale et donc, une teneur faible en composés imbrûlés dans les effluents gazeux.

Le principe de fonctionnement classique de la combustion en couche du charbon est différent de celui des biocombustibles pour lesquels on utilise généralement des grilles inclinées qui peuvent être statiques ou activées de façon mécanique. Si des grilles mobiles sont utilisées, cela permet d'obtenir une couche homogène. Autre solution : le combustible peut également être placé sur la grille par un diffuseur qui se trouve sur la paroi du foyer (**système de foyer à projection**). Le diffuseur projette le combustible sur la grille en fonction de la direction du mouvement de la grille. Ainsi, il est possible d'atteindre le temps de combustion le plus long pour les plus grosses particules car ces dernières sont projetées sur une distance plus longue à proximité de l'entrée de la grille mobile.

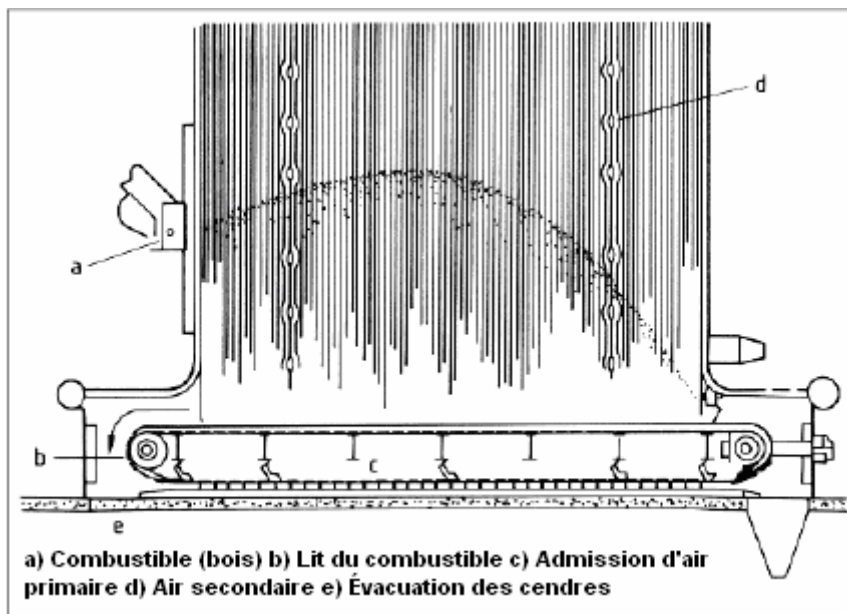


Figure 5.2 : combustion en couche du foyer à projection pour les combustibles solides [79, Bell et Chiu, 2000]

5.1.3.2 Combustion de la paille

Pour la co-combustion de la paille avec le charbon, plusieurs technologies de conversion sont possibles mais si de la paille est utilisée comme unique combustible, la technologie de combustion en couche est la solution la plus courante. Cela est principalement dû à la tendance de la paille à se scorifier/fritter. En prenant quelques précautions spécifiques (comme l'utilisation d'additifs et de matières du lit particuliers), les installations à FBC ont aussi été utilisées pour la combustion de paille.

On utilise normalement une grille vibrante qui est refroidie par de l'eau, et les températures de vapeur doivent être conservées sous 500 °C environ pour que la corrosion reste dans des limites acceptables. Les surchauffeurs doivent être conçus avec un très grand espacement à cause de la formation de dépôts. Les surchauffeurs les plus chauds ne sont pas nettoyés à l'aide des souffleurs de suie car les dépôts sur la surface créent une couche de protection contre la corrosion.

5.1.3.3 Combustion à la tourbe pulvérisée

À la fin des années 1970, la combustion pulvérisée avait démontré qu'elle était la technologie de combustion la plus mature car c'était une technologie standard avec le charbon. Dans les années 1970 et dans la première moitié des années 1980, la plupart des grandes centrales électriques à la tourbe reposaient sur des chaudières à combustion pulvérisée. La combustion pulvérisée des combustibles réactifs comme la tourbe s'était pourtant avérée problématique car les systèmes de séchage ont présenté plusieurs difficultés. Un inconvénient était aussi le besoin en combustible d'appoint du fait des modifications de qualité du combustible. À la fin des années 1980, le besoin de réduction des émissions a fait empirer la situation.

La combustion pulvérisée est rarement utilisée pour les résidus de bois. Les installations sont presque toujours trop petites pour que la combustion pulvérisée soit réalisable [60, Alakangas, 1998]. Toutefois, quelques installations broient encore des pastilles de bois densifié et utilisent la combustion pulvérisée.

La réduction du soufre dans le foyer peut être mise en oeuvre par l'injection de calcaire ou de dolomie, mais cette méthode est très inefficace et peu rentable. Il est même possible que ces adsorbants augmentent la corrosion par le chlore. Le principe est identique à la méthode utilisée dans la combustion en lit fluidisé, mais les facteurs limitants sont la densité de suspension inférieure et les effets de frittage provoqués par la température supérieure du foyer par rapport à la température de combustion en lit fluidisé.

5.1.3.4 Combustion en lit fluidisé

Il existe deux grands types de chaudières à combustion en lit fluidisé (FBC) : la combustion en lit fluidisé bouillonnant (BFBC) et la combustion en lit fluidisé circulant (CFBC). La combustion en lit fluidisé est principalement utilisée dans les applications industrielles lorsque différents combustibles solides comme le charbon, le lignite, la tourbe et, en particulier, la biomasse sont brûlés. En Finlande, les chaudières à BFBC sont plus utilisées pour la combustion de la biomasse et de la tourbe, principalement dans les chaudières de petites dimensions et dans l'industrie où une disponibilité élevée est capitale. Les chaudières à CFBC sont plus courantes dans les plus grandes installations où la capacité de combustion au charbon est importante. En Suède, les chaudières à CFBC sont les plus utilisées de nos jours.

La combustion en lit fluidisé bouillonnant (BFBC) est une technologie de combustion moderne, parfaitement adaptée pour la combustion des biocombustibles non homogènes. La BFBC se compose d'un lit de 0,5 à 1,5 m de hauteur sur une plaque de distribution de l'air de fluidisation. La rapidité de fluidisation est d'environ 1 m/seconde. La densité du lit bouillonnant s'élève à environ 1 000 kg/m³. Les matières de lit classiques qui sont utilisées sont le sable, les cendres, le fioul, la dolomie, le calcaire, etc. La granulométrie des particules de matière du lit de fluidisation est généralement de l'ordre de 0,5 à 1,5 mm car les particules plus petites sont transportées avec le débit des gaz de fluidisation, et les particules plus grosses tombent sur la plaque de distribution.

La combustion en lit fluidisé circulant (CFBC) est différente de la BFBC pour deux raisons. La taille des particules de la matière du lit est inférieure (entre 0,1 et 0,6 mm), et la rapidité de fluidisation est plus importante (de 4 à 6 m/seconde). Ces modifications affectent les conditions de fluidisation de telle manière qu'une partie de la matière du lit est transportée depuis le lit vers le deuxième passage de la chaudière, en passant par le foyer. Ces particules qui sortent du foyer sont séparées de l'écoulement des fumées par un cyclone ou par d'autres méthodes de séparation comme les poutres en U, puis elles sont recyclées vers le lit fluidisé. La séparation peut être effectuée au cours du second passage et, en partie au niveau de la sortie du passage de la chaudière, là où des électrofiltres et des filtres à manches peuvent également être utilisés.

Dans les années 1980, la technologie FBC a pris la tête du marché de la combustion à la tourbe et au bois dans le cadre de la combustion pulvérisée et en couche. Ainsi, la FBC est maintenant essentiellement utilisée dans les nouvelles installations. Ces chaudières possèdent généralement un intrant énergétique inférieur à 200 MW, et elles produisent de l'électricité et de la chaleur pour les industries locales ou pour le système de chauffage urbain. Les chaudières à la tourbe sont généralement aussi conçues pour brûler d'autres combustibles à faible pouvoir calorifique, et parfois du charbon. Le fuel lourd est couramment utilisé comme combustible auxiliaire de démarrage.

De plus, nombre des plus anciens générateurs de vapeur dotés de brûleurs à la tourbe pulvérisée associés à des sécheurs de tourbe ont été modifiés afin de pouvoir utiliser la FBC.

La FBC est adapté aux modifications de qualité des combustibles, et le séchage et la pulvérisation des combustibles sont inutiles.

Réduction du SO₂ et des NO_x dans la combustion en lit fluidisé

Lorsqu'un combustible contenant du soufre est brûlé, du dioxyde de soufre et du trioxyde de soufre sont produits. Dans un lit fluidisé circulant, les oxydes de soufre peuvent être captés à l'aide de dolomie ou de calcaire comme matière du lit. La dolomie ou le calcaire est calcinée dans le lit sous l'influence de la chaleur, et la chaux calcinée réagit ensuite avec les oxydes de soufre pour former du sulfate de calcium. Il est uniquement possible d'obtenir une réduction de 90 % avec des combustibles riches en soufre. La température du lit dans la FBC (850 °C) est optimale pour la désulfuration à base de composés calciques.

Dans un lit bouillonnant, la combustion se produit principalement dans l'espace libre, et la suspension dense existe seulement dans le lit bouillonnant. C'est pour cette raison que l'efficacité de récupération du soufre est largement inférieure dans la BFBC que dans la CFBC. L'efficacité de réduction de la BFBC est comprise entre 30 et 40 %. Une efficacité supérieure nécessite des rapports molaires Ca/S élevés pouvant aller jusqu'à 10.

La formation de NO_x thermique est évitée dans la combustion en lit fluidisé à cause de la faible température de combustion. La combustion bas NO_x est également optimisée dans les chaudières à lit fluidisé par l'étagement de l'air de combustion. L'étagement dans la CFBC est toujours relativement important à cause du mélange horizontal insuffisant des gaz dans une zone de suspension dense. La suspension dense supprime la turbulence, et la zone de combustion des composés volatils s'étend vers le haut à partir du point d'alimentation.

L'azote du combustible peut également former de protoxyde d'azote (N_2O). La part de l'azote du combustible qui forme de protoxyde d'azote diminue pour atteindre une valeur insignifiante si la température du lit augmente au-delà de 950°C . D'autre part, une température de combustion élevée peut provoquer une hausse des émissions d'oxydes d'azote (NO et NO_2). Dans la BFBC, le risque d'obtenir des émissions protoxyde d'azote peut être plus facilement évité car la température de l'espace libre peut être maintenue bien au-delà de 950°C .

Un étagement important de l'air de combustion peut également être mis en place dans la BFBC. La technologie BFBC à bas NO_x est toujours en cours de développement, et les taux de réduction des différents fabricants de chaudières sont différents.

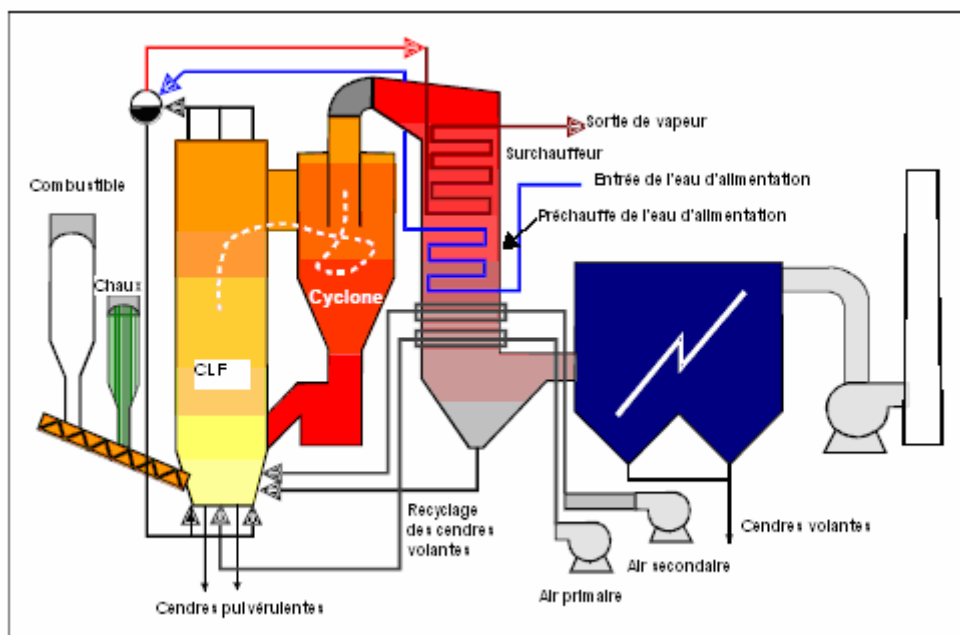


Figure 5.3 : chaudière à lit fluidisé circulant
[59, Finnish LCP WG, 2000]

5.1.3.5 Gazéification de la biomasse

La gazéification du CFB atmosphérique (ACFBG) est un procédé dans lequel le combustible solide est converti en gaz combustible par oxydation partielle. L'air est utilisé pour fluidiser le lit dans le réacteur du CFB, et pour oxyder simultanément une partie du combustible en gaz à une température élevée.

Le gazéifieur du CFB atmosphérique (Figure 5.4) se compose d'un réacteur dans lequel le procédé de gazéification se produit, d'un cyclone permettant de séparer la matière du lit fluidisé circulant des gaz, et d'une conduite de retour permettant de renvoyer la matière circulante vers la partie inférieure du réacteur. Après le cyclone, les gaz chauds s'écoulent dans le préchauffeur d'air qui se trouve sous le cyclone. L'air de gazéification, qui est soufflé à l'aide du ventilateur à haute pression, est envoyé vers la partie inférieure du réacteur via une grille de distribution d'air. Le combustible est alimenté par la partie la plus basse du gazéifieur, à une certaine hauteur au-dessus de la grille de distribution de l'air.

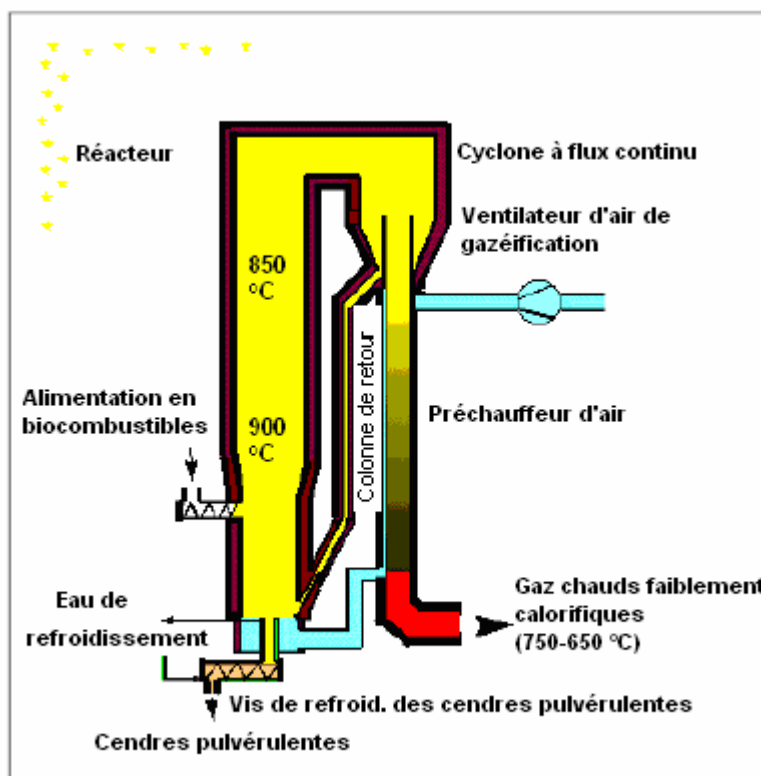


Figure 5.4 : gazéifieur de Foster Wheeler
[192, TWG, 2003]

La température de fonctionnement du réacteur est généralement comprise entre 800 et 1 000 °C selon le combustible utilisé et l'application. Une fois qu'elles sont entrées dans le réacteur, les particules de combustible séchent rapidement et la pyrolyse, la première étape de la réaction, se produit. Lors de ses réactions, le combustible est converti en gaz, charbon de bois et goudrons. Une partie du charbon de bois s'écoule vers la partie inférieure du lit pour être oxydé en CO et en CO₂, produisant de la chaleur. Après cette étape, alors que les produits que nous venons de mentionner s'écoulent dans la partie supérieure du réacteur, une deuxième étape de réactions survient. À partir de ses réactions, un gaz combustible est produit, qui entre ensuite dans le cyclone puis sort du système en même temps que certaines poussières fines. La plus grande partie des solides du système est séparée dans le cyclone, puis renvoyée dans la partie inférieure du réacteur de gazéification. Ces solides contiennent du charbon de bois qui est brûlé avec l'air de fluidisation introduite à partir des buses de la grille afin de fluidiser le lit. Ce procédé de combustion produit la chaleur qui est nécessaire au procédé de pyrolyse et, par conséquent, principalement des réactions endothermiques. La matière du lit circulant sert de caloporteur et permet de stabiliser les températures dans le procédé. Les cendres grossières s'accumulent dans le gazéifieur et sont éliminées par le bas du gazéifieur.

Les lits fluidisés sont cependant relativement sensibles à la faible température de ramollissement des cendres des biocombustibles. L'atmosphère réductrice dans le gazéifieur diminue davantage la température de ramollissement des cendres, ce qui limite la température de gazéification de la partie

supérieure. Dans la partie inférieure, la température de gazéification est limitée du fait d'une gazéification incomplète, c'est-à-dire l'augmentation des composés du goudron dans les gaz du gazéifieur. Le goudron est mauvais pour les épurateurs lorsqu'il s'y condense. Le goudron peut produire du coke dans les filtres si une élimination des poussières à température élevée est adoptée. C'est pour cette raison que la fenêtre de températures de fonctionnement technique de la gazéification des biocombustibles est assez limitée. Cela peut même représenter un inconvénient économique important pour les investissements de nouvelles centrales électriques par rapport à la technologie traditionnelle de centrale électrique.

5.1.3.6 Cogénération

Les centrales électriques à base de cogénération sont réalisables d'un point de vue économique pour les installations de plus petite taille que centrales électriques classiques. De plus, elles sont particulièrement adaptées à la combustion de la biomasse et de la tourbe. Avec une installation plus petite, la tourbe et la biomasse peuvent être collectées sur une plus petite zone, ce qui aide à baisser les coûts, mais aussi l'impact sur l'environnement inhérent au transport des combustibles, représentant généralement un poste de dépense majeur pour la tourbe et la biomasse.

De nos jours, la tourbe et la biomasse sont principalement utilisées en cogénération du fait que l'utilisation du combustible est élevée. Cela va sans doute continuer. En 1998, environ 75 % de la tourbe dans des grandes installations de combustion en Finlande était par exemple utilisée pour la cogénération. Le chiffre correspondant pour la biomasse s'élevait à 85 %. En Irlande, la tourbe est cependant uniquement utilisée pour la production d'électricité.

5.1.3.7 Co-combustion de biomasse et de combustibles fossiles

L'un des premiers objectifs de la co-combustion de la biomasse, avec de la tourbe ou du charbon par exemple, étaient de réduire les émissions de SO_2 et de CO_2 . Comme le combustible fossile principal a été remplacé, les émissions de « CO_2 fossile » diminuent car la combustion de la biomasse est considérée comme étant neutre en CO_2 (les émissions de CO_2 issues de la combustion de la biomasse sont compensées par l'absorption de CO_2 lorsque de la nouvelle biomasse pousse). La réduction des émissions de CO_2 justifie généralement la co-combustion de la biomasse même si les émissions atmosphériques d'autres composés peuvent augmenter.

Dans de nombreux cas, la quantité de biomasse disponible à un prix raisonnable sur un site donné est trop faible pour construire une centrale électrique qui serait basée uniquement sur la biomasse économiquement réalisable. L'aspect économique de l'utilisation de ces combustibles disponibles localement peut considérablement s'améliorer s'ils peuvent subir une co-combustion avec un combustible commercial, utilisé dans une centrale électrique existante. Toutefois, il existe des restrictions techniques et environnementales importantes sur les combustibles qui peuvent subir une co-combustion. La co-combustion de biomasse a été mise en oeuvre avec succès dans de nombreuses centrales électriques finlandaises à FBC, dans lesquelles le principal combustible est la tourbe, le charbon ou les résidus de bois provenant du secteur de l'industrie du papier et de la cellulose.

L'utilisation de tourbe stimule également l'utilisation du bois, et permet l'utilisation de combustibles plus chers. De par ses caractéristiques, la tourbe peut être appliquée pour la co-combustion avec le bois. D'un point de vue technique, il serait plus difficile d'utiliser uniquement du bois à usage de combustible dans les installations existantes à cause des problèmes de corrosion et d'encrassement. La possibilité de brûler de la tourbe garantit également un approvisionnement continu en combustible dans des régions où la disponibilité du bois à usage de combustible est insuffisante pour répondre à la demande en combustible.

Une autre approche doit être prise lorsque le combustible local ne peut pas, pour des raisons techniques, être brûlé avec le principal combustible commercial. Dans ce cas, une installation de combustion dédiée est construite pour le combustible local, et est connectée à la centrale électrique plus grande. Au Danemark, plusieurs installations distinctes de combustion à la paille ont été construites en connection avec des grandes installations de combustion au charbon ou au gaz. La gazéification de la biomasse et des combustibles issus des déchets a été démontrée dans une centrale électrique finlandaise et autrichienne.

Le procédé de combustion en lit fluidisé (FBC) fournit d'excellentes conditions de combustion pour une grande variété de combustibles différents dont les émissions sont faibles. La co-combustion de la biomasse avec le charbon représente également un moyen efficace de réduire les émissions spécifiques de SO_2 .

La chaudière CFBC peut être conçue comme une chaudière multi-combustibles, c'est-à-dire que la puissance totale peut être atteinte avec le charbon seul, avec une combustion combinée ou avec la biomasse seule. Dans la co-combustion de charbon et de biomasse, on trouve des systèmes d'alimentation en combustible distincts et indépendants grâce aux différents types de gestion du combustible. Ils sont également nécessaires pour garantir un fonctionnement souple et régulier dans toutes les combinaisons possibles de combustibles.

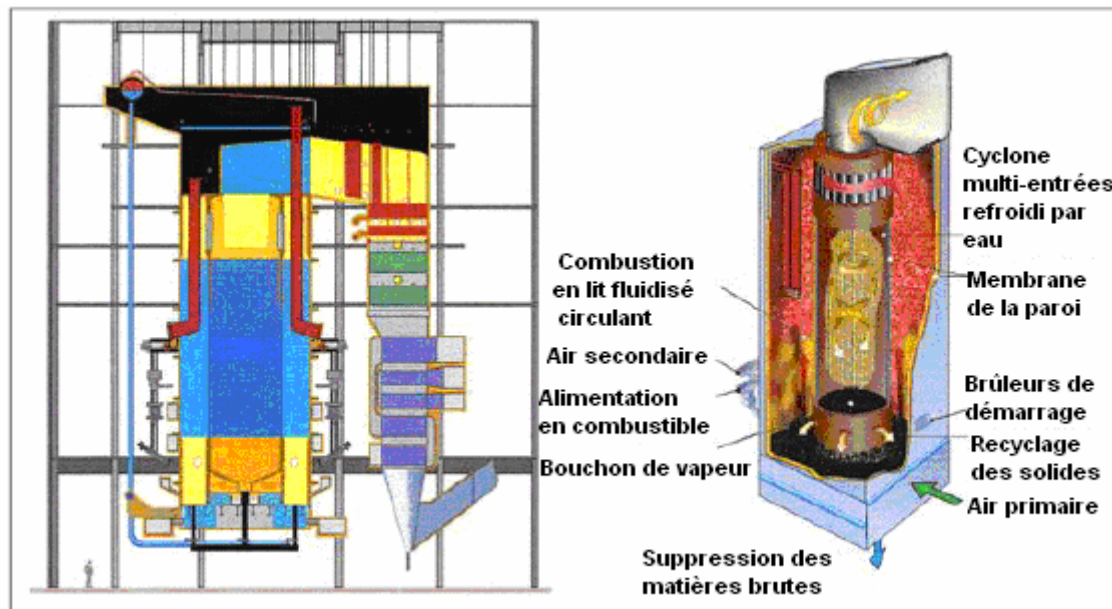


Figure 5.5 : chaudière industrielle FBC avec cyclone multi-entrées pour la co-combustion
[103, Kvaerner Pulping Oy, 2001]

Dans le procédé du lit fluidisé bouillonnant (BFBC), la rapidité de fluidisation est réduite, et aucune particule fine ne revient via le système de cyclone. Le procédé BFBC est une application hautement réalisable pour la combustion de la biomasse.

Les faibles émissions de NO_x dans le procédé à lit fluidisé proviennent des températures basses du foyer qui sont obtenues par l'alimentation d'air étagée (généralement inférieur à 200 mg/Nm^3). Pour une réduction supplémentaire des émissions de NO_x , un système d'injection d'ammoniac (SNCR) peut facilement être installé (il permettra d'atteindre des niveaux d'émission inférieurs ou égaux à 100 mg/Nm^3 , dans des conditions sèches et 6 % d' O_2). Les émissions de SO_x sont contrôlées par l'injection de calcaire dans le foyer, où les conditions pour la désulfuration sont favorables. La co-combustion de biocombustibles avec le charbon permettra de réduire davantage les émissions de SO_2 et la consommation de calcaire. Dans la co-combustion charbon-biomasse, toutes les émissions primaires sont faibles, et les émissions spécifiques de CO_2 sont réduites par rapport à l'intrant énergétique de la biomasse.

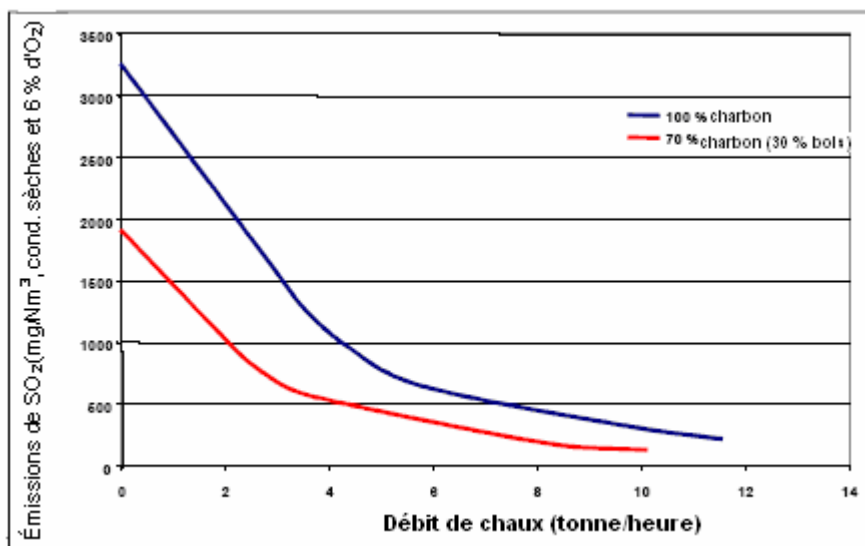


Figure 5.6 : effet de la co-combustion de la biomasse sur les émissions de SO₂ (500 MW_{th}, 1,2 % de S dans le charbon)
[103, Kvaerner Pulping Oy, 2001]

Certaines expériences de co-combustion de biomasse et d'autres combustibles, principalement du charbon et du lignite, sont présentées ci-dessous :

1. Jusqu'à 20 % de bois a fait l'objet d'une co-combustion dans une centrale électrique au Danemark. Il s'agit d'une chaudière à combustion frontale, avec une circulation naturelle et une puissance de 125 MW_e. Le bois pulvérisé était brûlé dans deux brûleurs spécifiques. Aucun effet négatif n'a été noté et des pourcentages de co-combustion supérieurs étaient attendus. Les émissions de NO_x ont diminué de 35 %. La paille et, dans une moindre mesure, le bois issu des cultures énergétiques (le saule), sont les plus importants biocombustibles au Danemark. La teneur élevée en chlorure de potassium de la paille est une cause bien connue des problèmes de scorification et de corrosion.
2. Des tests ont été effectués avec de la paille dans une centrale électrique danoise (150 MW_e). Jusqu'à 25 % de co-combustion a été testée dans des campagnes allant de quatre semaines à quatre mois. En voici les principales conclusions :
 - Les émissions de NO_x et de SO₂ ont diminué, et les émissions de HCl et de poussières ont augmenté.
 - On a noté une légère augmentation du taux de corrosion du surchauffeur. La durée totale des tests a été trop courte pour la quantifier (on a estimé qu'une augmentation de 50 % aurait eu lieu avec une proportion de co-combustion de 10 %).
 - Lorsque plus de 10 % de paille fait l'objet d'une co-combustion, la teneur en alcalins des cendres volantes dépasse la limite autorisée pour une application dans l'industrie du ciment. Pour une application dans l'industrie du béton, cette valeur est au-dessus des 20 % de co-combustion.
 - Les échantillons de catalyseurs de deNO_x exposés aux fumées ont montré une diminution rapide de leur activité.
3. Les briquettes de biomasse font l'objet d'une co-combustion dans une centrale électrique au lignite en Allemagne (280 MW_e). Il n'y a aucun problème lié à la combustion de quantités jusqu'à 10 % (en masse).
4. Jusqu'à 7 % (en masse) de noyaux d'olive pressés (bois des noyaux d'olive pressés) ont fait l'objet d'une co-combustion dans une centrale électrique (en Grèce), composée de trois unités de combustion au lignite avec une puissance totale installée de 550 MW pendant environ six mois. Par rapport au lignite brute, les caractéristiques propres au noyau d'olive pressé étaient les suivantes : son pouvoir calorifique nettement supérieur, une teneur remarquablement faible en humidité et en cendres ainsi que sa teneur élevée en matières volatiles. En ce qui concerne la composition des cendres, une concentration en oxyde de métal alcalin nettement supérieure et des pourcentages de composés à base de silice et d'alumine inférieurs ont été utilisés, entraînant une diminution des températures de fusion. Les expériences n'ont montré aucune modification des paramètres de la vapeur (débit massique, température et pression), de la scorification et de la teneur en combustible imbrûlé dans les cendres. Grâce à la très faible teneur en soufre du noyau d'olive pressé, les émissions de SO₂ étaient réduites.

5. La co-combustion de la biomasse dans les chaudières à charbon pulvérisé aux Pays-Bas est effectuée à 3 % sur une base thermique. Dans certaines installations, la biomasse est pulvérisée en même temps que le charbon. Des références avec un broyage distinct et avec la gazéification des déchets de bois sont décrites dans certaines parties de la Section 8.1.3. Des initiatives visant à travailler avec des quantités supérieures sont en cours de développement.
6. Le bois a fait l'objet d'une co-combustion dans une centrale électrique américaine. Le bois est broyé dans des broyeurs distincts, puis transmis à la rangée de brûleurs inférieure. Aucun problème jusqu'à 10 % de co-combustion, sauf avec une teneur en carbone imbrûlé élevée dans les cendres pulvérulentes (des tas de bois fumants étaient visibles dans le rejet de mâchefer).
7. Dans une autre centrale électrique américaine, jusqu'à 5 % de bois a fait l'objet d'une co-combustion. Le bois était broyé avec le charbon. C'était là le facteur limitant, provenant d'un manque de capacité de broyage supplémentaire. Les influences sur le fonctionnement et le rendement de la chaudière étaient insignifiantes.
8. Une quantité unique de 124 tonnes de bois a fait l'objet d'une co-combustion dans une centrale électrique de 100 MW_e en Géorgie (États-Unis). Elle se composait d'un mélange de sciure de bois et d'arbres élagués. Le pourcentage de co-combustion variait entre 9,7 et 13,5 % du charbon normalement brûlé. Pour maintenir le rendement de la chaudière, une combustion de qualité était obtenue en fonctionnant avec un niveau d'excès d'air suffisamment élevé (4,2 % d'O₂ au niveau de l'économiseur). Lorsque la distribution de chaleur changeait dans la chaudière, la température du surchauffeur diminuait.
9. Dans une centrale électrique de 54 MWe (Géorgie, États-Unis), un test court a été effectué avec jusqu'à 40 % (sur une base énergétique) de co-combustion de bois. La chaudière a été seulement légèrement modifiée. Le gaz naturel a également fait l'objet d'une co-combustion à pleine charge afin d'obtenir une flamme stable (36 % de bois, 17 % de gaz et 47 % de charbon). Le rendement de la chaudière a diminué à cause de la teneur en humidité du bois et de la présence de carbone imbrûlé dans les cendres.

5.1.4 Épuración des fumées

5.1.4.1 Réduction des émissions issues de la combustion en couche

Lors de la combustion de biomasse (par exemple, bois, paille, etc.) ou de tourbe dans les systèmes de combustion en couche, la plus grande partie des cendres reste sur la grille et est recueillie sous forme de cendres pulvérulentes. Seule une petite quantité de cendres quitte le foyer sous forme de cendres volantes. Elles doivent être collectées dans les dispositifs de réduction des poussières.

5.1.4.1.1 Réduction des poussières

Pour réduire les poussières dans les installations de combustion en couche, on utilise actuellement des électrofiltres et des filtres à manches (solution la plus couramment appliquée).

5.1.4.1.2 Réduction des émissions de SO₂

L'élimination du soufre sur la grille est impossible à cause du temps de contact minimal entre les oxydes de soufre et le réactif alcalin qui sont alimentés sur la grille. L'injection de calcaire dans le foyer est possible, mais n'est pas efficace. Dans les centrales électriques à combustion en couche plus petites brûlant de la biomasse et de la tourbe, la teneur en soufre du combustible est faible ou souvent modérée. Ainsi, les émissions sont souvent si faibles qu'aucune désulfuration n'est nécessaire.

Avec de la tourbe à teneur supérieure en soufre, les procédés d'injection par voie sèche sont généralement appliqués. L'injection d'hydroxyde de calcium sous sa forme sèche en amont du filtre à manches peut permettre d'obtenir une réduction assez élevée. L'injection de calcaire dans le foyer avec un épurateur d'activation d'oxyde de calcium est également relativement efficace dans certains cas. Ces mesures éliminent également d'autres émissions nocives, comme le HCl.

5.1.4.1.3 Carbone imbrûlé dans les cendres

En ce qui concerne la teneur du carbone imbrûlé dans les cendres de la combustion en couche, l'objectif consiste à obtenir la meilleure combustion possible afin d'atteindre une utilisation du combustible et un rendement optimaux. Toutefois, en fonction des caractéristiques techniques et des combustibles, une

teneur supérieure en carbone imbrûlé dans les cendres peut survenir dans la combustion en couche de la biomasse.

5.1.4.1.4 Réduction des émissions de NO_x

Les faibles températures de combustion des systèmes de combustion en couche sont avantageuses pour éliminer les émissions de NO_x. Cependant, un catalyseur SCR sera rapidement désactivé, en général après environ 100 heures seulement de fonctionnement, ce qui entraînera une diminution importante du taux de réduction des émissions de NO_x. L'air additionnel pour la combustion est parfois utilisé pour réduire la production d'émissions de NO_x.

Les mécanismes de réduction des émissions de NO_x sont identiques à ceux de la combustion en lit fluidisé bouillonnant. Une combustion bas NO_x efficace nécessite un système d'air secondaire sophistiqué ainsi qu'une conception de foyer spécifique permettant de bénéficier de deux zones de combustion.

La SCR pour charge en poussières élevées n'est pas une solution viable pour les installations de combustion de paille ou de bois car la SCR est contaminée par la formation de sels de potassium. De plus, la régénération d'une SCR contaminée est très onéreuse.

5.1.4.2 Réduction des émissions atmosphériques provenant de la combustion de tourbe pulvérisée

5.1.4.2.1 Réduction des poussières

Dans la combustion de tourbe pulvérisée, le volume de cendres est expulsé avec les fumées hors de la chambre de combustion. Seule une petite quantité est recueillie dans les cendres pulvérulentes.

Parmi les technologies d'élimination de poussières, l'électrofiltre est (de loin) le dispositif le plus couramment utilisé dans les centrales électriques européennes. Les électrofiltres (ESP) collectent les cendres volantes, généralement sous forme sèche, qui peuvent ensuite être mises en décharge ou recyclées pour une utilisation dans la construction des routes ou la fabrication de produits comme du ciment et du béton. Des filtres à manches peuvent également être utilisés dans les installations de combustion de la tourbe pulvérisée.

5.1.4.2.2 Réduction des émissions de SO₂

Dans les installations de combustion de tourbe, la teneur en soufre du combustible est faible ou souvent modérée. Ainsi, les émissions sont souvent si basses qu'aucune désulfuration n'est actuellement appliquée.

Les procédés d'injection de sorbant sec sont généralement utilisés pour les tourbes à teneur supérieure en soufre. L'injection d'hydroxyde de calcium sous sa forme sèche en amont du filtre à manches peut permettre d'obtenir une réduction assez élevée. Dans le foyer, l'injection de calcaire avec un épurateur d'activation d'oxyde de calcium est également relativement efficace dans certains cas. Ces mesures permettent aussi d'éliminer les autres émissions nocives, comme le HCl.

5.1.4.2.3 Réduction des émissions de NO_x

Comme les températures de combustion de la tourbe sont inférieures aux températures de combustion du charbon, par exemple, les émissions d'oxydes d'azote sont réduites par la technologie de combustion (système d'alimentation d'air étagé) et/ou l'utilisation de la SNCR.

5.1.4.3 Réduction des émissions provenant de la combustion en lit fluidisé de biomasse et de tourbe

Pour les systèmes à lit fluidisé, le combustible est utilisé sous une forme grossièrement broyé. C'est pour cette raison que la plus grande partie des cendres est extraite sous forme de cendres pulvérulentes. Dans les systèmes de combustion en lit fluidisé circulant (CFBC), la zone du lit est étendue par des vitesses supérieures du débit de l'air, et les cendres (nécessaires pour ce type de combustion) doivent être recyclées par le biais de mesures côté fumées. La précipitation centrifuge fait partie intégrante de la CFBC pour récupérer les grosses particules de cendres, comme le montre la Figure 5.7.



Figure 5.7 : écoulement du combustible et de la matière du lit dans une chaudière CFBC à biomasse [91, Kokk, et al., 2000]

5.1.4.3.1 Réduction des poussières

Pour réduire les poussières des chaudières à combustion en lit fluidisé (FBC) de biomasse et de tourbe, on utilise actuellement des électrofiltres (ESP) et des filtres à manches (FF) ; ce dernier représentent souvent la technique préférée.

5.1.4.3.2 Réduction des émissions de SO₂

Le degré de désulfuration des chaudières FBC à la tourbe est nettement inférieur à celui des chaudières FBC au charbon. Selon l'expérience acquise avec la tourbe dans une chaudière FBC finlandaise, le degré de désulfuration avec des rapports de Ca/S modérés (3-5) pour la CFBC et la BFBC s'élève à environ 30 à 40 %. La désulfuration n'augmente pas au-delà de 45 % environ dans la chaudière BFBC, même avec des rapports de Ca/S nettement supérieurs. Dans la CFBC, le degré de désulfuration le plus haut atteignable était de l'ordre de 80 %, mais il était uniquement possible de l'atteindre avec un rapport de Ca/S très élevé. Un rapport de Ca/S élevé compromet la réutilisation des cendres volantes précipitées, ce qui signifie que des taux de réduction inférieurs (et des quantités de sorbants inférieures) sont recommandés.

L'utilisation de sorbants augmente la quantité de cendres produites par la centrale électrique. Il est possible que l'efficacité de la précipitation électrostatique soit réduite à cause des propriétés des sorbants. Cela provoque davantage d'émissions de particules, en particulier lors de l'utilisation de quantités supérieures de sorbants pour réduire les émissions d'oxyde de soufre.

5.1.4.3.3 Réduction des émissions de NO_x

Les émissions de NO_x dans la combustion en lit fluidisé (FBC) sont généralement nettement inférieures aux émissions de NO_x dans la combustion pulvérisée classique. La température de combustion dans la FBC est généralement basse, ce qui garantit un faible niveau de formation de NO_x thermique. En règle générale, dans ces conditions, toutes les émissions de NO_x proviennent de l'azote du combustible.

La formation de NO_x dans la FBC peut être également limitée en réduisant le ratio d'excès d'air et en étageant l'air de combustion. Dans les chaudières à lit fluidisé modernes, des entrées d'air secondaire sont installées en plus des entrées d'air de fluidisation. De l'air de combustion est injecté par ces entrées distinctes qui se situent dans la partie supérieure du foyer, sur les niveaux 1 à 3. Ainsi, la partie inférieure du foyer peut fonctionner avec un faible facteur d'air, ce qui empêche la formation de NO_x. L'air secondaire/tertiaire qui est injecté par les entrées d'air supérieures assure une combustion complète. La production de protoxyde d'azote (N₂O) semble être plus importante dans la FBC (en particulier dans les lits fluidisés circulants) que dans la combustion pulvérisée classique grâce à la dégradation plus lente du composé à des températures de combustion plus basses.

Les mesures secondaires comme les procédés de réduction catalytique sélective ou sélective non catalytique (SCR ou SNCR) sont également possibles et ont été appliquées à des chaudières FBC à biomasse en Suède et en Finlande. La SNCR est largement utilisée dans ces pays depuis de nombreuses années, et elle est considérée comme une technologie fiable pour la combustion de la biomasse. (Généralement, les émissions de NO_x s'élèvent à 40-70 mg/MJ et les émissions de NH₃ à 3-10 ppm). La SCR a été mise en place au milieu des années 1990. Six chaudières sont dorénavant dotées de SCR dans le secteur de l'énergie. Cinq d'entre elles sont des lits fluidisés (BFBC/CFBC) pour la cogénération et un d'entre elles est une petite chaudière de combustion en couche pour la cogénération (40 MW, mélange de biomasse/tourbe). Pour toutes les chaudières FBC, il a été considéré avantageux d'appliquer une combinaison de SNCR et de SCR (teneur en poussières élevée). La combustion en couche possède uniquement une SCR (faible charge en poussières). En général, les émissions de NO_x après la SCR sont inférieures à 30 mg/MJ (< 90 mg/m³).

La SCR présente un problème : la désactivation du catalyseur, qui est plus rapide lors de la combustion de la biomasse que lors de la combustion du charbon. Les résultats issus de chaudières FBC au bois montrent que le catalyseur perd 20 à 25 % (en moyenne) de son activité au cours de la saison normale de production de chaleur.

Le taux de désactivation relativement important provient principalement de la teneur élevée en alcalins (principalement du potassium) dans les fumées. Cela signifie qu'il faut régénérer les catalyseurs. Cette opération peut être effectuée (par exemple, tous les deux ans) en lavant à l'eau (et/ou avec de l'acide sulfurique) le catalyseur, après avoir pris soin de le retirer du système. Cependant, des résultats prometteurs sont annoncés avec les tests qui visent à laver *in situ* à l'eau le catalyseur suivi d'une sulfatation (traitement avec des gaz SO₂). Pour améliorer la faisabilité technique et économique de la SCR pour biocombustibles, des recherches supplémentaires sont nécessaires.

5.1.5 Traitement de l'eau et des eaux usées

Les émissions de polluants dans l'eau ou dans le sol ne représentent pas un problème majeur pour les grandes installations de combustion à la tourbe ou à la biomasse.

5.1.6 Gestion des sous-produits et résidus de combustion

Une centrale électrique à la tourbe génère des cendres et des produits dû à l'injection de calcaire. La majorité des cendres sont des cendres volantes issues du système d'épuration des fumées (électrofiltres et filtres à manches). Environ 10 à 20 % de la quantité totale des cendres sont des cendres pulvérulentes qui se trouvent dans la partie inférieure de la chaudière. Ces cendres peuvent être utilisées ou éliminées.

De nos jours, la tourbe est rarement brûlée seule, mais elle est fréquemment brûlée avec d'autres combustibles comme le bois. C'est pour cette raison que dans la majorité des cas, des cendres mélangées sont produites. Les propriétés de ces cendres mélangées sont différentes de celles des cendres de la tourbe et donc, les possibilités d'utilisation sont légèrement différentes.

Les cendres de la tourbe peuvent être utilisées comme matière première et comme adjuvant dans le secteur des matériaux de construction et comme matériau de construction des routes par exemple. Elles peuvent également être utilisées dans le traitement des eaux usées. Les propriétés géotechniques et le constituant minéral des cendres doivent faire l'objet de recherches au cas par cas avant toute utilisation commerciale.

La composition des cendres issues de la co-combustion du bois et de la tourbe donne des résultats légèrement différents, ce qui rend encore plus difficile leur utilisation comme matériau de construction. Dans la stabilisation de l'agrégat minéral et dans le béton, les cendres volantes de la tourbe peuvent être utilisées pour remplacer le matériau de l'agrégat le plus fin ou une partie du ciment.

Les cendres issues des centrales électriques à combustion à la tourbe peuvent être transportées vers des tourbières par exemple. L'évacuation des cendres dans des tourbières désaffectées est acceptable d'un point de vue environnemental, mais aussi raisonnable d'un point de vue économique. Dans certains pays comme l'Irlande, les cendres doivent être éliminées dans des décharges contrôlées, mais malgré cela, la qualité des cendres doit d'abord avoir été testée (test de solubilité par exemple). Plus tard, une surveillance environnementale du site d'enfouissement doit être réalisée.

Les aspects liés à l'environnement et à la santé sont pris en compte dans l'aménagement du site. En ce qui concerne la mise en décharge, les cendres de la tourbe et les cendres du charbon sont assez semblables. Quelques nuisances temporaires, provoquées par les poussières ou le bruit du trafic et des engins de travaux, peuvent se produire. L'aménagement du site fera en sorte d'adapter les tourbières désaffectées au paysage environnant.

Les cendres volantes de tourbe peuvent être utilisées comme engrais dans les forêts et les champs. Elles contiennent certains éléments nutritifs et de la chaux nécessaires aux plantes. Toutefois, les aspects et la réglementation liés à la santé et à l'environnement doivent être pris en compte avant toute utilisation commerciale des cendres de tourbe comme engrais.

Les cendres volantes issues des installations de combustion de paille sont évacuées, principalement à cause de leur teneur élevée en cadmium. Le mâchefer est normalement déposé dans les champs ou utilisés comme matériau de construction des routes.

5.2 Exemples de procédés et techniques appliqués

Cette partie du chapitre 5 fournit plusieurs exemples des techniques et procédés qui sont actuellement utilisés dans différentes installations de co-combustion. Ces exemples visent à démontrer de quelle façon les techniques spécifiques ont été appliquées aux installations nouvelles ou modifiées (retrofitées) afin de garantir un niveau élevé de protection de l'environnement dans son ensemble en prenant en compte, pour chaque cas, les conditions spécifiques à chaque site et les exigences environnementales. Cependant, les informations collectées ne permettent pas toujours de définir si ou comment chaque technique décrite dans les exemples a été évaluée par rapport à la définition des meilleures techniques disponibles fournies dans l'article 2 (11) de la directive, ainsi que par rapport à la liste des « considérations à prendre en compte de façon générale ou dans des cas spécifiques lors de la définition des meilleures techniques disponibles en gardant à l'esprit les coûts et les avantages probables d'une mesure et les principes de précaution et de prévention », et, par conséquent, la façon dont la technique a été sélectionnée et appliquée. De plus, on ne peut pas assurer que les performances environnementales présentées sont constantes et continues sous toutes les conditions de fonctionnement, sur telle période de temps, si des problèmes sont survenus et quels sont les effets croisés. En outre, on ne sait pas toujours ce qui pousse à appliquer la technique et la façon dont les coûts et les avantages environnementaux sont liés dans chaque cas. C'est pour cette raison que les informations fournies dans les exemples ci-dessous visent uniquement à donner des indications générales sur la pratique actuelle, et ne peuvent pas être considérées comme des points de référence appropriés. Les techniques citées en exemples proviennent des d'informations fournies et évaluées par les membres du groupe de travail technique dans le cadre de l'échange d'informations sur les grandes installations de combustion.

5.2.1 Techniques individuelles de réduction des émissions de grandes installations de combustion à la biomasse et à la tourbe

EXEMPLE 5.2.1.1 DÉSULFURATION PAR INJECTION DE CALCAIRE DANS LES CHAUDIÈRES BFBC ET CFBC À LA TOURBE (ÉTUDE DE CAS)

Description : les efficacités maximales d'épuration du SO₂ par l'injection de calcaire ont été testés, et les coûts de la désulfuration ont été analysés pour une installation existante CFBC à la tourbe ainsi qu'une installation existante BFBC à la tourbe. L'objectif de cette étude consistait à déterminer le niveau atteignable le plus élevé de désulfuration dans des installations existantes FBC à la tourbe, avec une injection *in situ* de calcaire dans le lit. Elle consistait également à évaluer les coûts de la désulfuration.

Avantages pour l'environnement : dans la chaudière CFBC, le niveau d'émission atteignable le plus bas de 200 mg/Nm³ (O₂ = 6 %) a été atteint avec un rapport de Ca/S de 10, lorsque la teneur en soufre du combustible s'élevait à 0,17 %. L'installation CFBC fonctionne normalement à un niveau d'émission de 360 mg/Nm³ (O₂ = 6 %) avec un rapport de Ca/S de 2 à 4 (selon le calcaire). Dans la chaudière BFBC, le degré de désulfuration atteignable le plus élevé avoisinait 45 % avec un rapport de Ca/S de 7, lorsque la teneur en soufre de la tourbe s'élevait à 0,25 %. L'émission de SO₂ s'élevait à 280 mg/Nm³ (O₂ = 6 %). Un ajout supplémentaire de calcaire n'a pas permis d'obtenir un degré de désulfuration supérieur. Le fonctionnement normal de cette installation BFBC à un niveau de 360 mg/Nm³ (O₂ = 6 %) provenait d'un rapport de Ca/S compris entre 2 et 4.

Chaudière	CFB C	BFB C
Teneur en S du combustible (%)	0,17	0,25
NIVEAU EN FONCTIONNEMENT NORMAL		
Émission de SO ₂ (mg/Nm ³ (O ₂ = 6 %))	360	360
Rapport de Ca/S	2-4	2-4
Coût de la désulfuration (euros/tonne de SO ₂ éliminé)	1 300	1 400
ÉMISSION MINIMALE ATTEIGNABLE		
Émission de SO ₂ (mg/Nm ³ (O ₂ = 6 %))	200	280
Rapport de Ca/S	10	7
Coût de la désulfuration (euros/tonne de SO ₂ extrait)	1 800	1 950
Coût marginal de la désulfuration entre le niveau d'émission normal et le niveau d'émission atteignable (euros/tonne de SO ₂ éliminé)	2 100	2 700
Coût de la désulfuration avec la technologie de tour de pulvérisation semi-sèche (euros/tonne de SO ₂ éliminé)	6 800	3 200

Tableau 5.1 : synthèse des résultats de l'étude de cas

Une évaluation a également été réalisée sur le coût éventuel de la désulfuration si la technologie de tour de pulvérisation semi-sèche avait été appliquée. Comme le Tableau 5.1 l'indique, ces coûts étaient nettement supérieurs à ceux inhérents à l'ajout *in situ* de calcaire dans le lit.

Aspect économique : le coût total de la désulfuration à un niveau de fonctionnement normal (émission de SO₂ de 360 mg/Nm³ (O₂ = 6 %) dans les deux installations) s'élevait à environ 1 300 euros/tonne de SO₂ éliminé dans la chaudière CFBC et à 1 400 euros/t de SO₂ éliminée dans la chaudière BFBC. Ces deux valeurs sont nettement supérieures au coût de réduction de la tonne de SO₂ à l'aide d'un épurateur par voie humide dans la combustion au charbon pulvérisé. En augmentant le degré de désulfuration aux niveaux minimums atteignables, 200 mg/Nm³ (O₂ = 6 %) pour la CFBC et 280 mg/Nm³ (O₂ = 6 %) pour la BFBC, les coûts marginaux de cette désulfuration supplémentaire s'élevaient respectivement à environ 2 100 euros/t de SO₂ éliminée et à 2 700 euros/t de SO₂ éliminée.

Moteur de la mise en œuvre : réduction des émissions de SO₂.

Références bibliographiques : [59, Finnish LCP WG, 2000], [100, Kouvo et Salmenoja, 1997].

5.2.2 Optimisation des performances environnementales des grandes installations de combustion à la tourbe et à la biomasse

EXEMPLE 5.2.2.1 CONVERSION D'UNE ANCIENNE CHAUDIÈRE À TOURBE PULVÉRISÉE EN UNE CHAUDIÈRE MODERNE À LIT FLUIDISÉ

Description : en 1996, la technologie de combustion d'une installation finlandaise a été modifiée : elle est passée d'une chaudière à tourbe pulvérisée âgée de 20 ans à une chaudière à lit fluidisé bouillonnant. Pour convertir l'ancienne installation, toute la partie avant de la chaudière d'origine a été remplacée afin de procéder à l'installation d'un nouveau système de combustion. Grâce à cette nouvelle technologie, la chaudière est devenue une chaudière multi-combustible. La puissance de la chaudière a également été augmentée de 20 %.

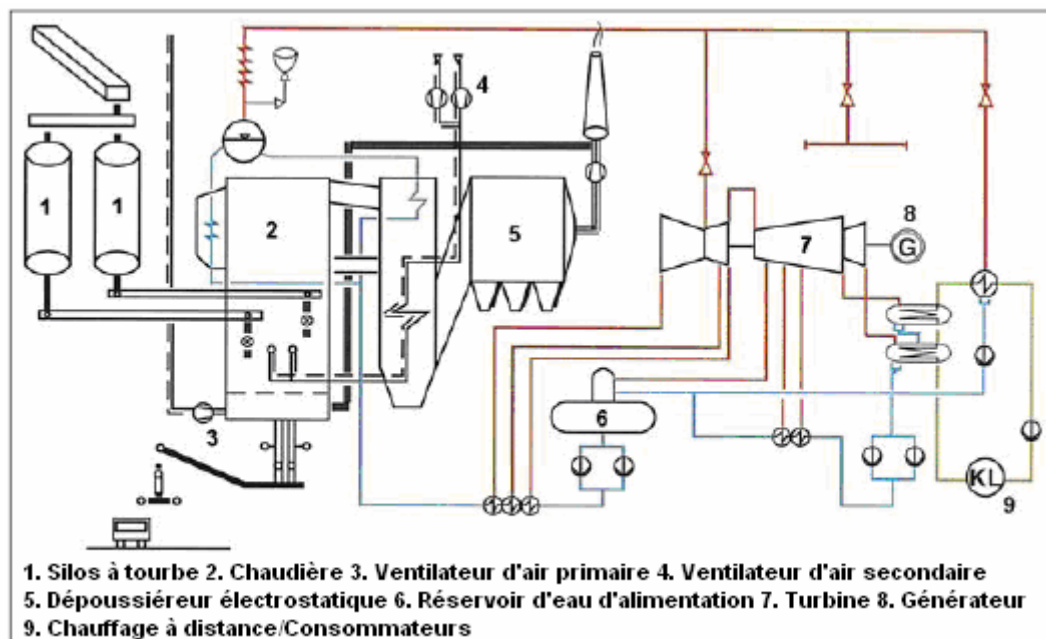


Figure 5.8 : chaudière à tourbe pulvérisée convertie en chaudière BFBC [99, Oulun Energia, 1997]

Avantages pour l'environnement : la technologie de combustion en lit fluidisé a permis de réduire d'environ de moitié la quantité des émissions d'oxyde d'azote dans les fumées. Les émissions de poussières ont également été réduites grâce à l'électrofiltre entièrement rénové.

Applicabilité : le concept de conversion d'une chaudière existante à la tourbe pulvérisée en une chaudière moderne à lit fluidisé peut en principe être réutilisé (transférable), mais il doit être validé au cas par cas.

Effets croisés : rendement plus élevé.

Données opérationnelles : l'installation fonctionne comme une installation de cogénération :

- puissance de la vapeur 242 MW
- température de la vapeur 540 °C
- rendement énergétique 90 %

Aspect économique : non disponible.

Moteur de la mise en œuvre : niveaux faibles d'émissions de NO_x et de poussières, rendement supérieur atteint et allongement de la durée de vie de l'installation.

Références bibliographiques : [99, Oulun Energia, 1997].

EXEMPLE 5.2.2.2 CO-COMBUSTION DE LA BIOMASSE DANS UNE CENTRALE ÉLECTRIQUE À COMBUSTION PULVÉRISÉE DE LIGNITE NOIR

Description : en 1996, la co-combustion des moulages réalisés à partir de différentes sources de biomasse a été testée au cours de plusieurs expériences dans deux unités différentes (A et B) de la centrale électrique prise comme exemple. Les résultats des expériences de co-combustion sont présentés ci-dessous.

Co-combustion des moulages dans l'unité A

La puissance thermique nominale de l'unité A s'élève à 280 MW et sa puissance produite brute à 108 MW_e. Du lignite noir était brûlé. Ainsi, une installation de DeNO_x, dotée d'une technique SCR avec une configuration charge élevée en poussières, était nécessaire en plus des mesures primaires. De plus, un ESP et une FGD par voie humide ont été installés. Pour la co-combustion, aucune installation supplémentaire n'était utile. Les moulages étaient mélangés avec le lignite au niveau de la zone de stockage, produisant des émissions de poussières assez importantes. Les moulages étaient de forme cylindrique, avec un diamètre d'environ 25 mm. Ils étaient réalisés à partir de sources de biomasse différentes :

- paille
- plantes céréalières
- herbage issu de l'entretien des sites

Quatre expériences ont été menées les week-ends, chacune sur une période de 24 heures, avec des moulages de chaque type. De plus, la co-combustion des moulages de paille a été testée sur une période de trois semaines. La part de la biomasse dans la puissance thermique totale était comprise entre 4,6 et 13,3 %.

Co-combustion des copeaux de déchets de bois dans l'unité B

La puissance thermique nominale de l'unité B s'élève à 803 MW et sa puissance produite brute à 316 MW_e. La configuration de la réduction des émissions est identique à celle de l'unité A. Les copeaux de bois sont ajoutés dans les silos à charbon où ils sont mélangés au lignite. Comme les copeaux de bois ne sont pratiquement pas broyés dans les broyeurs à charbon, ils tombent sur la grille secondaire où ils sont en partie brûlés dans un lit à garnissage mobile. Les grosses particules imbrûlées des cendres de la chaudière sont renvoyées dans le silo à charbon. La concentration des impuretés dans les copeaux de bois ne doit pas dépasser certaines valeurs (reportez-vous au Tableau 5.2). Les déchets de bois traités avec un fini halogéné ou des produits de préservation du bois contenant des métaux lourds ne doivent pas être brûlés. Depuis le mois de juin 1999, entre 300 et 350 tonnes de copeaux de déchets de bois ont été brûlées chaque jour, ce qui représente environ 12 % de l'apport massique et 8 % de l'apport thermique.

Avantages pour l'environnement : la co-combustion de la biomasse permet de sauvegarder les ressources fossiles et de réduire les émissions de CO₂. La co-combustion de copeaux de bois dans l'unité B a permis de réduire la consommation de lignite noir d'environ 80 000 tonnes par an.

Applicabilité : la possibilité de brûler par co-combustion de la biomasse est spécifique à chaque installation.

Données opérationnelles :

Co-combustion des moulages dans l'unité A

Les qualités moyennes du lignite et de trois biocombustibles utilisés dans le cadre d'expériences de co-combustion sont affichées dans le Tableau 5.2 :

	Lignite noir	Moulages à partir de		
		Paille	Plantes céréalières	Herbage issu de l'entretien des sites
Pouvoir calorifique (MJ/kg)	17,08	15,51	15,05	15,44
Teneur en eau (%)	29,2	10,45	10,7	7
Teneur en cendres (%)	10,25	6,89	4,34	6,79
Chlore	0,003	0,366	0,034	0,216
Soufre	1,03	0,079	0,08	0,077
Potassium	0,07	1,26	0,47	1,55

Tableau 5.2 : qualités moyennes des combustibles utilisés dans le cadre des expériences de co-combustion

Le fonctionnement des broyeurs à charbon a été testé avec des proportions de biomasse comprises entre 10 et 40 %. Plus de 40 % de la biomasse n'a pas pu être gérée par les broyeurs. Le Tableau 5.3 montre la granulométrie du combustible, obtenue après le broyage dans les broyeurs à charbon. Notons que pour une proportion de 10 % de biomasse, la granulométrie est légèrement différente alors que pour une proportion plus grande, la part des particules très fines (< 0,09 mm) augmente considérablement. Cela signifie que ce n'est pas seulement la biomasse qui est mal broyée, mais que le broyage du charbon est également affecté par la présence de proportions élevées de biomasse.

Caractéristiques du combustible	Répartition de la granulométrie dans la masse totale du combustible après le broyage dans un broyeur à charbon (%)			
	> 1 mm	> 0,2 mm	0,09 à 0,2 mm	< 0,09 mm
Charbon uniquement	7	24	19	50
10 % de paille	7	27	16	48
27,5 % de paille	19	36	14	31
19,2 % de plantes céréalières	23	35	16	26
20 % d'herbage issu de l'entretien des sites	22	43	15	20

Tableau 5.3 : qualité des combustibles broyés pour différentes proportions de biomasse

Une augmentation de la scorification se produit uniquement sur les trois semaines de co-combustion des moulages de paille. La SCR et l'ESP n'ont pas été influencés. Les émissions atmosphériques provenant des différents tests sont décrites dans le Tableau 5.4.

	Unités	Charbon uniquement	Co-combustion des moulages à partir de				
			Paille	Paille	Plantes céréalières	Herbage issu de l'entretien des sites	Paille (test sur trois semaines)
Part de la puissance thermique	%	-	4,6	13,3	8,43	9,7	11
Teneur en azote du mélange de combustibles	mg/kg	9 400	9 200	8 370	8 640	8 490	8 900
NO ₂ dans les gaz bruts	mg/Nm ³	442	411	400	387	398	419
NO ₂ après la SCR	mg/Nm ³	132	132	131	127	130	135
Poussières après l'ESP	mg/Nm ³	17,7	19,6	36,5	26,9	43	85
Poussières après la FGD	mg/Nm ³	2,8	3,2	2,5	2,7	2,9	5,9
SO ₂ dans les gaz bruts	mg/Nm ³	2 870	2 800	2 600	2 733	3 111	2 842
SO ₂ après la FGD	mg/Nm ³	125	125	119	110	138	116

Tableau 5.4 : émissions atmosphériques : comparaison des cinq tests différents de co-combustion avec la combustion au charbon uniquement

Il est possible de tirer les conclusions suivantes à partir des mesures des émissions atmosphériques :

- Les concentrations de NO₂ dans les gaz bruts diminuent légèrement grâce à la co-combustion
- La concentration de poussières dans les fumées après l'ESP augmente, probablement à cause de la concentration supérieure de particules fines. Le dépoussiérage dans la FGD garantit des concentrations faibles dans le gaz épuré.
- Les teneurs en soufre des biocombustibles sont généralement environ 10 fois plus petits que dans celles du charbon. Ainsi, une réduction des concentrations en SO₂ peut être observée. Les émissions de HCl sont environ trois fois plus élevées pour la co-combustion à cause de la forte teneur en chlore, mais elles représentent encore seulement 1 % de la VLE. À long terme, l'augmentation des composés halogénés peut également corroder des parties de la FGD.
- La PCDD/Le PCDF n'ont pas pu être mesurés pour la combustion du charbon uniquement. Pour la co-combustion, les valeurs mesurées se situaient légèrement au-dessus de la limite de détection (0,001-0,002 ng de TEQ/Nm³).

La qualité des résidus (cendres volantes, cendres de la chaudière, boue du gypse) est seulement légèrement influencée. L'évacuation de ces résidus dans la mine à ciel ouvert comme grave hydraulique est également possible pour la co-combustion.

En outre, la température des fumées augmente sous des conditions de co-combustion de 5 à 10 °C, et la part de matière combustible dans les cendres est presque multipliée par deux pour atteindre 8 %. Ces effets entraînent une réduction du rendement de la chaudière.

Co-combustion des copeaux de déchets de bois dans l'unité B

Le Tableau ci-dessous récapitule les résultats du test qui a eu lieu en 1998. Lors des 370 heures de fonctionnement, environ 5 400 tonnes de copeaux de déchets de bois ont été brûlées. La part des copeaux dans l'apport massique total du combustible s'élevait à 11,4 %. Les caractéristiques du charbon et des copeaux ainsi que les concentrations maximales d'impuretés dans les copeaux sont affichées dans le Tableau 5.5.

	Unités	Charbon	Copeaux
Pouvoir calorifique	MJ/kg	16,4	13,3
Masse volumique apparente	t/m ³	0,95	0,24
Densité énergétique	GJ/m ³	15,6	3,2
Taille des copeaux	mm	-	1-60 : 96 % 60-100 : 3 % > 100 : < 1 %
Concentrations maximales d'impuretés			
B	mg/kg	-	30
Cl	mg/kg	-	300
F	mg/kg	-	30
As	mg/kg	-	2
Cu	mg/kg	-	20
Hg	mg/kg	-	0,4
PCP PCB?	mg/kg	-	2
Benzo-a-pyrène	mg/kg	-	0,1

Tableau 5.5 : caractéristiques du charbon et des copeaux de bois, et concentrations maximales autorisées des impuretés dans les copeaux

Les émissions atmosphériques lors de la co-combustion en 1999 sont affichées dans le Tableau 5.6.

	Unité	Valeur moyenne des trois mesures distinctes en 1999, à 7 % d'O ₂
Poussières	mg/Nm ³	8
CO	mg/Nm ³	35
NO ₂	mg/Nm ³	117
SO ₂	mg/Nm ³	103
Carbone total	mg/Nm ³	2,3
HCl	mg/Nm ³	1,1
HF	mg/Nm ³	< 0,1
Cd, Tl	mg/Nm ³	0,001
Hg	mg/Nm ³	0,002
PCDD/PCDF	ng de TE/Nm ³	0,0025

Tableau 5.6 : valeurs d'émission mesurées lors de la co-combustion de copeaux de déchets de bois

Les émissions de métaux et dioxines/furannes n'ont pas changé lors de la co-combustion.

Aspect économique : les coûts spécifiques (euros/MJ) relatifs aux moulages de la biomasse sont environ quatre fois plus élevés que ceux relatifs au charbon. Les coûts d'investissement relatifs à la remise à niveau en matière de co-combustion des copeaux de bois s'élevaient à 0,7 millions d'euros. Les coûts de gestion des copeaux et de logistique dans la centrale électrique s'élèvent à environ 8 à 10 euros/tonne.

Moteur de la mise en œuvre : la co-combustion des moulages de la biomasse a uniquement été testée, mais elle n'est pas effectuée régulièrement. Toutefois, la co-combustion de copeaux de déchets de bois est réalisée car les frais supplémentaires engendrés par la co-combustion et les économies de charbon permettent un fonctionnement économique.

Références bibliographiques : [142, Schmidt et Dietl, 1999], [143, Kindler, et al., 2000].

5.2.3 Performances environnementales de nouvelles grandes installations de combustion à la tourbe et à la biomasse

EXEMPLE 5.2.3.1 CHAUDIÈRE À COMBUSTION EN LIT FLUIDISÉ ATMOSPHÉRIQUE CIRCULANT POUR LA COMBUSTION DE LA BIOMASSE (BOIS)

Description : l'installation se compose de deux unités identiques avec une puissance thermique nominale de 2 x 45 MW, une puissance électrique brute de 19,8 MW_e et une puissance électrique nette de 13 MW_e. Les unités ont été construites respectivement en 1992 et 1996, et elles sont utilisées dans une usine de fabrication de carton pour produire de l'électricité et de la chaleur (pour le procédé) provenant des résidus de bois. Le système d'épuration des fumées se compose d'un filtre à manches aéropulsé permettant d'éliminer les poussières. Les niveaux d'émission de NO_x peuvent être atteints grâce à une température de combustion relativement faible, par l'étagement d'air (trois étages pour l'entrée d'air de combustion) et par le recyclage des fumées. Du fait de la teneur basse en soufre du bois, aucun ajout de chaux n'est nécessaire. Du fioul thermique est utilisé dans le procédé pour le transfert de chaleur.

Avantages pour l'environnement : on suppose que la combustion du bois ne fournit presque aucune émission de CO₂ (en matière de gestion durable de la sylviculture). Le combustible est un sous-produit de la fabrication de carton et il n'a donc pas besoin d'être transporté plus loin. Seul le bois exempt de toute contamination par des produits de préservation du bois est brûlé. La production d'électricité et de chaleur industrielle fournissent un rendement énergétique total de 85 %. Des eaux usées apparaissent uniquement en petites quantités (0,3 m³/h et 2 592 m³/an en 1999) et elles sont envoyées dans le système d'égouts municipal.

Applicabilité : la combustion en lit fluidisé est bien connue pour la vaste gamme de combustibles qu'elle peut brûler. C'est pour cette raison qu'il ne devrait y avoir aucune limitation due au combustible brûlé. Grâce à la conception compacte de ces installations, le besoin d'espace est relativement petit.

Effets croisés : le fonctionnement de la chaudière et l'extraction produisent une certaine quantité de cendres.

Données opérationnelles : en 1999, 102 589 MWh_e d'électricité nette et 634 223 MWh de chaleur industrielle (= 74 456 tonnes de vapeur) étaient produites. Cette même année, un rendement électrique net de 15,8 % et un rendement thermique net de 68 % étaient atteints. Le rendement énergétique total s'élevait à 85 %. Les deux unités ont fonctionné pendant 8 021 et 6 031 heures respectivement, essentiellement à charge partielle.

	Contrôle	Émissions mesurées à 7 % d'O ₂	
		Unité 1	Unité 2
Teneur en O ₂ (%)		5-5,5	6,5-7,5
Volume des fumées (m ³ /h)		33 153	86 453
Poussières (mg/Nm ³)	Continu	4 ^{1)*}	2,2 ^{1)*}
SO ₂ (mg/Nm ³)	Continu	2,9 ^{1)*}	2,3 ^{1)*}
NO _x (mg/Nm ³)	Continu	164 ^{1)*}	339 ^{1)*}
CO (mg/Nm ³)	Continu	147 ^{1)*}	178 ^{1)*}
HCl (mg/Nm ³)	Continu	7,3 ^{1)*}	8,8 ^{1)*}
HF (mg/Nm ³)	Individuel	0,04	0,1
Dioxines/Furannes (ng de TEQ/m ³)	Presque continu	0,013	0,006
Σ Cd,Ti (mg/Nm ³)	Individuel	0,004	0,003
Hg (mg/Nm ³)	Individuel	0,001	0,001
Σ métaux lourds (mg/Nm ³)	Individuel	0,015	0,006
C organique total (mg/Nm ³)	Individuel	2	2
Remarques :			
1) Valeur moyenne annuelle			
* Équivalent aux valeurs moyennes journalières			

Tableau 5.7 : émissions atmosphériques en 1999

Les deux unités ont consommé 360 916 t/an (25,8 t/heure) de bois, 170 000 Nm³/an de gaz naturel et 3 943 t/an de fioul léger. Le bois est ajouté dans la chambre de combustion depuis deux silos contenant

des copeaux et depuis deux silos contenant de la poussière de bois. Les propriétés moyennes du bois sont fournies dans le Tableau 5.8.

Propriété	Valeur
Pouvoir calorifique inférieur (MJ/kg)	14,7
Teneur en soufre (% pds)	< 0,1
Teneur en eau (% pds)	18
Teneur en cendres (% pds)	4

Tableau 5.8 : caractéristiques du bois brûlé

L'écoulement d'eau (0,3 m³/heure) provient du refroidissement des cendres et du traitement de l'eau d'alimentation. Après la neutralisation, les eaux usées sont rejetées dans les égouts. Les seuls résidus restants du procédé sont les cendres.

	Cendres pulvérulentes	Cendres volantes
Quantité (t/an)	1 314	7 726
Quantité spécifique (g/kWh _{el})	13	75
Utilisation/Evacuation	Couverture de décharge (prix du marché : 25 euros/tonne)	Matériau de remplissage pour les mines (prix du marché : 50 euros/tonne)

Tableau 5.9 : quantités de cendres produites en 1999

Aspect économique : les coûts d'investissement de l'installation dans son ensemble s'est élevé à 51,3 millions d'euros. Le coût total de la production de vapeur s'est élevé à 8,46 euros/t et à 0,077 euros/kWh_{el}.

Moteur de la mise en œuvre : la principale raison justifiant la construction de l'installation était la possibilité d'utiliser les résidus de production pour produire de l'électricité.

Références bibliographiques : [98, DFIU, 2001].

EXEMPLE 5.2.3.2 INSTALLATION DE COGÉNÉRATION AVEC UNE CHAUDIÈRE À BROYEUR ET UN FILTRE À MANCHES POUR LA COMBUSTION DE PAILLE

Description : une installation de production de vapeur, située au Danemark (installation A), dotée d'une chaudière à cendres fondues à combustion en couche à broyeur, avec application de l'étagement d'air. La grille est à la fois inclinée et vibrante. L'installation résulte du développement avancé de la technologie d'une autre installation de combustion de paille au Danemark (installation B). La différence entre les deux installations réside dans le fait que la température de la vapeur a été augmentée de 520 °C à 540 °C dans la chaudière. La température du chauffage urbain appliquée à l'installation A s'élève à 85 °C, provoquant une diminution de la pression, par rapport à l'installation B pour laquelle la température du chauffage urbain s'élève à 95 °C, entraînant un rendement électrique supérieur. La turbine fonctionne plus efficacement, ce qui génère une augmentation de 10 % du rendement électrique. La puissance totale de l'installation s'élève à 10 MW_e et à 20 MJ/seconde de chaleur. La production de chaleur totale est estimée à environ 400 TJ par an. Grâce à la cogénération, l'utilisation de l'énergie combustible s'élève à 30 % de mieux que lorsque l'électricité et la chaleur sont produites séparément. La production de chaleur pour le chauffage urbain couvre 90 % de la demande en chaleur. La consommation annuelle de paille s'élève à environ 40 000 tonnes. En pleine production pendant la période hivernale, environ 200 tonnes de paille sont brûlées chaque jour.

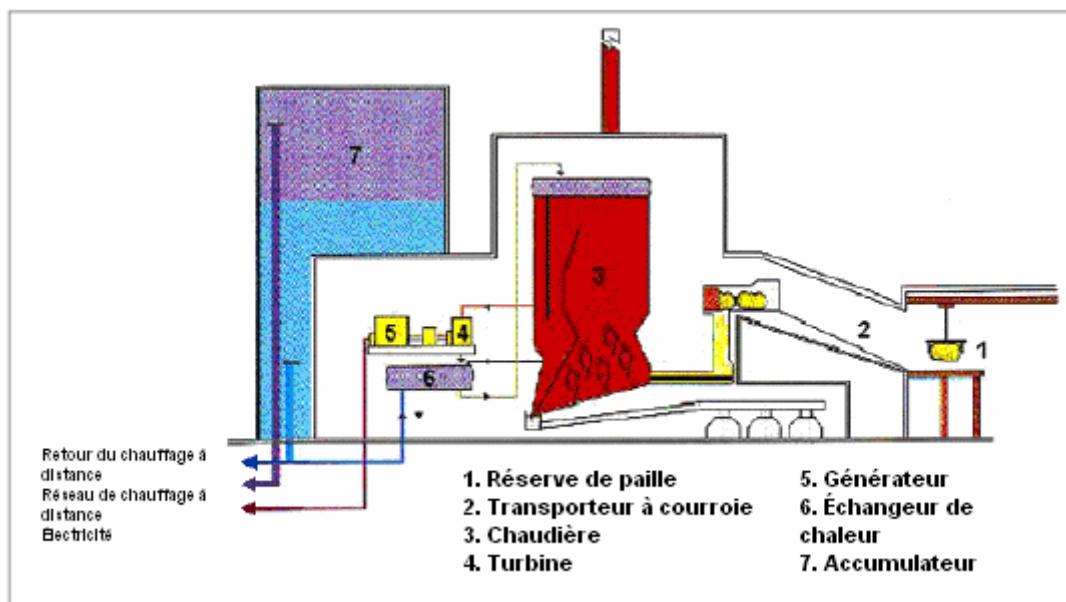


Figure 5.9 : installation de combustion de paille

Avantages pour l'environnement : l'avantage d'une installation de cogénération, c'est que l'énergie du combustible est mieux utilisée. L'installation utilise 92 % d'énergie, dont 32 % reposent uniquement sur la production d'électricité. La combustion de la paille est considérée neutre en termes de CO_2 . Les agriculteurs danois fournissent la paille, et les cendres sont collectées pour être utilisées comme engrais dans les champs. L'installation est équipée d'un système de réduction des poussières : il comprend un filtre à manches qui utilise l'épuration aéropulsé, et la matière des manches est du filtre Nomex enduit de fibres de Teflon. Il est possible d'éliminer 99,9 % des poussières. Une partie des poussières/des cendres volantes est ensuite mélangée aux cendres pulvérulentes, puis utilisée comme engrais, et la partie restante des cendres volantes est évacuée à cause de la présence de cadmium. L'installation n'est pas équipée de dispositifs de réduction des émissions de NO_x ou de SO_2 .

En règle générale, on peut noter que la variation des émissions de SO_2 provenant des installations de combustion de paille est comprise entre 50 et 300 mg/Nm^3 (valeur moyenne journalière), avec une valeur moyenne annuelle classique de 150 mg/Nm^3 . La variation des émissions de HCl est comprise entre 50 et 300 mg/Nm^3 (valeur moyenne journalière) avec une valeur moyenne annuelle classique de 100 mg/Nm^3 . L'émission de dioxine/furanne (PCDD/DF) est inférieure à 0,1 ng d'I-TEQ/ Nm^3 . Les émissions de NO_x s'élèvent à environ 300-400 mg/Nm^3 (conditions sèches, 6 % d' O_2 , valeurs horaires moyennes) pour les installations de cogénération à la paille. Du fait de l'environnement agressif et du type de combustion, on considère qu'il est rentable d'appliquer une installation SCR, c'est-à-dire que les brûleurs bas NO_x à combustion en couche ne sont pas rentables.

Données opérationnelles : en 2000, 27 258 MWhe et 267 732 GJ ont été produits, et 433 350 GJ de paille ont été consommés. Le Tableau 5.10 répertorie ces données ainsi que les données de deux autres installations de combustion de paille. On peut toutefois noter qu'une partie de la production de l'installation de Masnedø (Danemark) est à base de copeaux de bois. Les émissions ne sont pas mesurées en continu. C'est pour cette raison que les niveaux d'émission qui apparaissent dans le Tableau 5.10 sont basés sur des échantillons tests.

	Unités	Installation A	Installation B	Installation C
Mise en service	année	1989	1996	2000
Puissance électrique (nette)	MW	5	8,3	10,6
Rendement thermique	MJ/seconde	13	20,8	20,3
Vapeur				
Pression	bars	67	92	93
Température	°C	450	522	542
Débit max.	tonnes/heure	26	43,2	43,2
Eau du chauffage urbain				
Réservoir de stockage	m ³	3 200	5 000	5 600
Fumées				
Débit, max.	kg/seconde	9,9	14	14
Température	°C	120	120	130
Paille				
Stockage	tonnes	350	1 000	1 000
Consommation	tonnes/an	25 000	40 000	40 000
Teneur en eau	%	10-25	Max. 25	Max. 25
Installations				
Type de filtre		Filtre à manches	Filtre élec.	Filtre à manches
Système de combustion		Brûleur cigare	Broyeur/Projection	Broyeur/Projection
Émissions à 6 % d'O ₂				
CO	mg/Nm ³	190-314	72-238	50-214
Poussièress	mg/Nm ³	14	21-28	0,7-2
NOx	mg/Nm ³	530-644	327-443	248-319
SO ₂	mg/Nm ³	155-168	131-166	160-190
Rendement				
Rendement _{el}	%	25	28	32
Rendement total	%	86	91	92

Tableau 5.10 : données pour trois installations danoises de combustion de paille

Aspect économique :

Données	Unité	Installation A	Installation B	Installation C
Coûts relatifs à la chaudière	DKK	100 millions	240 millions	240 millions
Prix spécifique depuis 1995	DKK/MW _e	23 millions	28 millions	23 millions

Tableau 5.11 : coûts relatifs à trois installations danoises de combustion de paille

Références bibliographiques : [144, CBT, 1998], [145, Sander, 2000].

EXEMPLE 5.2.3.3 INSTALLATION INDUSTRIELLE DE COGÉNÉRATION À FOYER À PROJECTION AVEC SNCR ET FILTRE À MANCHES

Description : la technique de foyer à projection décrite ici sera illustrée par trois exemples d'installations au carton presque identiques fonctionnant en France et en Allemagne. Dans le Tableau 5.12, tous les paramètres essentiels de ces trois installations font l'objet d'une synthèse. Ces installations sont principalement utilisées dans le cadre de la valorisation des résidus de bois et des poussières de bois, et ils fournissent la demande en chaleur nécessaire à la fabrication du carton. C'est pour cela qu'une demande énergétique élevée et constante est garantie.

	Installation A	Installation B	Installation C
Année de la mise en oeuvre	1994	1997	2000
Puissance thermique nominale (MW)	50	73,5	57,7 (combustion en couche, 28 MW max. provient des brûleurs à poussières de bois) + 6,7 (brûleurs à hydrocarbures thermiques : poussières de bois + fioul léger supplémentaire)
Puissance électrique brute (MW)		16,6 (max.) 11 (moyenne annuelle)	13,3
Disponibilité	Durée du cycle de vie opérationnel > 5 000 heures, disponibilité 99,8 %	Durée du cycle de vie opérationnel > 5 000 heures	Durée du cycle de vie opérationnel > 5 000 heures
Puissance thermique nominale maximale (MW)		63	35 + 6,7
Rendement énergétique brut total (%)		Max. 96,6	Environ 85 %
Principaux paramètres de vapeur		450 °C, 67 bars	455 °C, 70 bars
Principaux combustibles	Résidus de production, déchets de bois, traverses de chemin de fer, etc.		

Tableau 5.12 : données techniques de trois exemples d'installations

La description suivante de la technique concerne les trois exemples d'installations, sauf mention contraire. La technique du foyer à projection est une combustion sur un foyer à grille mobile refroidie par de l'air, le combustible étant projeté de façon homogène sur la grille par un foyer à injection qui envoie les particules à l'intérieur. Alors que les éléments plus gros sont brûlés de façon égale dans une combustion à lit fixe sur la grille, les particules plus petites sont enflammées dans un lit fluidisé, séparément au-dessus de la chambre de combustion (cela s'applique à environ 50 % du combustible). Ceci fournit des conditions satisfaisantes pour un rendement de combustion élevé et des temps de séjour de quatre à cinq secondes apparaissent. C'est pourquoi la quantité d'air spécifique peut être réduite (teneur en O₂ dans les gaz bruts inférieure à 3 %), ce qui permet également de réduire les émissions de NO_x.

La formation d'un lit fluidisé est possible car la vitesse des fumées est semblable à la vitesse que l'on trouve dans les combustions en lit fluidisé. La formation d'un lit fluidisé implique également un étagement du combustible, aidant à la combustion bas NO_x. De plus, la température basse maximale de 1 250 °C aide à cet effet.

La moitié de l'air est injectée par un plateau à jet, et l'autre moitié est injectée à haute pression par les buses sur les parois. Ainsi, il s'agit d'une combustion étagée avec des conditions sous-stœchiométriques dans la partie inférieure et une turbulence élevée en même temps.

L'installation à foyer à projection permet de réaliser une combustion intensive à des températures élevées avec un large éventail de combustibles. La température optimisée peut-être soutenue par l'injection contrôlée des fumées recyclées. La température adiabatique idéale de la chambre de combustion en vue d'une réduction simultanée du CO et du NO_x est comprise entre 1 300 et 1 400 °C.

La température véritablement atteinte est environ 150 °C en dessous. Le revêtement des parois en maçonnerie pour garantir l'isolation thermique n'est pas nécessaire, ce qui empêche également la formation de mâchefer et entraîne donc des durées de cycle de vie opérationnel élevées (> 5000 heures).

Pour la combustion de poussières abrasives, quatre brûleurs à combustible pulvérisé sont installés dans l'installation C. La puissance thermique nominale maximale s'élève à 28 MW et contient des brûleurs à tuyère à noyau central. Ils peuvent également fonctionner avec du fioul léger supplémentaire.

La chaleur est principalement utilisée pour sécher les bûchettes. Dans l'installation B, jusqu'à 26 tonnes/heures sont séchées dans les séchoirs rotatifs, c'est-à-dire que l'humidité est réduite de 60 à 100 % à environ 2 %. Le séchage s'effectue de façon indirecte par des faisceaux de tubes chauffés à 180 °C. Ensuite, la chaleur est dirigée par de l'hydrocarbure thermique à 240 °C vers une presse chauffée qui sèche et regroupe les cartons. Dans ce procédé, un mélange d'air, d'eau et de produits de dégazéification se produit, qui est renvoyé comme air de combustion, fournissant ainsi 30 % de l'air nécessaire dans la chaudière. Cette conception fournit un rendement énergétique et une postcombustion des émissions issues du séchage élevés. L'air rejeté après le séchage des particules de fragmentation est également appliqué partiellement à la chaudière. Toutes les installations sont équipées de filtres à manches afin de respecter les valeurs limites requises dans le cadre des émissions de particules.

L'installation C est dotée d'une installation SNCR complémentaire. De l'hydroxyde d'ammonium avec 25 % en poids de NH_3 est utilisé comme agent de réduction. Il est stocké en surface dans un réservoir en acier inoxydable. En outre, l'installation C est équipée d'un procédé d'adsorption comme séparateur. Cette injection combinée de sorbant dans le conduit (adsorption sèche) nécessite l'injection d'un mélange broyé de charbon actif/coke et de chaux hydratée (= adsorbant) dans l'écoulement des fumées et est ensuite séparé grâce à un filtre à manches. Pendant ce temps, les poussières, HCl, HF, SO_x , métaux lourds et PCDD/F sont adsorbés et ensuite séparés des fumées. C'est pour cette raison que tous les types de déchets de bois peuvent être brûlés dans cette installation.

Avantages pour l'environnement : En utilisant du bois comme biocombustible, on peut obtenir un équilibre en CO_2 presque neutre. Avec l'utilisation simultanée d'électricité et de chaleur, le rendement énergétique total peut atteindre environ 85 à 96,6 %. Seules des petites quantités d'eaux usées sont présentes, provenant du traitement des eaux usées du circuit eau/vapeur.

En même temps, la technologie de combustion permet d'atteindre des émissions faibles de NO_x et de CO dans le gaz brut. Associée à des mesures de réduction comme des filtres à manches, une SNCR et l'injection de sorbant dans le conduit, il est possible d'obtenir des concentrations très faibles pour tous les types de polluants.

Applicabilité : la technique du foyer à projection est adaptée à une large gamme de combustibles. Elle dépasse les performances de la technologie en lit fluidisé et est principalement utilisée avec des combustibles dont la taille des particules et les polluants (comme les éléments métalliques) sont très hétérogènes.

Les installations décrites ici sont principalement conçues pour des applications du secteur du carton et du panneau de fibres à densité moyenne. Elles sont rentables grâce à la valorisation énergétique des résidus de bois et à la demande permanente en chaleur. L'application de cette technologie est raisonnable pour les sites qui disposent de caractéristiques semblables.

Effets croisés : ces installations produisent de grandes quantités de cendres. De plus, le traitement de l'eau produit des eaux usées. Enfin, l'adsorbant utilisé dans les installations d'épuration des fumées doit être éliminé.

Données opérationnelles : les émissions atmosphériques relatives à l'installation B sont indiquées dans le Tableau 5.13.

	Contrôle	Statistiques	Valeur mesurée (à 11 % d'O ₂)
Poussières (mg/Nm ³)	Continu	Valeur moyenne journalière	3,4-4,3**
CO (mg/Nm ³)	Continu	Valeur moyenne journalière	46.7 – 58.3**
NO _x (mg/Nm ³)	Continu	Valeur moyenne journalière	183,9-190,7**
C total (mg/Nm ³)	Continu	Valeur moyenne journalière	1,1-1,2**
HCl (mg/Nm ³)	Continu	Valeur moyenne journalière	8**
Hg (gaz) (mg/Nm ³)	Continu	Valeur moyenne journalière par rapport aux valeurs moyennes sur 2 heures	0,001**
Dioxines/Furannes (ng de TEQ/m ³)	Échantillonnage continu, valeurs uniques	Moyenne sur 20 jours	0,0019
HAP (mg/Nm ³)	Échantillonnage continu, valeurs uniques	Moyenne sur 4 jours	0,0003
Cd (mg/Nm ³)	Échantillonnage continu, valeurs uniques	Moyenne sur 4 jours	0,0005
As/Pb/Cu/Ni/Sn (dans les particules) (mg/Nm ³)	Échantillonnage continu, valeurs uniques	Moyenne sur 4 jours	0,053
As (mg/Nm ³)	Échantillonnage continu, valeurs uniques	Moyenne sur 4 jours	0,0005
Remarques : * valeur de précaution ** intervalles basés sur trois valeurs moyennes journalières au mois de janvier 2001			

Tableau 5.13 : émissions atmosphériques mesurées en 2000/2001

Pour l'installation C, on a estimé la consommation de bois à 120 000 tonnes/an. Pour l'installation B, les différents types de combustibles sont utilisés selon les quantités répertoriées dans le Tableau 5.14.

Combustible	Poussières de bois	Morceaux de carton	Résidus de bois provenant des emballages/du chargement	Combustibles spéciaux (traverses de chemin de fer)	Bois	Pellets de biomasse
Contribution à la consommation totale de combustibles	30 %	10 %	10 %	Max. 20 %	Variable	Variable, environ 15 000 tonnes/an

Tableau 5.14 : contribution des différents types de combustibles à la consommation totale de combustibles dans l'installation B

La taille des éléments doit être inférieure à 100 mm. Cependant, certains éléments peuvent atteindre 250 mm. Cette limite est définie par les dispositifs de transport comme les transporteurs à vis. Pour la préparation de tous les combustibles, le coût s'élève à 0,5 euro/tonne pour une installation de 60 MW. Les cendres pulvérulentes et les cendres volantes sont utilisées dans le secteur de la construction.

Aspect économique : les coûts d'investissement de l'installation B se sont élevés à 36 millions d'euros.

Moteur de la mise en œuvre : la possibilité de réutiliser les sous-produits et le besoin d'éliminer les résidus de bois de façon rentable.

Références bibliographiques : [98, DFIU, 2001], [101, Vaget, 2001], [102, Fischer, 2000], [78, Finkeldei, 2000].

5.3 Consommation et niveaux d'émission actuels

5.3.1 Présentation du débit massique

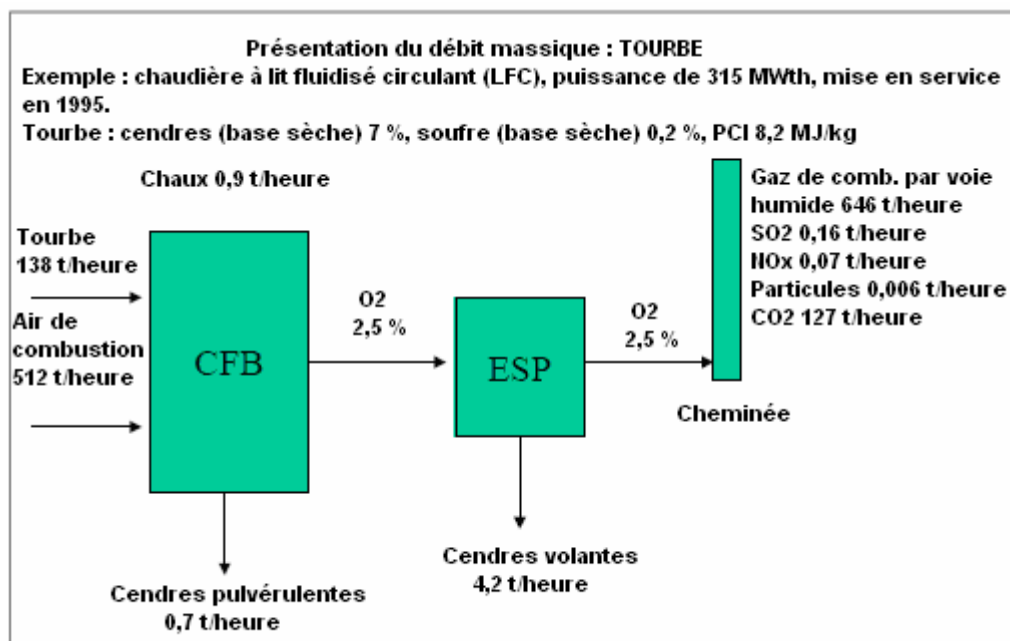


Figure 4.28 : exemple du débit massique d'une chaudière CFBC à la tourbe [58, Eurelectric, 2001]

5.3.2 Présentation de la biomasse et de la tourbe utilisées dans les grandes installations de combustion

5.3.2.1 Bio masse

La biomasse est définie dans la directive sur les grandes installations de combustion comme des produits composés entièrement ou en partie de toute matière végétale issue de l'agriculture ou de la sylviculture, pouvant être utilisée comme combustible à des fins de récupération de son contenu énergétique. La biomasse suivante peut être utilisée comme combustible :

- résidus végétaux issus de l'agriculture et de la sylviculture
- résidus végétaux issus du secteur agroalimentaire
- résidus végétaux issus de la production de pâte vierge et de la production de papier à partir de la pâte
- déchets de liège
- bois, à l'exception des déchets de bois qui peuvent contenir des composés organiques halogénés ou des métaux lourds issus du traitement par des produits de préservation ou d'enrobage, comprenant en particulier les déchets de bois provenant des déchets de construction et de démolition

Les combustibles répertoriés ci-dessus sont souvent classés comme « déchets », et les implications de la directive en matière d'incinération des déchets doivent être prises en compte. Cela est particulièrement important pour certains déchets qui sont uniquement exclus de cette directive par certains critères. Les exceptions des résidus végétaux issus de la production de pâte non vierge et l'utilisation de déchets de bois contaminés provenant de la construction/démolition sont d'une extrême importance. La directive en matière d'incinération des déchets applique la co-combustion de ces déchets, et les opérateurs/organismes de contrôle doivent s'assurer que ces considérations sont pleinement reconnues dans toute autorisation. Pour la co-combustion des déchets, le chapitre 8 du présent document fournit de plus amples détails.

La biomasse, comme l'écorce, les copeaux, le carton, les panneaux de fibres ou d'autres résidus issus de la pâte ou des scieries, contient de grandes quantités d'eau et elle est brûlée sur des grilles inclinées spécialement conçues (une ancienne technique), dans des chaudières dotées d'un foyer à projection ou dans des lits fluidisés. Bien que les compositions chimiques de l'écorce et du bois de différentes espèces

soient légèrement différentes, et bien que la quantité de boue et de terre affecte sa teneur en cendres et sa composition, la biomasse provenant de la sylviculture et de l'industrie forestière possède, au sens large, certaines qualités courantes comme combustible. La teneur en soufre est faible et la teneur en cendres modérée (voir le Tableau 5.15). Brûlées avec de la tourbe par exemple, les cendres de bois peuvent réagir avec le soufre de la tourbe et agir comme agent de désulfuration. En les étudiant de plus près, les différences dans l'humidité et la consistance du combustible sont considérables et peuvent affecter la manipulation/manutention du combustible et les propriétés de la combustion. Tous ces détails doivent être pris en compte lorsque vous déterminez les techniques de stockage, transport, combustion et traitement éventuel des fumées.

	Copeaux des résidus d'exploitation	Copeaux d'arbre	Copeaux de bûche	Copeaux de souche	Écorce de bois tendre	Écorce de bouleau	Copeaux des résidus de bois	Copeaux des résidus de scierie	Sciure de bois	Copeaux de coupeuse	Poussières de broyage	Pellets
Teneur en humidité, % pds (copeaux frais)	50-60	45-55	40-55	30-50	50-65	45-55	10-50	45-60	45-60	5-15	5-15	10
Pouvoir calorifique net dans la matière sèche, MJ/kg	18,5-20	18,5-20	18,5-20	18,5-20	18,5-20	21-23	18,5-20	18,5-20	19-19,2	19-19,2	19-19,2	19,2
Pouvoir calorifique net obtenue, MJ/kg	6-9	6-9	6-10	6-11	6-9	7-11	6-15	6-10	6-10	13-16	15-17	16,8
Masse volumique apparente obtenue, kg/m³ disponible	150-300	250-350	250-350	200-300	250-350	300-400	150-300	250-350	250-350	80-120	100-150	500- 750
Densité énergétique, MWh/m³ du volume apparent	0,7-0,9	0,7-0,9	0,7-0,9	0,8-1	0,5-0,7	0,6-0,8	0,7-0,9	0,5-0,8	0,45-0,7	0,45-0,55	0,5-0,65	2,3
Teneur en cendres dans la matière sèche, % pds	1 – 3	1 – 2	0,5 – 2	1 – 3	1 – 3	1 – 3	0,4 – 1	0,5 – 2	0,4 – 0,5	0,4 – 0,5	0,4 – 0,8	6,2 – 6,4
Teneur en hydrogène dans la matière sèche, % pds	6-6,2	5,4-6	5,4-6	5,4-6	5,7-5,9	6,2-6,8	5,4-6,4	5,4-6,4	6,2-6,4	6,2-6,4	6,2-6,4	6,2-6,4
Teneur en soufre dans la matière sèche, % pds	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05
Teneur en azote dans la matière sèche (N), % pds	0,3-0,5	0,3-0,5	0,3-0,5	0,3-0,5	0,3-0,5	0,5-0,8	0,1-0,5	0,1-0,5	0,1-0,5	0,1-0,5	0,1-0,5	0,1-0,5

**Tableau 5.15 : propriétés moyennes de différents types de bois à usage de combustible solide
[60, Alakangas, 1998]**

Une nouvelle classe de biocombustibles utilisée par les usines à papier et à pâte ainsi que dans les installations de chauffage sont les résidus d'exploitation forestière, c'est-à-dire les petits arbres, les cimes et les branches des arbres qui sont recueillis à des fins de combustible lors d'autres opérations d'exploitation forestière. Des expériences sont également menées depuis plus de 20 ans dans la culture de différentes espèces de saule qui pourront être utilisées comme combustible. La rentabilité de ces combustibles n'est pas très intéressante car les coûts de leur collecte et transport sont élevés et par conséquent, seules des quantités insignifiantes sont actuellement utilisées dans les grandes installations de combustion.

Les petites quantités de résidus d'exploitation forestière qui sont en fait utilisées subissent généralement une co-combustion avec d'autres combustibles dans des installations existantes, en particulier des installations à FBC à la tourbe ou aux résidus d'écorce. Cependant, toute la biomasse issue de l'exploitation forestière n'est pas automatiquement adaptée à la combustion, même dans les installations à FBC conçues pour la tourbe ou l'écorce.

La paille est un résidu issu de la production agricole de céréales, et la plus grande partie de la production annuelle de paille est consommée dans le secteur agricole. Le surplus de paille est utilisé pour produire de l'énergie dans des petites chaudières pour le chauffage urbain ou dans des installations de combustion plus grandes dont la puissance peut atteindre 40 MW_e. La paille est convertie en électricité et en chaleur dans les centrales électriques classiques, mais de nombreux problèmes techniques doivent être pris en compte du fait des caractéristiques spécifiques de la paille. Un problème particulier concerne la teneur relativement élevée en chlore de la paille, qui peut être à l'origine d'une corrosion grave à la surface du surchauffeur.

Les autres biocombustibles utilisés sont par exemple les noyaux d'olive, l'écorce du peuplier, les hévées et les l'apiste roseau. Tous ces combustibles ont une teneur en alcalins (Na, K) relativement élevée.

5.3.2.2 Tourbe

La tourbe est un combustible fondamental pour les grandes installations de combustion irlandaises et finlandaises. En Finlande, la tourbe comme combustible était relativement insignifiante au début des années 1970, avec une part en pourcentage de 0,1 % de l'apport énergétique principal. Mais avec l'augmentation des prix des combustibles importés, la tourbe s'est affirmée avec une part de 6 % de l'apport énergétique principal et une part de 16 % des combustibles des grandes installations de combustion en 1998. En Finlande, la consommation de tourbe dans les grandes installations de combustion s'élevait à 1,81 millions de tonnes, c'est-à-dire 16 % de la quantité totale de combustible utilisé dans les grandes installations de combustion. En Irlande, 2,9 millions de tonnes de tourbe représentaient environ 11 % du combustible utilisé dans une centrale thermique en 2001.

Les tourbières, assez profondes et vastes pour produire de la tourbe de façon rentable, sont présentes dans toutes les régions de Finlande, et seule une petite partie d'entre elles est exploitée car aucune demande en tourbe n'existe à une distance économique. La tourbe est un combustible relativement propre, caractérisé par une teneur en soufre et en cendres faible, en général environ 5 % et 0,5 % respectivement des substances sèches. La teneur en matières volatiles de la tourbe est élevée. Elle est très réactive si sa teneur en humidité chute en dessous de 40 % (Voir le Tableau 5.16). Pour une utilisation à grande échelle, on l'utilise généralement sous forme de tourbe broyée, produite entre les mois de mai et d'août et séchée jusqu'à 45 à 60 % d'humidité par le vent et le soleil sur le site de production, puis stockée à proximité immédiate. Concernant sa forte teneur en humidité, la tourbe est comparable au lignite alors qu'en termes de substances sèches, elle se rapproche plus de la biomasse que du lignite.

	Charbon vapeur ¹⁾	Tourbe broyée	Écorce	Bois ²⁾	Fioul lourd	Gaz naturel
% d'humidité	10	50	55	40	0,5	< 0,1
% de cendres de la matière sèche	14	3-6	2-3	0,4	< 1	0
% de matière volatile dans le combustible sec	25-35		70-80	80-90		
% de soufre dans la substance sèche	< 1	0,5	< 0,2	0,05	< 1	0
% de composés azotés du combustible	1	1,7	0,5	0,5	0,3	0,05
Cl (mg/MJ PCI du combustible) ³⁾	< 0,1		< 0,03	< 0,01		
As (mg/MJ PCI du combustible) ³⁾	0,14	0,1	0,01	0,01	0,04	
Cd (mg/MJ PCI du combustible) ³⁾	0,15	0,004	0,015	0,01-1,1	-	-
Hg (mg/MJ PCI du combustible) ³⁾	0,003	0,003	0,1	0,001-0,009	< 0,0001	-
Ni (mg/MJ PCI du combustible) ³⁾	0,4	0,3	0,04	0,03	0,9	-
Pb (mg/MJ PCI du combustible) ³⁾	0,5	0,3	0,15	0,1-0,7	0,06	-
Masse volumique apparente du combustible (kg/Nm ³)	1350	350	350	200	987	
PCI de la masse volumique apparente du combustible (GJ/Nm ³)	34,3	2,9	2,5	2,1	40	
PCI de la substance sèche (MJ/kg)	28,7	20	19	19	40,2	48
Pouvoir calorifique inférieur (PCI) (MJ/kg)	25,5	8,4	7,2	10,4	40,1	48
Fumées stœchiométriques (Nm ³ /MJ)	0,278	0,383	0,435	0,357	0,277	0,297
Fumées sèches stœchiométriques (Nm ³ /MJ)	0,253	0,281	0,291	0,259	0,246	0,239
CO ₂ (gCO ₂ /kWh)	476,1	658,8			402,5	172,8
CO ₂ (gCO ₂ /MJ) (PCI)	90	106-118	113	100	76	54
Consommation spécifique de chaleur de l'électricité produite (kWh/kWh) (PCI)	2,3	2,3-2,7			2,3	1,8
CO ₂ émis par kWh électrique (g/kWh)	207	244			175	96
PCI : pouvoir calorifique inférieur Remarques : 1) charbon d'exportation polonais 2) copeaux 3) ordre de grandeur, uniquement						

Tableau 5.16 : comparaison de la tourbe broyée avec d'autres combustibles fossiles normalement utilisés dans les grandes installations de combustion
[59, Finnish LCP WG, 2000]

La tourbe est un combustible volumineux dont le pouvoir calorifique est faible. Elle peut donc être rarement transportée de façon économique sur des distances de plus de 100 km. Ainsi, le nombre d'installations brûlant de la tourbe se compose principalement de petites installations locales de cogénération ou de centrales de production de chaleur uniquement pour les systèmes de chauffage urbain petits à moyens. Un grand nombre de ces installations finlandaises disposent d'un intrant énergétique du combustible inférieur à 50 MW et elles ne possèdent donc pas les qualités requises pour devenir de grandes installations de combustion. Cependant, en termes d'énergie, le plus grand consommateur de

tourbe se compose de grandes installations de combustion à cogénération et des centrales de production de chaleur dans les systèmes de chauffage urbain des villes (souvent à l'intérieur du territoire) comptant entre 50 000 et 200 000 habitants. En général, le secteur du chauffage urbain a consommé 0,86 millions de tonnes de tourbe en 1998, les centrales de production de chaleur et de cogénération industrielles ont consommé 0,58 millions de tonnes, et les deux centrales électriques à la tourbe d'une puissance de 155 et 120 MW_e ont consommé 0,40 millions de tonnes.

5.3.3 Rendement des installations de combustion de biomasse et de tourbe

Comme précédemment expliqué, de nombreuses centrales électriques à la tourbe et à la biomasse sont des installations de cogénération. La cogénération permet d'utiliser pleinement l'énergie contenue dans le combustible, et ainsi d'obtenir un rendement élevé (85-90 %). Le niveau du rendement énergétique des installations de cogénération est difficile à déterminer de façon générale. Le rendement est spécifique à chaque site. Les questions importantes concernent la charge calorifique et ses modifications, le niveau des prix, le besoin du marché en termes d'électricité, la technologie appliquée, etc. La cogénération doit être considérée comme une option technique lorsqu'elle est réalisable d'un point de vue économique, c'est-à-dire lorsque la demande locale de chaleur est suffisamment élevée pour justifier la construction d'une centrale de cogénération plus coûteuse, au lieu d'une centrale plus simple, produisant uniquement de la chaleur.

Les centrales électriques à condensation à la tourbe ou à la biomasse, basées sur la combustion en lit fluidisé, sont généralement plus petites que les installations de combustion au charbon, et la température et la pression de la vapeur sont nettement inférieures à celles des centrales électriques au charbon avancées. Les niveaux de consommation spécifique de chaleur des centrales électriques à FBC à la biomasse et à la tourbe s'élèvent à environ 3,3-3,6 (le rendement de la centrale électrique s'élève à 28-30 %). Mais seules quelques installations fonctionnent avec ses combustibles, uniquement pour la production d'électricité. En ce qui concerne la combustion pulvérisée à la tourbe, des niveaux de rendement de 38-39 % ont été atteints dans une chaudière à tourbe pulvérisée en Finlande.

5.3.4 Émissions atmosphériques

5.3.4.1 Émissions atmosphériques des installations de combustion à la biomasse

Les émissions des installations de combustion à la biomasse dépendent principalement de la composition du combustible et du traitement des fumées, mais (NO_x exclus) elles ne dépendent ni de la taille ni de la technologie de combustion. Les émissions de NO_x dépendent également des caractéristiques de combustion et de la présence d'un système de DeNO_x. Eurelectric a signalé des émissions de NO_x comprises entre 300 et 400 mg/Nm³, des niveaux de poussières compris entre 10 et 50 mg/Nm³ et, pour la combustion à la tourbe, un niveau de SO₂ compris entre 200 et 400 mg/Nm³ pour les nouvelles installations de combustion à la tourbe et à la biomasse.

5.3.4.2 Émissions atmosphériques des installations de combustion à la tourbe

Puissance (MW _{th})	Tech. de comb.	Mesures de réduction des émissions	Émissions atmosphériques (mg/Nm ³)							Remarques
			SO ₂	NO _x	Poussières	CO	HF	HCl	NH ₃	
50-100	GF									
	PC									
	AFBC									
100-300	PC									
	AFBC	FF	10	90	10	150		5		Combustible (50 % de tourbe et 50 % d'écorce) Dioxines 0,008 ng de TE/Nm ³ HAP 0,1 mg/Nm ³
	AFBC	ESP	330-450	300-350						
> 300	PC									
	AFBC		540-620	900-1000						

Remarques :
GF (combustion en couche) **AFBC** (combustion en lit fluidisé atmosphérique) **PFBC** (combustion en lit fluidisé sous pression)
PC (combustion à charbon pulvérisé) **ESP** (électrofiltre) **FGD(hum)** (désulfuration des fumées par voie humide)
FGD(sds) (désulfuration des fumées par procédés semi-secs) **FGD(dsi)** (désulfuration des fumées par procédés secs (injection de sorbant sec)
FF (filtre à manches) **MP** (..) (mesures principales de réduction des NO_x) **SCR** (réduction sélective catalytique de NO_x) **SNCR** (réduction sélective non catalytique de NO_x).

Tableau 5.19 : émissions atmosphériques des installations de combustion à la tourbe

Puissance (MW _{th})	Tech.de comb.	Mesure de réduction des émissions	Rendement électrique (%)	Rendement énergétique (%)	Émissions spécifiques atmosphériques (mg/MJ)					
					SO ₂	NO _x	Poussières	CO	HF	HCl
50-100	GF									
	PC									
	AFBC									
100-300	PC									
	AFBC	MP (air étagé)/calcaire/ESP			136	99	2			
> 300	PC									
	AFBC									

Remarques :
GF (combustion en couche) **AFBC** (combustion en lit fluidisé atmosphérique) **PFBC** (combustion en lit fluidisé sous pression)
PC (combustion à charbon pulvérisé) **ESP** (électrofiltre) **FGD(hum)** (désulfuration des fumées par voie humide)
FGD(sds) (désulfuration des fumées par procédés semi-secs) **FGD(dsi)** (désulfuration des fumées par procédés secs (injection de sorbant sec)
FF (filtre à manches) **MP** (..) (mesures principales de réduction des NO_x) **SCR** (réduction sélective catalytique de NO_x) **SNCR** (réduction sélective non catalytique de NO_x).

Tableau 5.20 : émissions atmosphériques spécifiques des installations de combustion à la tourbe

5.3.5 Résidus de combustion et autres

Propriétés des cendres de la biomasse et de la tourbe

La teneur en minéraux des cendres de la tourbe est très semblable à celle des composants d'un sol sablonneux. De par la base de calcaire sur laquelle les tourbières ont été formées, les cendres de tourbe en Irlande contiennent généralement 25 à 55 % de CaO lorsqu'elles sont utilisées comme combustible. La technique de combustion appliquée a un effet sur la nature des cendres produites même si la qualité de la tourbe est le facteur déterminant.

Les cendres de la tourbe sont formées à partir de la matière minérale de la tourbe. Les cendres pulvérulentes issues de la combustion en lit fluidisé contiennent également un lit de sable de la chambre de combustion.

Les cendres volantes de la tourbe sont une fine poudre qui se compose principalement de particules de silice variable, d'alumine et d'oxyde de fer (65-75 %). Les autres espèces majeures sont des composées des métaux alcalins et alcalino-terreux (10-55 %) et des particules de tourbe imbrûlée (0-5 %). De par la base de calcaire sur laquelle les tourbières ont été formées, les cendres de tourbe en Irlande contiennent généralement 25 à 55 % de CaO. Les cendres volantes contiennent également des éléments traces, par exemple des métaux.

Cendres issues de la combustion avec injection de calcaire

Les cendres issues de la combustion en lit fluidisé avec injection de calcaire contiennent le produit final de la réaction de désulfuration, l'oxyde de calcium inaltéré et le calcaire (environ 15 % pds).

Solubilité des cendres

La solubilité des éléments traces dans les cendres volantes est un facteur essentiel lors de l'évaluation des impacts potentiels sur l'environnement. Les métaux alcalins et alcalino-terreux (le sodium et le potassium par exemple) et d'autres éléments minéraux comme le bore et les chlorures sont les composés les plus solubles. Les métaux traces des cendres sont faiblement solubles dans l'eau.

5.3.6 Sources potentielles d'émission sonore

Lors de l'exploitation de l'installation, le bruit est généralement assimilable à un bruit régulier de type industriel. Les sources sonores principales dans la centrale électrique à la tourbe/biomasse sont les turbines, générateurs, chaudières, pompes, ventilateurs et surpresseurs ainsi que les opérations de manipulation/manutention de la tourbe/biomasse. La plupart de ces éléments se situent à l'intérieur des bâtiments, ainsi le bruit est atténué par les structures des parois. Le bruit lié à l'exploitation peut être limité grâce à des solutions de construction, par exemple en enrobant les éléments ou en utilisant des silencieux.

Une attention particulière doit être portée lors de la coupe de paille nécessaire à la co-combustion avec le charbon dans les chaudières à combustible pulvérisé. Un moyen efficace de couper la paille consiste à utiliser un broyeur à marteau (dont le niveau sonore est élevé). Il est également primordial de porter une attention particulière au transport pneumatique vers le brûleur.

5.4 Techniques à prendre en compte pour déterminer les MTD de la combustion de la biomasse et de la tourbe

Cette section présente les techniques qui ont été prises en compte pour déterminer les MTD dans le cadre de la prévention ou de la réduction des émissions et de l'augmentation du rendement thermique. Elles sont actuellement toutes disponibles d'un point de vue commercial. Dans ce chapitre, les techniques à prendre en compte ont uniquement été décrites de façon générale, mais pour la plupart d'entre elles, des descriptions plus détaillées sont présentées dans le Chapitre 3. Des exemples sont également donnés dans la Section 5.2 afin de démontrer en détail les performances environnementales de ces techniques dans une application réelle. En principe, les techniques générales décrites dans le Chapitre 3 s'appliquent également dans une grande partie, à la combustion de la biomasse et de la tourbe, et elles doivent généralement être considérées comme des techniques à prendre en compte pour déterminer les MTD. Pour obtenir des descriptions plus détaillées, reportez-vous au Chapitre 3.

Pour éviter toute répétition dans ce document, reportez-vous aux systèmes de management environnemental (SME) à la Section 3.15.

5.4.1 Techniques de déchargement, stockage et manipulation/manutention du combustible

Technique	Avantage pour l'environnement	Applicabilité		Expérience opérationnelle	Effets croisés	Aspect économique	Remarques
		Nouvelles installations	Retrofit (reconversion)				
Transport et manipulation/manutention de la biomasse et de la tourbe							
Systèmes de transfert fermés avec filtres à manches	Réduction des émissions de poussières fugitives	Possible	Possible	Élevée	Aucun	Non disponible	
Convoyeurs ouverts avec auvent	Réduction des émissions de poussières fugitives	Possible	Possible	Élevée	Aucun	Non disponible	Les transporteurs à courroie ouverts peuvent uniquement être envisagés pour les matériaux en morceaux (morceaux de bois)
Déchargement de la biomasse et de la tourbe dans des bâtiments fermés et équipés d'un filtre à manches permettant de réduire les poussières	Réduction des émissions de poussières fugitives	Possible	Possible	Élevée	Aucun	Non disponible	
Dispositifs de nettoyage des transporteurs à courroie	Réduction des émissions de poussières fugitives	Possible	Possible	Élevée	Aucun	Non disponible	
Stockage de la biomasse, de la tourbe et des additifs							
Stockage de la matière combustible poussiéreuse fine dans des zones ou des silos fermés	Réduction des particules fines	Possible	Possible	Élevée	Aucun	Non disponible	
Stockage séparé des biocombustibles de différentes qualités	Conditions de combustion stables	Possible	Possible	Élevée	Aucun	Non disponible	
Stockage fermé de chaux/calcaire dans des silos équipés de dispositifs de réduction des poussières	Réduction des particules fines	Possible	Possible	Élevée	Aucun	Non disponible	
Surfaces étanches munies de systèmes de drainage	Prévention contre la contamination du sol et des eaux souterraines	Possible	Possible	Élevée	Aucun	Coût supplémentaire lié au traitement des eaux usées	L'eau de drainage collectée doit être traitée dans un bassin de décantation
Auvents pour le stockage ouvert du bois en morceaux, etc.	Réduction des émissions de poussières fugitives	Possible	Possible	Élevée	Non	Non disponible	
Stockage de l'ammoniac sous forme d'une solution aqueuse d'ammoniac	Sécurité supérieure	Possible	Possible	Élevée	Moins de risques que le stockage de l'ammoniac liquide sous pression	Non disponible	

Tableau 5.21 : techniques de déchargement, stockage et manipulation/manutention du combustible

5.4.2 Techniques de prétraitement des combustibles

Technique	Avantage pour l'environnement	Applicabilité		Expérience opérationnelle	Effets croisés	Aspect économique	Remarques
		Nouvelles installations	Retrofit (reconversion)				
Séchage du combustible	Augmentation du rendement	Possible	Possible	Expérience limitée	Augmentation du rendement	Coût supplémentaire lié aux sécheurs	Un pouvoir calorifique inférieur peut être produit à partir des procédés de chaleur pour augmenter l'énergie combustible. Les sécheurs à vapeur sont les plus efficaces
Gazéification de la biomasse	Augmentation du rendement de l'installation et diminution des niveaux d'émission. Le gaz peut être utilisé comme un combustible de recombustion pour réduire les émissions de NO _x	Possible, mais jusqu'à maintenant, uniquement appliquée dans des installations de démonstration et pilotes	Possible, mais jusqu'à maintenant, uniquement appliquée dans des installations de démonstration et pilotes	Expérience limitée		Solution onéreuse à petite échelle	À court terme, la gazéification peut constituer une solution viable à la combustion normale, en particulier au vu des rendements électriques attendus de 51-55 %
Pressage de l'écorce	Augmentation du rendement de combustion	Possible	Possible	Élevée	Émissions de DBO élevées dans l'eau et utilisation et maintenance énergétiques élevées		

Tableau 5.22 : techniques de prétraitement des combustibles

5.4.3 Techniques de combustion

Technique	Avantage pour l'environnement	Applicabilité		Expérience opérationnelle	Effets croisés	Aspect économique	Remarques
		Nouvelles installations	Retrofit (reconversion)				
Cogénération)	Augmentation du rendement du énergétique, diminution de la consommation de combustible	Possible	Possible	Élevée		Non disponible	De nos jours, la tourbe et la biomasse sont principalement utilisées en cogénération car le rendement énergétique est élevé (75-90 %)
Combustion en couche	Variable pour différents biocombustibles comme la paille	Possible	Possible	Élevée	Aucun	Non disponible	
Grille mobile du foyer à projection	Combustion élevée du combustible avec des niveaux d'émission faibles (niveaux faibles d'émission de NOx)	Possible	Possible	Appliquée dans les nouvelles installations	Aucun	Non disponible	
Combustion en lit fluidisé (CFBC et BFBC)	Combustion élevée du combustible avec des niveaux d'émission faibles (niveaux faibles d'émission de NOx)	Possible	Possible	Appliquée dans les nouvelles installations	Aucun	Non disponible	Principale technique de combustion actuelle pour la biomasse et la tourbe
Combustion pulvérisée de tourbe	Bon rendement exergétique	Possible	Possible	Élevée		Non disponible	

Tableau 5.23 : techniques de combustion

5.4.4 Techniques pour augmenter le rendement

Technique	Avantage pour l'environnement	Applicabilité		Expérience opérationnelle	Effets croisés	Aspect économique	Remarques
		Nouvelles installations	Retrofit (reconversion)				
Cogénération	Augmentation du rendement	Possible	Possible	Élevée		Non disponible	De nos jours, la tourbe et la biomasse sont principalement utilisées en cogénération grâce au rendement énergétique élevé (75-90 %) par rapport au rendement électrique qui s'élève à seulement 25 % environ.
Changement des aubes de la turbine	Augmentation du rendement	Possible	Possible	Élevée	Aucun	Non disponible	Les aubes de la turbine à vapeur peuvent être changées en aubes tridimensionnelles lors d'intervalles de maintenance réguliers
Chauffage régénératif de l'eau d'alimentation	Augmentation du rendement	Possible	Très limitée	Appliqué dans les nouvelles installations et dans certaines installations existantes	Aucun	Non disponible	Le retrofit (reconversion) du chauffage régénératif de l'eau d'alimentation est également possible dans certains cas
Pressage de l'écorce	Augmentation du rendement de combustion	Possible	Possible	Élevée	Émissions de DBO élevées dans l'eau et utilisation et maintenance énergétiques élevées		
Séchage du combustible	Augmentation du rendement, développement pour les biocombustibles potentiels, utilisation plus sûre	Possible	Possible	Limitée			De nouvelles solutions techniques sont en cours de développement. La mise en œuvre des systèmes de séchage permet d'économiser jusqu'à 10 % de la consommation de combustible avec des combustibles humides comme la tourbe ou le bois énergie. De nombreuses technologies alternatives sont commercialisées. La culture, le stockage et le transport des biomasses humides sont sûrs. De nombreux avantages peuvent être obtenus si le combustible peut être séché juste avant sa combustion

Tableau 5.24 : techniques pour augmenter le rendement

5.4.5 Techniques à prendre en compte pour la prévention et la réduction des poussières et de métaux lourds

Technique	Avantage pour l'environnement	Applicabilité		Expérience opérationnelle	Effets croisés	Aspect économique	Remarques
		Nouvelles installations	Retrofit (reconversion)				
Filtre à manches	Réduction des émissions de particules particulièrement fines de poussières (PM _{2,5} et PM ₁₀)	Possible	Possible	Élevée	Aucun	Les coûts d'investissement d'un nouveau filtre à manches sont inférieurs à celui d'un ESP, mais les coûts d'exploitation sont supérieurs	
ESP	Réduction des émissions de particules	Possible	Possible	Élevée	Aucun	Non disponible	

Tableau 5.25 : techniques à prendre en compte pour la prévention et la réduction des poussières et de métaux lourds

5.4.6 Techniques de prévention et de réduction des émissions de SO₂ des installations de combustion à la tourbe

Technique	Avantage pour l'environnement	Applicabilité		Expérience opérationnelle	Effets croisés	Aspect économique	Remarques
		Nouvelles installations	Retrofit (reconversion)				
Mesures primaires							
Co-combustion de la biomasse et de la tourbe	Réduction des émissions de SO ₂ et de CO ₂ à la source	Possible	Possible	Élevée		Dépend du type de combustible	
Injection de calcaire dans les chaudières FBC à la tourbe (CFBC et BFBC)	Réduction des émissions de SO ₂ et de NO _x	Possible	Possible	Élevée	Émissions de N ₂ O supérieures	Les chiffres des coûts sont indiqués dans l'exemple 5.2.1.1	
Mesures secondaires							
Épurateur par procédés semi-secs	Réduction des émissions de SO ₂ , HF, HCl et poussières	Possible	Possible	Élevée	Résidus qui doivent être mis en décharge	Les chiffres des coûts sont indiqués dans l'exemple 5.2.1.1	
Injection d'hydroxyde de calcium sous sa forme sèche en amont du filtre à manches ou de l'ESP	Réduction des émissions de SO ₂ , HF, HCl, poussières et Hg (si combiné avec du charbon actif)	Possible	Possible	Élevée	Les faibles niveaux de SO ₂ signifient que les possibilités d'utilisation des cendres seront moins importantes. Les rapports élevés de Ca/S entraînent un ajout important de la quantité de sous-produit recueillie par les ESP et la qualité du sous-produit a nettement changé	Non disponible	Injection dans le foyer uniquement pour les installations BFBC et CFBC. Un encrassement majeur a été signalé dans l'installation à BFBC

Tableau 5.26 : techniques de prévention et de réduction des émissions de SO₂ des installations de combustion à la tourbe

5.4.7 Techniques de prévention et de réduction des émissions de NO_x et de N₂O

Technique	Avantage pour l'environnement	Applicabilité		Expérience opérationnelle	Effets croisés	Aspect économique	Remarques
		Nouvelles installations	Retrofit (reconversion)				
Mesures principales							
Faible excès d'air	Réduction des émissions de NOx, CO et N2O et augmentation du rendement	Possible	Possible	Élevée	Réduction des émissions de NOx entraînant une augmentation du carbone imbrûlé dans les cendres	Spécifique à chaque installation	
Combustion étagée	Réduction des émissions de NOx	Possible	Possible	Élevée		Spécifique à chaque installation	
Étagement de l'air (OFA)	Réduction des émissions de NOx	Possible	Possible	Élevée	Augmentation du carbone imbrûlé dans les cendres	Spécifique à chaque installation	
Recyclage des fumées	Réduction des émissions de NOx	Possible	Possible	Élevée		Spécifique à chaque installation	
Brûleurs bas NOx	Réduction des émissions de NOx	Possible	Possible	Élevée	augmentation du carbone imbrûlé dans les cendres	Non disponible	Les brûleurs bas NOx standards ne sont pas disponibles pour la tourbe
Mesures secondaires							
Réduction sélective non catalytique (SNCR) avec l'ammoniac ou l'urée	Réduction des émissions de NOx	Possible	Possible	Élevée	Fuite d'ammoniac	Spécifique à chaque installation	
Réduction sélective catalytique (SCR)	Réduction des émissions de NOx	Possible	Possible	Élevée	Fuite d'ammoniac	Spécifique à chaque installation	

Tableau 5.27 : techniques de prévention et de réduction des émissions de NO_x et de N₂O

5.4.8 Techniques de prévention et de réduction de la pollution de l'eau

Technique	Avantage pour l'environnement	Applicabilité		Expérience opérationnelle	Effets croisés	Aspect économique	Remarques
		Nouvelles installations	Retrofit (reconversion)				
Vidange et transport du mâchefer							
Circuit d'eau fermé avec des unités de filtration ou de sédimentation	Réduction de l'évacuation d'eaux usées	Possible	Possible	Élevée		Spécifique à chaque installation	
Régénération des déminéraliseurs et des polisseurs de condensat							
Osmose inverse	Réduction de l'évacuation d'eaux usées	Possible	Possible	Élevée		Spécifique à chaque installation	
Échange d'ions	Réduction de l'évacuation d'eaux usées d'environ 15 à 50 % de l'eau déminéralisée	Possible	Possible	Élevée	La boue doit être déshydratée pour être mise en décharge	Spécifique à chaque installation	
Élutriation							
Neutralisation		Seulement en cas de fonctionnement alcalin		Élevée		Spécifique à chaque installation	
Nettoyage des chaudières, du préchauffeur d'air et du précipitateur							
Neutralisation et fonctionnement en circuit fermé ou remplacement par des méthodes de nettoyage par voie sèche	Réduction de l'évacuation d'eaux usées	Possible	Possible	Élevée		Spécifique à chaque installation	
Eaux de ruissellement en surface							
Sédimentations ou traitement chimique et réutilisation interne	Réduction de l'évacuation d'eaux usées	Possible	Possible	Élevée		Spécifique à chaque installation	

Tableau 5.28 : techniques de prévention et de réduction de la pollution de l'eau

5.4.9 Techniques de manipulation/manutention, réduction et réutilisation des résidus de combustion

Technique	Avantage pour l'environnement	Applicabilité		Expérience opérationnelle	Effets croisés	Aspect économique	Remarques
		Nouvelles installations	Retrofit (reconversion)				
Stockage, transport et manipulation/manutention des cendres							
Stockage séparé des cendres pulvérulentes et des cendres volantes	Davantage de souplesse dans la réutilisation des différentes fractions de cendres	Possible	Possible	Élevée	Aucun	Non disponible	
Stockage dans des silos fermés	Réduction des émissions de poussières fugitives	Possible	Possible	Élevée	Aucun	Non disponible	
Transport dans des big-bags ou camions à silo	Réduction des émissions de poussières fugitives	Possible	Possible	Élevée	Aucun	Non disponible	
Utilisation des cendres de la biomasse							
Utilisation des cendres de la biomasse avec des petites quantités de métaux lourds comme engrais	Réutilisation des résidus de combustion	Possible	Possible	Élevée	Aucun	Non disponible	C'est une pratique courante de séparer la partie fine des cendres de la biomasse qui contient de très grandes quantités de métaux lourds des grosses particules de cendres. Seules les grosses particules de cendres peuvent être utilisées comme engrais (en fonction de la teneur en éléments nutritifs et des paramètres du sol)

Tableau 5.29 : techniques de manipulation/manutention, réduction et réutilisation des résidus de combustion

5.5 Meilleures techniques disponibles (MTD) pour la combustion de la biomasse et de la tourbe

Pour une meilleure compréhension de cette section et de son contenu, le lecteur est invité à consulter la préface de ce document, en particulier la cinquième section de celle-ci : « Comment comprendre et utiliser ce document ». Les techniques et les niveaux d'émission et/ou de consommation associés ou les fourchettes de niveaux présentés dans cette section ont été évalués par le biais d'un processus itératif qui comprend les étapes suivantes :

- identification des principaux problèmes environnementaux du secteur, à savoir les émissions dans l'air et l'eau, le rendement thermique et les résidus de combustion
- examen des techniques les plus pertinentes pour répondre à ces principaux problèmes
- identification des meilleurs niveaux de performances environnementales sur la base des données disponibles dans l'Union européenne et dans le monde entier
- examen des conditions sous lesquelles ces niveaux de performances ont été obtenus, comme les coûts, les effets croisés et les facteurs impliqués dans la mise en œuvre de ces techniques
- sélection des meilleures techniques disponibles (MTD) et des niveaux d'émission et/ou de consommation associés pour ce secteur de façon générale, le tout conformément à l'Article 2(11) et à l'Annexe IV de la Directive.

Le jugement des experts du bureau européen de l'IPPC (prévention et réduction intégrée de la pollution) et du groupe de travail technique (TWG) concerné a joué un rôle clé dans chacune de ces étapes et dans la façon dont les informations sont présentées ici.

En se basant sur cette évaluation, les techniques et, autant que possible, les niveaux d'émission et de consommation associés à l'utilisation des MTD, sont présentées dans cette section et elles sont considérées comme étant appropriées au secteur dans son ensemble tout en reflétant dans de nombreux cas les performances actuelles de certaines installations du secteur. Lorsque les niveaux d'émission ou de consommation « associés aux meilleures techniques disponibles » sont présentés, cela doit s'entendre dans le sens où ces niveaux représentent les performances environnementales qui pourraient être anticipées comme résultat de l'application, dans ce secteur, des techniques décrites, en gardant à l'esprit l'équilibre entre les coûts et les avantages inhérents dans la définition des MTD. Toutefois, ces niveaux ne constituent pas des valeurs limites d'émission ou de consommation et ne doivent pas être compris comme tels. Parfois, il peut être techniquement possible d'obtenir de meilleurs niveaux d'émission ou de consommation, mais du fait des coûts impliqués ou des effets croisés, ils ne sont pas considérés comme étant appropriés comme MTD pour le secteur dans son ensemble. Cependant, de tels niveaux peuvent être considérés comme étant justifiés dans des cas plus spécifiques, lorsque le moteur de la mise en œuvre est spécifique.

Les niveaux d'émission et de consommation associés à l'utilisation des MTD doivent être regardés avec toutes les conditions de référence spécifiées (par exemple périodes de moyenne).

Le concept de « niveaux associés aux MTD » qui est décrit ci-dessus doit être distingué du terme « niveau atteignable » utilisé ailleurs dans le document. Lorsqu'un niveau est décrit comme « atteignable » par le biais d'une technique particulière ou d'une combinaison de techniques, il faut comprendre que le niveau peut être atteint sur une période de temps substantielle dans une installation ou un procédé correctement entretenu(e) et utilisé(e) et appliquant ces techniques.

Lorsqu'elles sont disponibles, les données relatives aux coûts ont été fournies avec la description des techniques présentées dans les sections précédentes. Cela donne une idée de l'importance des coûts impliqués. Toutefois, le coût réel de la mise en œuvre d'une technique dépend fortement de la situation spécifique en question, par exemple, des taxes, charges et caractéristiques techniques de l'installation concernée. Il est impossible d'évaluer entièrement ces facteurs spécifiques à chaque site dans ce document. En l'absence de données sur les coûts, des conclusions sur la viabilité économique des techniques ont été tirées des observations faites sur les installations existantes.

Il est entendu que les MTD générales de cette section sont un point de référence permettant de juger des performances actuelles d'une installation existante ou de juger la proposition d'une nouvelle installation. De cette façon, elles aideront à déterminer les conditions appropriées « basées sur les MTD » pour l'installation ou à définir les règles générales de nature contraignante de l'Article 9(8). Il est prévu que les nouvelles installations puissent être conçues pour atteindre, voire dépasser, les niveaux de MTD généraux qui sont présentés ici. On considère également que les installations existantes peuvent évoluer vers, voire dépasser, les niveaux de MTD généraux, sous réserve de l'applicabilité technique et économique des techniques dans chaque cas.

Les BREF ne fixent pas de normes juridiquement contraignantes, mais donnent des informations à l'intention des entreprises, des États membres et du public sur les niveaux d'émission et de consommation

qu'il est possible d'atteindre en utilisant les techniques spécifiées. Les valeurs limites appropriées pour chaque cas particulier devront être déterminées en tenant compte des objectifs de la directive IPPC et des considérations locales.

Pour éviter toute répétition dans ce document, reportez-vous aux MTD sur les systèmes de management environnemental (SME) au paragraphe 3.15.1.

5.5.1 Déchargement, stockage et manipulation/manutention de la biomasse, de la tourbe et des additifs

Les MTD dans la prévention des rejets dus au déchargement, au stockage et à la manipulation/manutention de la biomasse et de la tourbe ainsi que pour des additifs comme la chaux, le calcaire, l'ammoniac, etc. sont récapitulées dans le Tableau 5.30.

Matière	Polluants ou autres effets	MTD
Biomasse et tourbe	Poussières	<ul style="list-style-type: none"> utilisation d'équipement de chargement et de déchargement qui réduit la hauteur de chute du combustible sur le stock afin de diminuer la production de poussières fugitives, en particulier lors du stockage des produits ligneux et de la tourbe sèche systèmes de pulvérisation d'eau pour réduire la formation des poussières fugitives provenant des zones de stockage la teneur en humidité de la tourbe doit s'élever à au moins 40 % lors du transport vers l'installation. Cela permet de supprimer l'apparition de poussières fugitives hors du combustible et de réduire la vitesse de l'incendie en cas d'inflammation spontanée placement des convoyeurs de transfert dans des zones sûres et ouvertes, en surface, afin d'éviter les dommages causés par les véhicules et d'autres équipements utilisation de systèmes d'épuration pour les transporteurs à courroie afin de réduire la génération de poussières fugitives pour la tourbe sèche et la biomasse poussiéreuse, utilisation de convoyeurs clos munis, aux points de transfert, d'un équipement d'extraction et de filtration bien conçu et robuste afin de prévenir l'émission de poussières rationalisation des systèmes de transport de manière à réduire la production et le déplacement des poussières sur le site utilisation de pratiques de conception et de construction correctes et d'une maintenance adéquate
	Contamination de l'eau	<ul style="list-style-type: none"> stockage sur des surfaces étanches avec drainage, collecte par drainage et traitement de l'eau par décantation collecte des eaux de ruissellement de surface (eau de pluie) sur les zones de stockage de la biomasse et de la tourbe, qui nettoient les particules du combustible, et traitement de cet effluent collecté (décantation) avant rejet
	Combustion stable	<ul style="list-style-type: none"> des contrôles qualité sont effectués sur la paille qui a été livrée, et les données sont enregistrées sur un ordinateur logistique central garantie que, dans la co-combustion de plusieurs types de biomasse, deux systèmes de stockage ou plus sont présents de façon à ce que le mélange du combustible transmis puisse être contrôlé en fonction de la qualité des combustibles
	Prévention des incendies	<ul style="list-style-type: none"> inspection des zones de stockage de la biomasse et de la tourbe afin de déceler les incendies provoqués par l'auto-inflammation, et d'identifier les points à risque
Chaux et calcaire	Poussières	<ul style="list-style-type: none"> utilisation de convoyeurs clos, de systèmes de transfert pneumatiques et de silos munis, aux points de transfert du transport et d'approvisionnement, d'équipement d'extraction et de filtration bien conçu et robuste afin de prévenir l'émission de poussières
Ammoniac pur liquéfié	Risque en matière de santé et de sécurité selon l'ammoniac utilisé	<ul style="list-style-type: none"> pour la manipulation et le stockage d'ammoniac pur liquéfié : les réservoirs sous pression pour ammoniac pur liquéfié >100 m³ devraient être à double paroi et enterrés; les réservoirs de 100 m³ et moins devraient être construits selon des procédés de recuit du point de vue de la sécurité, l'utilisation d'une solution aqueuse d'ammoniac est moins dangereuse que le stockage et la manipulation d'ammoniac pur liquéfié

Tableau 5.30 : MTD de déchargement, stockage et manipulation/manutention de la biomasse, de la tourbe et des additifs

5.5.2 Prétraitement des combustibles

Pour le prétraitement de la biomasse, en particulier du bois, la classification basée sur la taille et la contamination du bois sont considérées comme faisant partie intégrante des MTD afin de garantir la stabilité des conditions de combustion et donc de réduire la quantité de combustible imbrûlé dans les cendres, et par conséquent les pics d'émissions. Si le bois qui est utilisé est contaminé, l'une des meilleures techniques disponibles consiste à connaître le type de contamination du bois et à effectuer une analyse des polluants de chaque charge qui arrive dans la centrale électrique. Pour augmenter le rendement thermique des centrales électriques à la tourbe, le système de séchage est considéré comme une MTD. Pour réduire la quantité d'eau et donc augmenter le rendement thermique des chaudières de combustion à la tourbe, le séchage de la tourbe par un stockage intermédiaire sur le champ de tourbe cultivé est également considéré comme une MTD.

5.5.3 Combustion

Pour la combustion de la biomasse et de la tourbe, la combustion pulvérisée, la combustion en lit fluidisé (BFBC et CFBC) ainsi que la technique de combustion en couche par foyer à projection pour le bois et la grille vibrante refroidie par de l'eau pour la combustion de la paille sont considérées comme des MTD.

L'utilisation d'un système de contrôle informatisé avancé de sorte à atteindre des performances de chaudière élevées avec une augmentation des conditions de combustion conduisant à la réduction des émissions est également considérée comme une MTD.

Concernant les systèmes de combustion en couche à biomasse, les grilles mobiles du foyer à projection font partie de la conclusion des MTD car les émissions d'oxyde d'azote ($\text{NO}_x > 200 \text{ mg/Nm}^3$) et de monoxyde de carbone qui en résultent sont généralement basses. Pour la combustion de paille qui fait appel aux grilles vibrantes refroidies par de l'eau, les températures de la vapeur doivent être inférieures à environ 500°C afin de contrôler la corrosion. Les installations de combustion à la tourbe pulvérisée n'ont pas été considérées comme des MTD pour les nouvelles installations à cause de leur rendement thermique bas.

5.5.4 Rendement thermique

Pour la réduction des gaz à effet de serre, en particulier les rejets de CO_2 des installations de combustion de tourbe, mais aussi pour la réduction de la quantité de combustible (dans ce cadre, aussi la biomasse) qui est nécessaire pour produire une unité d'énergie thermique, les meilleures options disponibles à l'heure actuelle sont les techniques et les mesures opérationnelles d'augmentation du rendement thermique.

Pour les centrales électriques à combustion à la tourbe et à la biomasse, le rendement énergétique est lié à la consommation spécifique de chaleur (intran énergétique du combustible/extrant énergétique aux bornes de la centrale électrique) et le rendement de la centrale électrique, est ici considéré comme l'inverse de la consommation spécifique de chaleur, c'est-à-dire le pourcentage d'énergie produite/intran énergétique du combustible. L'énergie combustible est mesurée comme le pouvoir calorifique inférieur.

Pour les installations de combustion à la biomasse et à la tourbe, la cogénération est de loin le moyen technique et économique le plus important pour optimiser le rendement énergétique (du combustible) car le rendement électrique d'une centrale électrique à la biomasse ou à la tourbe est normalement peu élevé (20-30 %). Dans ce contexte, la cogénération représente donc la MTD la plus importante lorsqu'elle est réalisable d'un point de vue économique, c'est-à-dire lorsque la demande locale de chaleur est suffisamment élevée pour justifier la construction d'une centrale de cogénération, ce qui est le plus souvent le cas dans les applications industrielles.

Le rendement exergetique (Voir également le chapitre 2.7.5) associé au fonctionnement de l'installation sous des conditions de MTD est compris entre 40 et 42 %. Le rendement énergétique d'une installation de cogénération appliquant les MTD est compris entre 75 et 90 %, ce qui correspond à une consommation spécifique de chaleur de l'ordre de 1,3-1,1. Il convient de garder à l'esprit que ces niveaux de MTD ne peuvent pas être atteints dans toutes les conditions de fonctionnement. Le rendement énergétique est à son maximum au point de conception de l'installation. Les rendements énergétiques réels lors de la période de fonctionnement des installations peuvent être inférieurs à cause de modifications de la charge lors du fonctionnement, de la qualité du combustible, etc. Le rendement énergétique dépend également du système de refroidissement de la centrale électrique, mais aussi de la consommation électrique du système d'épuration des fumées.

Pour les installations existantes, plusieurs techniques de retrofit (reconversion) peuvent être appliquées pour améliorer le rendement thermique. Le rendement de combustion, par exemple, peut être optimisé grâce au prétraitement des biocombustibles afin de réduire les niveaux d'humidité. Une réduction de la teneur en humidité de 60 à 40 % pourrait augmenter le rendement thermique de plus de 10 %. La co-combustion de la biomasse dans les centrales électriques de combustion au charbon fournit également un rendement électrique largement supérieur.

En général, les mesures suivantes doivent être prises en compte pour augmenter le rendement :

- combustion : réduction de la perte de chaleur à cause des gaz et des éléments non brûlés dans les déchets et les résidus solides de la combustion
- température et pression de la vapeur moyenne de travail les plus élevées possible
- chute de pression de la basse pression à l'extrémité de la turbine de vapeur la plus élevée possible par le biais de la température de l'eau de refroidissement la plus basse possible (refroidissement par eau fraîche)
- réduction de la perte de chaleur par les fumées (utilisation de la chaleur résiduelle ou du chauffage urbain)
- réduction de la perte de chaleur par le biais du mâchefer
- réduction de la perte de chaleur par le biais de la conduction et de la radiation avec l'isolation
- réduction de la consommation électrique interne en prenant les mesures appropriées, par exemple, la scorification de l'évaporateur, l'optimisation du rendement de la pompe d'alimentation en eau, etc.
- préchauffe de l'eau d'alimentation de la chaudière avec de la vapeur
- amélioration de la géométrie des aubes des turbines

Les niveaux du rendement énergétique (combustible) associés à l'application des mesures de MTD sont récapitulés dans le Tableau 5.31.

Combustible	Tech. de comb.	Rendement thermique de l'unité (net) (en %)	
		Rendement électrique	Rendement énergétique (cogénération)
Biomasse	Combustion en couche	20 environ	75-90 Selon l'application spécifique de la centrale et la demande en chaleur et en électricité
	Foyer à projection	> 23	
	FBC (CFBC)	>28 – 30	
Tourbe	FBC (CFBC et BFBC)	> 28-30	La cogénération est la MTD la mesure la plus importante pour obtenir un rendement énergétique élevé, et elle doit être prise en compte dès que la demande en chaleur est suffisamment élevée

Tableau 5.31 : niveaux du rendement thermique associés à l'application des mesures de MTD

5.5.5 Poussières

Pour dépolluer les gaz émanant des installations de combustion de biomasse et de tourbe nouvelles et existantes, les MTD sont considérés être l'utilisation d'un système de dépolluissage doté de filtres à manches (FF) ou d'un électrofiltre (ESP). Dans ce cadre, il est important de garder à l'esprit que lors de l'utilisation des combustibles à faible teneur en soufre comme la biomasse, le potentiel des performances de réduction d'un ESP diminue avec les faibles concentrations du dioxyde de soufre des fumées. Ainsi, le FF, qui permet d'obtenir des émissions de poussières de l'ordre de 5 mg/Nm³, représente l'option technique préférée de réduction des émissions de poussières.

Les cyclones et les collecteurs mécaniques utilisés seuls ne sont pas des MTD, mais ils peuvent servir d'étape de prétraitement sur le trajet des fumées. Les conclusions relatives aux MTD en matière de dépolluissage et les niveaux d'émission associés sont récapitulés dans le Tableau 5.32. Les niveaux de poussières associés prennent en compte le besoin de réduire les particules fines (PM₁₀ et PM_{2,5}) et l'émission des métaux lourds car ils ont tendance à s'accumuler de préférence sur les particules de poussières les plus fines.

Les niveaux d'émission associés aux MTD sont basés sur une moyenne journalière, des conditions standard et un niveau d'O₂ de 6 %, dans le cadre d'une situation de charge classique. Pour les pointes de charge, les périodes de démarrage et d'arrêt ainsi que pour les problèmes de fonctionnement des systèmes d'épuration des fumées, des pics de valeurs sur une courte période qui pourraient être supérieures doivent être prises en compte.

Puissance (MW _{th})	Niveau d'émission des poussières (mg/Nm³)		MTD pour atteindre ces niveaux	Contrôle	Applicabilité	Commentaires
	Nouvelles installations	Installations existantes				
50-100	5-20	5-30	FF/ESP	Continu	Installations nouvelles et existantes	Le taux de réduction associé à l'utilisation d'un filtre à manches est d'environ 99,95 % ou plus et il est donc considéré comme la MTD de premier choix dans le dépoussiérage des installations de combustion de tourbe et de biomasse. On considère que le taux de réduction associé à l'utilisation d'un ESP s'élève à 99,5 % ou plus
100-300	5-20	5-20	FF/ESP	Continu	Installations nouvelles et existantes	
> 300	5-20	5-20	FF/ESP	Continu	Installations nouvelles et existantes	
Remarques : ESP (électrofiltre), FF (filtre à manches)						

Tableau 5.32 : MTD de dépoussiérage des gaz émanant des installations de combustion de biomasse et de tourbe

5.5.6 Métaux lourds

La teneur en minéraux du combustible comprend différentes substances en fonction de son origine. La biomasse et la tourbe ont une certaine concentration d'éléments traces, comme les métaux lourds. Le comportement des métaux lourds lors de la combustion implique des procédés physiques et chimiques complexes. Pour résumer, la plupart des métaux lourds s'évaporent lors du procédé de combustion et se condensent plus tard au cours du procédé à la surface des particules (par exemple, les cendres volantes). C'est pour cette raison que les MTD visant à réduire les émissions de métaux lourds émanant des fumées des installations à la biomasse et à la tourbe consistent à utiliser un ESP haute performance (taux de réduction supérieur à 99,5 %) ou un filtre à manches (taux de réduction supérieur à 99,95 %). Le filtre à manches est la MTD de premier choix en matière de dépoussiérage.

5.5.7 Émissions de SO₂

La teneur en soufre de la tourbe est souvent faible, et la biomasse du bois ne contient presque pas de soufre. La biomasse à base de bois peut donc être brûlée dans une FBC sans désulfuration. Le niveau d'émission du SO₂ dépend donc uniquement de la teneur en soufre du combustible, et il est généralement inférieur à 50 mg/Nm³ (O₂ = 6 %).

Dans la combustion de la tourbe avec une teneur en soufre plus élevée ou dans la co-combustion de la biomasse/tourbe avec d'autres combustibles (par exemple, le charbon), la réduction du SO₂ par des mesures primaires et/ou secondaires (selon le mélange des combustibles) est considérée comme une MTD.

De nos jours, dans les nouvelles chaudières des installations de combustion plus petites (c'est-à-dire inférieures à 100 MW_{th}), on applique généralement la combustion en lit fluidisé. Dans ces chaudières, les techniques de désulfuration par voie humide sont trop onéreuses pour être considérées comme des MTD, et les procédés d'injection par voie sèche (désulfuration *in situ* par l'ajout de calcaire ou de dolomie au lit) peuvent être assez efficaces pour atteindre les mêmes niveaux d'émission. L'injection d'hydroxyde de calcium sous sa forme sèche en amont du filtre à manches ou de l'électrofiltre peut également permettre d'obtenir un taux de réduction élevé. Dans le foyer, l'injection de calcaire associée à un épurateur à base d'oxyde de calcium peut également être assez efficace dans certains cas. Ces mesures permettent également de supprimer les émissions nocives, comme le HCl. On considère que le niveau de HC associé à l'utilisation des MTD est inférieur à 25 mg/Nm³.

Le degré de désulfuration des chaudières à FBC à la tourbe est nettement inférieur à celui des chaudières à FBC au charbon. Le degré de désulfuration avec des rapports de Ca/S modérés (c'est-à-dire entre 3 et 5) pour les BFBC et les CFBC à la tourbe s'élève à environ 30-40 %. La désulfuration ne dépasse pas environ 45% dans les chaudières à BFBC, même pour des rapports de Ca/S très élevés. Dans la CFBC, le degré de désulfuration optimal s'élevait à environ 80 %, mais il ne peut pas être considéré comme une MTD dans le sens où l'utilisation de calcaire est très élevée, provoquant des problèmes avec le sous-produit et une augmentation des coûts. Dans la CFBC avec une désulfuration élevée (par exemple supérieure à 80 %), les MTD sont une combinaison d'injection de sorbants dans le foyer et l'utilisation d'une mesure secondaire.

Dans de nombreuses chaudières à FBC, la tourbe et différents types de biomasse de bois (sciure, copeaux, écorce, etc.) subissent une co-combustion. Par conséquent, la co-combustion de la tourbe et de la biomasse peut également être considérée comme une option de MTD pour la réduction du SO₂, mais aussi pour la réduction des émissions de CO₂ dans les installations de combustion à la tourbe. Lors de la co-combustion du bois et de la tourbe, il arrive également qu'une partie du soufre contenu dans la tourbe réagisse avec les cendres de bois, et cela agit comme un agent de désulfuration supplémentaire dans les chaudières à FBC. Par la co-combustion du charbon avec de la biomasse, les niveaux de SO₂ qui peuvent être atteints dépendent dans une certaine mesure de la teneur en soufre du charbon et du niveau de co-combustion.

Les conclusions relatives aux MTD en matière de désulfuration et les niveaux d'émission associés de la combustion de la tourbe sont récapitulés dans le Tableau 5.33. Les niveaux d'émission associés aux MTD sont basés sur une moyenne journalière, des conditions normales et un niveau d'O₂ de 6 %, représentant une situation de charge classique. Pour les pointes de charge, les périodes de démarrage et d'arrêt ainsi que pour les problèmes de fonctionnement des systèmes d'épuration des fumées, des pics de valeurs sur de courtes périodes, qui pourraient être supérieures, doivent être prises en compte.

Puissance (MW _{th})	Technique de combustion	Niveau d'émission de SO ₂ associé aux MTD (mg/Nm ³)		Options des MTD pour atteindre ces niveaux (liste non exhaustive)	Applicabilité	Contrôle
		Nouvelles installations	Installations existantes			
50-100	PC	200-300	200-300	Injection de calcaire Injection d'hydroxyde de calcium sous sa forme sèche en amont du filtre à manches ou de l'ESP FGD(sds)	Installations nouvelles et existantes	Continu
	FBC (CFBC et BFBC)	200-300	200-300	Co-combustion de biomasse et de tourbe Injection de calcaire Injection d'hydroxyde de calcium sous sa forme sèche en du filtre à manches ou de l'ESP FGD(sds)	Installations nouvelles et existantes	Continu
100-300	PC	200-300	200-300	Injection de calcaire Injection d'hydroxyde de calcium sous sa forme sèche en amont du filtre à manches ou de l'ESP FGD(sds)	Installations nouvelles et existantes	Continu
	FBC (CFBC et BFBC)	150-250	150-300	Co-combustion de biomasse et de tourbe Injection de calcaire Injection d'hydroxyde de calcium sous sa forme sèche en du filtre à manches ou de l'ESP FGD(sds)	Installations nouvelles et existantes	Continu
> 300	PC	50-150	50-200	FGD(hum) FGD(sds) Épuration à l'eau de mer Techniques combinées de réduction des émissions de NO _x et de SO ₂	Installations nouvelles et existantes	Continu
	FBC (CFBC et BFBC)	50-200	50-200	Co-combustion de biomasse et de tourbe Injection de calcaire Injection d'hydroxyde de calcium sous sa forme sèche en du filtre à manches ou de l'ESP FGD(sds) ou FGD (hum)	Installations nouvelles et existantes	Continu
Remarques : PC (combustion à charbon pulvérisé), BFBC (combustion en lit fluidisé bouillonnant), CFBC (combustion en lit fluidisé bouillonnant circulant), PFBC (combustion en lit fluidisé sous pression), FGD(hum) (désulfuration des fumées par voie humide), FGD(sds) (désulfuration des fumées par procédés semi-secs)						

Tableau 5.33 : MTD de prévention et de réduction des dioxydes de soufre dans les installations de combustion à la tourbe

5.5.8 Émissions de NO_x

En général, pour les installations de combustion à la biomasse et à la tourbe, la réduction des oxydes d'azote (NO_x) à l'aide d'une combinaison de mesures primaires et/ou secondaires (par exemple SNCR et SCR) est considérée comme une MTD. Les composés de l'azote intéressants sont le monoxyde d'azote (NO) et le dioxyde d'azote (NO₂) qui sont tous les deux appelés NO_x et le protoxyde d'azote (N₂O), en particulier pour les chaudières à FBC.

Pour la combustion en couche de la biomasse, en particulier de la biomasse à base de bois, la technique du foyer à projection (c'est-à-dire la combustion sur un foyer à grille mobile refroidie par de l'air) a été considérée comme une MTD dans le cadre de la réduction des émissions de NO_x.

Dans le cas des installations de combustion à la tourbe pulvérisée, la combinaison de différentes mesures primaires est considérée comme une MTD. Cela signifie par exemple qu'on utilise des brûleurs bas NO_x avancés, en combinaison avec d'autres mesures primaires comme le recyclage des fumées, la combustion étagée (étagement de l'air), la recombustion (reburning), etc.

Dans le cas des chaudières à FBC à combustion de biomasse ou de tourbe, la MTD consiste à réduire les émissions de NO_x par la distribution de l'air ou le recyclage des fumées. On observe un léger écart entre les émissions de NO_x dans une combustion en lit fluidisé bouillonnant et dans un lit fluidisé circulant. Les valeurs d'émission les plus basses avec de la tourbe et de la biomasse sont obtenues avec des chaudières à CFBC, mais les deux techniques (CFBC et BFBC) se développent vers une diminution des valeurs d'émission, sans grandes différences à l'heure actuelle. Les niveaux d'émission associés lors de l'utilisation de méthodes primaires de réduction de NO_x dans la FBC à la biomasse et à la tourbe sont : pour la BFBC : 180-260 mg NO₂/Nm³ (O₂ = 6 %), et pour la CFBC : 155-260 mg NO₂/Nm³ (O₂ = 6 %). La fourchette de valeurs relativement large est principalement due à la variation de la teneur en azote dans le combustible (pour la tourbe, entre 0,7 et 2,5 %) ainsi qu'à la taille de la chaudière. Il a été signalé que la désulfuration par l'injection de calcaire dans la chaudière augmente l'émission de NO_x de 10 à 25 mg/Nm³ (O₂ = 6 %).

De plus, la réduction sélective non catalytique (SNCR) par l'alimentation d'urée ou d'ammoniac dans le foyer fait partie des MTD. Pour éviter toute fuite d'ammoniac avec la technique de SNCR, une faible couche de catalyseur de SCR peut être installée dans la zone de l'économiseur de la chaudière. Comme ce catalyseur réduit la fuite d'ammoniac, il permet également de réduire la quantité de NO_x correspondante. Dans les chaudières à CFBC faisant appel à la combinaison de SNCR et de SCR, il est possible d'atteindre une émission de NO_x de 50 mg/Nm³ avec une fuite d'ammoniac inférieur à 5 mg/Nm³.

Outre l'utilisation des mesures primaires, la SCR est considérée comme une possibilité de réduction des émissions de NO_x, et elle fait donc partie intégrante des MTD. Pour les installations de combustion la paille, l'application de la SCR peut ne pas être possible à cause de l'empoisonnement rapide du catalyseur dû à la formation de composés de potassium. La SCR a été mis en place au milieu des années 1990, et on compte actuellement six chaudières à biomasse dotées d'un système de SCR dans le secteur de l'énergie. Cinq d'entre elles sont des chaudières à lits fluidisés (BFBC/CFBC) pour la cogénération et une d'entre elles est une petite chaudière à combustion en couche pour la cogénération (40 MW, mélange de biomasse/tourbe). Pour toutes les chaudières à FBC, il est avantageux d'appliquer une combinaison de SNCR et de SCR (configuration charge élevée en poussières). La chaudière à combustion en couche possède uniquement une SCR (configuration charge faible en poussières). En général, les émissions de NO_x après la SCR sont inférieures à 30 mg/MJ (< 90 mg/m³).

Les conclusions relatives aux MTD dans le cadre de la prévention et du réduction des émissions de NO_x et des niveaux d'émission associés sont récapitulées dans le Tableau 5.34. Les niveaux d'émission associés aux MTD sont basés sur une moyenne journalière, des conditions normales et un niveau d'O₂ de 6 %, représentant une situation de charge classique. Pour les pointes de charge, les périodes de démarrage et d'arrêt ainsi que pour les problèmes de fonctionnement des systèmes d'épuration des fumées, des pics de valeurs sur de courtes périodes, qui pourraient être supérieures, doivent être prises en compte.

Puissance (MWth)	Technique de combustion	Niveau d'émission de NO _x associé aux MTD (mg/Nm ³)		Options des MTD pour atteindre ces niveaux (liste non exhaustive)	Applicabilité	Contrôle
		Nouvelles installations	Installations existantes			
50-100	Combustion en couche	170-250	200-300	Foyer à projection		Continu
	PC	150-250	150-300	Combinaison de MP (comme l'étagement de l'air et du combustible, brûleur bas NO _x , etc.) SCR	Installations nouvelles et existantes	Continu
	FBC (CFBC et BFBC)	150-250	150-300	Combinaison de MP (comme la distribution de l'air ou le recyclage des fumées)	Installations nouvelles et existantes	Continu
100-300	PC	150-200	150-250	Combinaison de MP (comme l'étagement de l'air et du combustible, brûleur bas NO _x), Si nécessaire SNCR et/ou SCR	Installations nouvelles et existantes	Continu
	FBC (CFBC et BFBC)	150-200	150-250	Combinaison de MP (comme la distribution de l'air ou le recyclage des fumées)	Installations nouvelles et existantes	Continu
> 300	PC	50-150	50-200	Combinaison de MP (comme l'étagement de l'air et du combustible, brûleur bas NO _x) Si nécessaire SNCR et/ou SCR	Installations nouvelles et existantes	Continu
	FBC (CFBC et BFBC)	50-150	50-200	Combinaison de MP (comme la distribution de l'air ou le recyclage des fumées) Si nécessaire SNCR et/ou SCR	Installations nouvelles et existantes	Continu
Remarques : PC (combustion à charbon pulvérisé), BFBC (combustion en lit fluidisé bouillonnant), CFBC (combustion en lit fluidisé bouillonnant circulant), PFBC (combustion en lit fluidisé sous pression), MP (mesures principales)						

Tableau 5.34 : MTD de prévention et de réduction de l'oxyde d'azote dans les installations de combustion à la biomasse et à la tourbe

5.5.9 Monoxyde de carbone (CO)

La MTD de réduction des émissions de CO consiste en une combustion complète, qui passe par une bonne conception du foyer, l'utilisation de techniques de surveillance des performances et de contrôle des procédés à haute performance, ainsi que l'entretien du système de combustion. Outre les conditions de combustion, un système parfaitement optimisé visant à réduire les émissions de NO_x permettra de garder les niveaux de CO entre 50 et 250 mg/Nm³, lorsque les émissions de la chaudière à FBC se situent généralement dans la partie inférieure de l'intervalle alors que les émissions de la PC et de la combustion en couche sont légèrement supérieures.

5.5.10 Acide fluorhydrique (HF) et acide chlorhydrique (HCl)

Le niveau d'émission associé aux MTD pour la combustion de la biomasse et de la tourbe est inférieur à 25 mg/Nm³. Pour les combustibles qui ne nécessitent aucune injection de sorbant pour la réduction des émissions de SO₂, et dont la teneur en alcalins inhérente ne suffit pas pour respecter le niveau des MTD, une injection supplémentaire d'alcalins fait partie des MTD.

Dans les installations de combustion qui utilisent la paille comme combustible, la variation des émissions de HCl est comprise entre 50 et 300 mg/Nm³ (valeur moyenne journalière) avec une valeur moyenne annuelle de 100 mg/Nm³. Pour les installations de combustion à la paille plus grandes, l'application d'un système d'épuration par voie humide ou par procédés semi-secs est considérée comme faisant partie des MTD si des quantités supérieures de HCl ont été mesurées. Les systèmes d'épuration par voie humide ou par procédés semi-secs réduisent toutes les deux le HCl (avec un taux de réduction d'environ 98 %). Les émissions de SO₂, qui peuvent atteindre 300 mg/Nm³ dans les gaz bruts d'une installation de combustion à la paille, peuvent également être réduites (avec un taux de réduction de 80-95 %). Dans ce cas, le niveau d'émission de HCl associé est compris entre 5 et 25 mg/Nm³.

Du fait de la production de HCl, la combustion de la paille peut provoquer un risque élevé de corrosion à haute température, en particulier dans la partie du surchauffeur de la chaudière.

5.5.11 Ammoniac (NH₃)

L'utilisation des systèmes de réduction sélective catalytique et non catalytique présente l'inconvénient d'une éventuelle émission d'ammoniac non réagi dans l'air (« fuite d'ammoniac »). On considère que la concentration des émissions d'ammoniac associée à l'utilisation des MTD est inférieure à 5 mg/Nm³.

5.5.12 Dioxines et furannes

Dans certaines installations de combustion à la biomasse, en particulier dans les installations de combustion au bois, les émissions de dioxines et de furannes ont été mesurées et un niveau d'émission inférieur à 0,1 ng/Nm³ est généralement considéré comme atteignable.

5.5.13 Bruit

Une attention particulière doit être portée lors de la coupe de paille nécessaire à la co-combustion avec le charbon dans les chaudières à combustible pulvérisé. La MTD pour la coupe de la paille consiste à utiliser un broyeur à marteau (dont le niveau sonore est élevé). Il est également primordial de porter une attention particulière au transport pneumatique vers le brûleur.

5.5.14 Pollution de l'eau

Différents flux d'eaux usées (Voir Chapitre 1) sont générés par l'exploitation des installations de combustion à la biomasse et à la tourbe. Pour réduire les émissions dans l'eau et pour éviter de contaminer l'eau, toutes les mesures qui ont été présentées dans la section 5.4.8 sont considérées comme des MTD, et elles sont récapitulées dans le Tableau 5.35.

Technique	Principal avantage pour l'environnement	Applicabilité	
		Nouvelles installations	Installations modifiées
FGD par voie humide (uniquement appliquée si nécessaire, conformément aux conditions de la Section 5.4.8)			
Traitement de l'eau par floculation, sédimentation, filtration, échange d'ions et neutralisation	Élimination des fluorures, des métaux lourds, de la DCO et des particules	MTD	MTD
Fonctionnement en circuit fermé	Réduction de l'évacuation d'eaux usées	MTD	MTD
Mélange d'eaux usées et de cendres	Évacuation de l'eaux usées évité	MTD	MTD
Vidange et transport du mâchefer			
Circuit d'eau fermé par filtration ou sédimentation	Réduction de l'évacuation d'eaux usées	MTD	MTD
Régénération des déminéraliseurs et des polisseurs de condensat			
Neutralisation et sédimentation	Réduction de l'évacuation d'eaux usées	MTD	MTD
Nettoyage des chaudières, préchauffeurs d'air et précipitateurs			
Neutralisation et fonctionnement en circuit fermé ou remplacement par des méthodes d'épuration par voie sèche	Réduction de l'évacuation d'eaux usées	MTD	MTD
Eaux de ruissellement de surface			
Sédimentations ou traitement chimique et réutilisation interne	Réduction de l'évacuation d'eaux usées	MTD	MTD

Tableau 5.35 : MTD de réduction de la contamination de l'eau usées

Comme il a été décrit dans la Section 5.4.1, le stockage de la biomasse et de la tourbe sur des surfaces étanches dotées d'un système de drainage et de collecte par drainage, ou dans des silos ou des zones de stockage fermées, est considéré comme une MTD. Toutes les eaux de ruissellement de surface (eau de pluie) provenant des zones de stockage, qui entraînent les particules de combustible, devraient être recueillies et traitées (décantation) avant rejet. On considère que le niveau d'émission de MTD associé à l'eau rejetée est inférieur à 30 mg/l.

De petites quantités d'eau contaminée par des hydrocarbures (eau de lavage) sont inévitables, occasionnellement, dans une centrale électrique. Les puits de séparation d'hydrocarbures sont généralement suffisants pour éviter tout dommage sur l'environnement.

Les autres techniques décrites pour le traitement des eaux usées au chapitre 3 peuvent généralement être également considérées comme des MTD pour ce secteur.

5.5.15 Résidus de combustion

Une attention a déjà été prêté par le secteur à l'utilisation des résidus et des sous-produits de combustion, plutôt que leur simple mise en décharge. L'utilisation et la réutilisation constituent donc la meilleure option disponible.

Il existe de nombreuses possibilités de réutilisation des différents sous-produits. Chaque utilisation définit des critères particuliers en matière de qualité des cendres. Il est impossible de couvrir tous ces critères dans le présent document de référence sur les MTD. Les critères de qualité sont habituellement liés aux propriétés structurales des cendres ainsi qu'à la teneur en substances nocives, par exemple la quantité de charbon imbrûlé dans les cendres, la solubilité des métaux lourds, etc.

5.6 Nouvelles techniques de combustion de la biomasse et de la tourbe

Gazéification de la biomasse et de la tourbe

La gazéification sous pression dans un cycle combiné de gazéification intégrée (IGCC, integrated gasification combined cycle) est l'une des technologies de haut rendement, pouvant réduire les émissions, notamment le CO₂, gaz à effet de serre, provenant de la production électrique à grande échelle basée sur des combustibles solides. La tourbe est un combustible idéal pour la gazéification grâce à sa teneur élevée en matière volatile. Le statut actuel du développement de la technologie de IGCC de biomasse dans les pays nordiques est tel qu'une unité de démonstration est en cours de construction en Suède.

La gazéification de la paille a uniquement été testée avec succès lorsqu'elle était combinée au charbon. Par conséquent, la gazéification de la paille seule doit subir un développement supplémentaire avant de pouvoir être commercialisée.

6 TECHNIQUES DE COMBUSTION POUR COMBUSTIBLES LIQUIDES

6.1 Procédés et techniques utilisés

6.1.1 Déchargement, stockage et manipulation/manutention de combustibles liquides

Les combustibles liquides sont acheminés par pipeline (canalisation), navire, train et camion, en fonction de la disponibilité des systèmes de transport au niveau du puit de pétrole, de la raffinerie et de la grande installation de combustion. Les combustibles liquides sont traités en raffineries pour une utilisation directe dans les moteurs, les dispositifs de combustion domestiques et les grandes installations de combustion. Le déchargement est généralement réalisé à l'aide de pipelines.

Le fioul est stocké dans des cuves de stockage cylindriques verticales en acier (aérées ou à toit flottant). La capacité des cuves varie entre 1000 m³ et 100 000 m³, selon le nombre de cuves et la taille de la station. Les cuves sont généralement regroupées à l'intérieur d'une enceinte étanche (bassin de rétention) capable de maintenir le volume total, ou au moins une partie (par exemple de 50 à 75 % de la capacité maximale totale de toutes les cuves, mais correspondant au moins au volume maximal de la plus grande cuve), du fioul stocké dans l'éventualité d'une fuite ou autre dommage touchant les cuves (par exemple un incendie, une explosion, une rupture de canalisation, etc.). L'enceinte étanche doit être parfaitement étanche et doit comprendre des intercepteurs d'hydrocarbures destinés à empêcher le déchargement d'hydrocarbures dans l'eau d'écoulement du site.

Selon les conditions climatiques sur le site et le type de fioul stocké, les cuves de stockage peuvent nécessiter d'être équipées de dispositifs de chauffage afin de porter le fioul (notamment le fioul lourd) à la température appropriée pour son transfert et d'assurer une atomisation correcte dans le brûleur, ce qui constitue une importante technique de réduction de la pollution. Dans de tels cas, les cuves doivent être isolées de manière appropriée. Il existe deux types de dispositifs de chauffage pouvant généralement être utilisés pour chauffer le fioul : les chauffages « de fond », qui chauffent le volume entier du fioul ; ou les chauffages « à récupération », qui sont situés juste avant les tuyauteries d'aspiration et qui ne chauffent le fioul que lorsque ce dernier quitte la cuve de stockage. Il convient de noter que l'huile de distillat légère ne nécessite pas de chauffage pour être pompée ou pour être atomisée.

La ventilation des gaz issus de la cuve de stockage vers la cuve de livraison est souvent pratiquée, à moins que des cuves de stockage à toit flottant soient utilisées. Une fermeture étanche automatique de tuyaux connectés est utilisée lors de la livraison des liquides. Les connexions de livraison sont situées à l'intérieur de l'enceinte étanche.

Des vérifications régulières du contenu des cuves afin d'identifier les fuites et de vérifier le niveau de remplissage sont pratique courante. Des systèmes automatiques, comprenant des alarmes, sont utilisés pour vérifier le niveau de remplissage. Des atmosphères inertes sont utilisées occasionnellement. Des vérifications régulières des installations de stockage et des canalisations sont pratique courante et font partie d'une bonne gestion de la station.

Les pipelines utilisées pour la livraison du combustible liquide comprennent des cuves de stockage intermédiaires. La distribution du combustible depuis les cuves de stockage du site vers les brûleurs est généralement réalisée par des pipelines en surface ou par des tranchées de service, ou, plus rarement, par des pipelines souterrains. Des barrières sont utilisées pour protéger les pipelines aériens des dommages. Lors de l'utilisation de canalisations souterraines, la solution de pointe consiste à utiliser des canalisations à double paroi avec contrôle automatique de l'espacement et des constructions spéciales (par exemple des canalisations en acier, des connexions soudées ne comportant aucune vanne dans la section souterraine, etc.).

En cas de risque de contamination des nappes phréatiques, la zone de stockage doit être imperméable et résistante au combustible stocké. Selon le point éclair du combustible liquide, il peut exister un risque d'explosion.

6.1.2 Prétraitement des combustibles liquides

6.1.2.1 Prétraitement du fioul utilisé dans les chaudières classiques

Les produits pétroliers, tels que les fiouls légers et lourds, utilisés en tant que combustibles dans de grandes installations de combustion sont traités dans une raffinerie, afin de se conformer aux spécifications nationales et internationales relatives aux combustibles. Les différentes qualités d'hydrocarbures utilisés pour différents types de grandes installations de combustion sont décrites au tableau 6.13. La quantité de soufre présent dans le combustible constitue une impureté importante dans la combustion de combustibles liquides. Bien que le fioul puisse être traité en raffinerie pour réduire la teneur en soufre, les techniques de réduction de la teneur en soufre de l'hydrocarbure ne rentrent pas dans le cadre de ce document. Elles sont donc décrites dans le BREF Raffinage.

6.1.2.2 Prétraitement des combustibles liquides utilisés dans les turbines à gaz

Seuls les combustibles liquides raffinés peuvent être utilisés directement dans les turbines à gaz alimentées au fioul. Le fioul doit être portée à la pression d'entrée nécessaire avant la combustion dans la turbine à gaz.

Le diesel, lorsqu'il est utilisé en tant que combustible dans les turbines à gaz modernes, doit être traité afin de réduire ses concentrations en sodium, potassium et calcium et d'éliminer les impuretés solides, qui abîment sinon les aubes de la turbine. Le diesel est traité dans « l'installation de traitement du combustible », qui comprend des unités d'épuration du diesel, soit une unité d'autonettoyage centrifuge, soit une unité de type électrostatique, ainsi que toutes les pompes et tuyauteries nécessaires. Tous les déchets issus de l'installation sont recueillis et envoyés à la station d'épuration.

Si du fioul lourd (HFO) doit être utilisé comme combustible dans des turbines à gaz modernes, une procédure spéciale de traitement est nécessaire. Dans ce cas, l'installation de traitement du combustible comprend des dispositifs de chauffage, destinés à chauffer le HFO non traité (de type appareils de chauffage électriques ou à serpentin à vapeur) ; des systèmes de dosage désémulsifiant, destinés à rompre l'émulsion d'hydrocarbure ; des dépoussiéreurs (centrifuges ou de type électrostatique), destinés à éliminer les impuretés solides dans le HFO, notamment pour les combustibles présentant une teneur élevée en cendres ; des dispositifs de dosage d'additifs, destinés à augmenter le point de fusion des produits d'oxydation du vanadium ; et toutes les pompes et tuyauteries nécessaires. Tous les déchets issus de l'installation sont recueillis et envoyés à la station d'épuration.

Les principales exigences pour tout combustible destiné à une utilisation en turbine à gaz sont :

- Un pouvoir calorifique élevée
- une grande constance de l'apport de chaleur à la turbine
- une grande propreté
- un faible pouvoir corrosif, aussi bien vis-à-vis des accessoires que des aubes de la turbine à chaud
- une faible tendance au dépôt et à l'encrassement, notamment sur les aubes de turbine à chaud

6.1.2.3 Prétraitement de combustibles liquides pour moteurs Diesel

Afin d'assurer un pompage et des conditions de fonctionnement corrects, les installations à moteurs Diesel doivent être approvisionnés en continu avec du fioul épuré et filtré à un débit et une viscosité appropriés (généralement pour les HFO en dessous de : 730 cSt à 50 °C). En ce qui concerne le fioul lourd, des installations de traitement des HFO similaires à celles pour les turbines à gaz sont utilisées, avec les différences suivantes : seuls des dépoussiéreurs centrifuges sont utilisés et des dispositifs de chauffage de type appareils de chauffage électriques ou à serpentin à vapeur pour chauffer le HFO à la température appropriée (afin d'atteindre la viscosité d'injection requise, généralement entre 12 et 20 cSt pour une bonne atomisation au niveau de la buse) ; et dans des cas normaux, des systèmes de dosage désémulsifiants (destinés à rompre l'émulsion d'huile) ne sont pas utilisés, ni des systèmes de dosage destinés à augmenter le point de fusion de dérivés du vanadium.

6.1.3 Chaudières alimentées au fioul

Les chaudières conçues pour brûler des combustibles liquides tels que le fioul lourd sont très semblables à des chaudières utilisées pour la combustion du charbon. Une chaudière à fioul lourd typique est présentée à la figure 6.1.

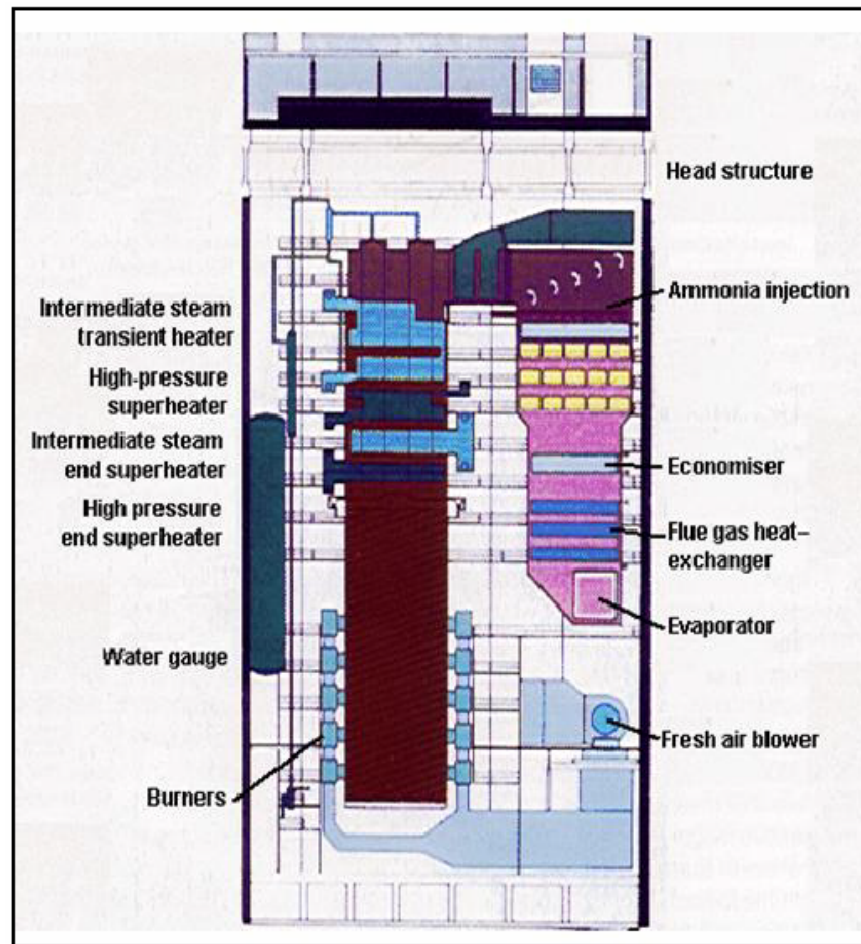


Figure 6.1 : Chaudière à fioul lourd [43, Wienstrom, 2001]

Les systèmes de combustion utilisés pour la combustion des combustibles liquides dans les chaudières sont semblables à ceux utilisés dans les installations de combustion dans lesquelles le charbon est utilisé comme combustible. Afin d'obtenir une combustion homogène, de fines gouttelettes d'aérosol mesurant de 30 à 150 μm sont pulvérisées dans la chaudière par un procédé mécanique, ou par l'action d'un fluide auxiliaire (air ou vapeur) sous pression, voire par une combinaison des deux.

Toutes les conceptions de brûleurs sont alimentées directement avec de l'air. Lorsque du fioul lourd est utilisé, une faible viscosité est nécessaire au niveau de la chaudière afin d'assurer une atomisation correcte du combustible. Afin d'obtenir cette viscosité, le fioul lourd doit être chauffé aux alentours de 120 – 140 °C. Des additifs sont utilisés afin d'améliorer la combustion du fioul lourd.

Systèmes de combustion avant ou murale : Dans les systèmes de combustion muraux horizontaux, le combustible est mélangé avec l'air de combustion. Les brûleurs sont disposés en rangées, soit sur la paroi avant uniquement, soit à la fois sur les parois avant et arrière. Cette dernière configuration est nommée « combustion opposée ».

Systèmes de combustion tangentiels ou en angle : Le système de combustion tangentiel se fonde sur le principe d'une enveloppe à flamme unique. Le combustible et l'air de combustion sont tous deux projetés depuis les boîtes à vent au coin du foyer vertical selon une ligne tangente à un petit cercle.

Trois points techniques principaux doivent être pris en considération lors de la combustion de fiouls lourds :

- la nécessité d'un transport et d'un stockage chauffé, ainsi que d'un chauffage supplémentaire avant l'atomisation, du fait de la viscosité élevée du HFO
- leur tendance à former des particules de coke
- la formation de dépôts corrosifs.

Les deux premiers points sont dus à la masse moléculaire élevée et à la nature asphalténique de certains des constituants. Les deuxième et troisième points sont dus à la présence de soufre, d'azote, de vanadium et d'autres métaux dans le combustible.

Avec des émulsions, les effets physiques d'une addition d'eau permettent d'obtenir de meilleures propriétés de combustion en améliorant l'atomisation. Des micro-explosions sont produites en résultat de la formation, de la croissance et de l'éclatement de bulles de vapeur au sein de la gouttelette surchauffée. L'hydrocarbure pouvant supporter de très hautes températures durant la combustion, les gouttelettes d'eau peuvent être surchauffées. La gouttelette d'émulsion est finalement rompue par la formation interne de bulles d'eau et leur vaporisation rapide. Ce procédé est nommé atomisation secondaire et accroît la surface d'évaporation et le mélange des espèces en combustion dans l'air. Les quantités de particules et de fumées formées sont minimisées [87, Molero de Blas, 1995].

6.1.4 Installations de combustion alimentées au fioul pour applications industrielles (dispositif de production de chaleur industrielle)

Les dispositifs de production de chaleur industrielle sont parfois nommés foyers ou dispositifs de production de chaleur à combustion directe. Il s'agit d'unités de transfert de chaleur conçues pour chauffer les produits pétroliers, chimiques et autres liquides et gaz s'écoulant par des tubes. Les liquides ou gaz s'écoulent par une série de tubes situés dans un foyer ou un dispositif de chauffage. Les tubes sont chauffés par des brûleurs à combustion directe utilisant des combustibles standard spécifiés, comme les HFO, LFO et le gaz naturel, ou les sous-produits issus des procédés d'une installation, bien que la composition de ces derniers puisse varier. Les foyers verticaux peuvent être alimentés en combustibles avec un nombre réduit de brûleurs à air forcé. Ce système de combustion permet un bon contrôle de l'air, réduit l'excès d'air, améliore le rendement énergétique et diminue les émissions de polluants. L'air de combustion peut être préchauffé de manière à diminuer la consommation d'énergie.

L'utilisation de tubes pour contenir la charge est en quelque sorte unique par rapport aux autres types d'applications de combustion industrielles. Il a été observé que le chauffage des fluides dans des tubes présente de nombreux avantages par rapport à un chauffage dans l'enveloppe d'un foyer. Ces avantages sont notamment : une meilleure adaptabilité pour un fonctionnement en continu, un meilleur contrôle, des vitesses de chauffages plus élevées, une plus grande souplesse, un risque d'incendie réduit et l'utilisation d'équipement plus compact.

Le chauffage est réalisé afin d'augmenter la température du fluide pour un procédé supplémentaire en aval ou pour favoriser les réactions chimiques dans les tubes. Les modes primaires de transfert de chaleur dans les dispositifs de production de chaleur industrielle sont la radiation et la convection de l'énergie générée par la combustion du combustible dans les brûleurs. Il peut y avoir de 1 à plus de 100 brûleurs dans un dispositif de production de chaleur industrielle classique, en fonction de la conception et des exigences du procédé. Les brûleurs peuvent être situés sur le sol ; ou sur les parois à des niveaux multiples, la combustion étant verticale vers le haut ; ou sur les parois, la combustion étant radiale vers le centre du dispositif de chauffage [180, Baukal and Schwarz, 2001].

6.1.5 Combustion en lit fluidisé

Dans les chaudières à lit fluidisé (FBC), des combustibles liquides (par exemple HFO à teneur élevée en soufre ou résidus) sont parfois brûlés en complément d'autres combustibles fossiles comme le charbon. Une désulfuration a lieu dans le lit fluidisé devant être alimenté en calcaire. Du fait de la très faible quantité de cendres produites par la combustion de combustible liquide, la consommation de calcaire peut être importante. Un autre effet est la plus faible émission de NO_x du fait de la faible température de combustion dans le lit fluidisé.

6.1.6 Moteurs (Diesel) à allumage par compression

Dans les années 1960 et 1970, les centrales électriques à base de moteur étaient principalement utilisées pour des applications à durée de fonctionnement courte, telles que les pics de production ou en secours et la production d'énergie à petite échelle. Aujourd'hui les moteurs alternatifs sont couramment utilisés, notamment pour le fonctionnement en continu des applications de production d'énergie. A la fois les centrales électriques plus importantes à base de moteur en fonctionnement en base avec une puissance pouvant atteindre 200 MWe et les installations de cogénération décentralisées de taille plus faible sont courantes aujourd'hui au niveau mondial. Une des raisons de cette tendance est le développement dans les dernières décennies de moteurs lents et semi-rapides à fort rendement adapté au fonctionnement en base. Des moteurs Diesel semi-rapides pouvant atteindre une puissance unitaire thermique de 50 MWth ou

plus, les moteurs Diesel fonctionnant au gaz (de types « haute pression » ou « basse pression (dual fuel (bi-combustible)) ») pouvant atteindre une puissance unitaire thermique de 40 MWth sont disponibles sur le marché. Les moteurs Diesel lents ont une puissance unitaire thermique de 130 MWth ou plus et les moteurs Diesel à combustible gazeux ont une puissance unitaire thermique pouvant atteindre 85 MWth.

Il existe néanmoins en Europe peu d'installation de ce type débitant sur le réseau pour la production d'énergie avec des combustibles liquides. Les applications sont limitées à des systèmes plus isolés (par exemple fonctionnant sur des îles) où aucune autre possibilité d'alimentation en combustible n'existe.

Les avantages du moteur alternatif pour ce genre d'application sont nombreux, par exemple rendement thermique élevé (faible consommation de combustible), un réglage optimal pour s'adapter à différentes exigences de charge, une durée de construction courte, une maintenance simple et une conception robuste.

D'autres avantages attrayants de la centrale électrique fonctionnant avec un moteur, notamment d'un point de vue environnemental, sont que ces centrales électriques peuvent être situées dans des zones urbaines ou industrielles à proximité des consommateurs de chaleur et d'électricité. Moins de lignes réseau sont alors nécessaires et les pertes d'énergie et les demandes de terrain associées peuvent être minimisées. Les installations de cogénération fonctionnant avec un moteur sont par exemple particulièrement adaptées aux applications industrielles, aux entreprises d'utilité locales, aux immeubles résidentiels et commerciaux. La chaleur peut être récupérée sous forme de vapeur, d'eau chaude, d'air chaud, etc. Des options d'utilisation possible pour la chaleur récupérée se trouvent dans le chauffage/refroidissement urbain, les procédés de désalination et pour le préchauffage de l'air pour certains procédés, etc. Le rapport optimal chaleur/électricité pour une installation à moteur alternatif est généralement d'environ 1 (dans une centrale thermique de haute qualité) en comparaison d'un système thermique de basse qualité avec généralement un rapport chaleur/électricité de 3/2 ou plus. Dans de nombreux endroits, la quantité d'utilisation de la chaleur agit en tant que goulet (c'est à dire que la demande en électricité s'accroît, mais que la demande en chaleur est statique). Par l'utilisation d'une centrale thermique de haute qualité, la cogénération peut donc être mise en place plus facilement.

Les moteurs Diesel sont souples en matière de combustible et peuvent utiliser des combustibles tels que le diesel, le fioul lourd, le gaz, le pétrole brut, les biocarburants, voire dans certains cas l'orimulsion. Dans un moteur Diesel, de l'air est admis dans le cylindre puis comprimé par le piston. Du combustible est injecté dans le cylindre et est allumé par la chaleur de la compression de l'air. Le mélange en combustion du combustible et de l'air se détend, poussant le piston. Les produits de combustion sont enfin éliminés du cylindre, achevant ainsi le cycle. L'énergie libérée de la combustion du combustible est transférée au volant moteur par le mouvement du piston. Un alternateur est relié au volant moteur en rotation et produit de l'électricité.

Lors de l'utilisation de fioul lourd, le combustible est d'abord pré-nettoyé et chauffé dans un système de traitement de combustible avant d'être injecté dans le moteur. Les filtres et les séparateurs du système de traitement du combustible éliminent les impuretés et l'eau du combustible. Le fioul lourd est préchauffé à la viscosité requise, pour une bonne atomisation du combustible au niveau de la buse de pulvérisation. La pression du combustible liquide est augmentée à 1100 – 1800 bar (selon le type de moteur) afin d'obtenir une distribution de gouttelettes assez petite pour une combustion totale et rapide. Lors de l'utilisation de fioul léger, aucune opération de préchauffage ou de séparation du combustible n'est généralement nécessaire. La conception de la buse de pulvérisation pour l'alimentation en combustible est un des facteurs clés du procédé de combustion.

La combustion est réalisée en partie à volume constant avec une augmentation de la pression, la combustion principale ayant lieu à pression constante. La combustion n'est pas continue, mais a lieu uniquement pendant une partie du cycle. La pression et la température de fin de compression sont des paramètres importants pour assurer une bonne combustion. La pression maximale doit être limitée afin d'éviter les dommages. Les matériaux du moteur peuvent supporter des températures d'environ 1200 °C, ce qui permet une température de cycle maximale de 2500 °C. L'efficacité de ce type de moteur est donc d'environ 40 – 50 %.

Le moteur dual fuel

Le moteur dual fuel est un nouveau type de moteur développé pour les pays dans lesquels le gaz naturel est disponible. Ce type de moteur est polyvalent en matière de combustible. Il peut fonctionner avec du gaz naturel basse pression ou des combustibles liquides, tel que le diesel (combustibles de secours, etc.), du fioul lourd, etc. Il peut également fonctionner à pleine charge dans les deux modes de combustible. En mode gaz, le moteur fonctionne en mélange pauvre, c'est à dire qu'il y a environ deux fois plus d'air dans le cylindre en comparaison de la quantité minimale nécessaire pour une combustion complète du gaz.

Ceci permet de contrôler la combustion contrôlée et une puissance spécifique élevée sans risque immédiat de détonation ou d'auto-allumage. Dans les moteurs à gaz, la compression du mélange air/gaz avec le piston ne fournit pas assez d'énergie pour initier le procédé de combustion. Il est donc nécessaire d'ajouter une énergie supplémentaire. Ceci est réalisé en injectant un petit flux de combustible pilote (par exemple de le diesel). Un combustible liquide tel que le diesel a une température d'auto-allumage plus basse que le gaz, la chaleur dans le cylindre proche du point mort haut est suffisante pour allumer le combustible liquide, qui en tournant crée suffisamment de chaleur pour brûler le mélange air/gaz. La quantité de combustible pilote est généralement inférieure à un à deux pourcents de la consommation totale de combustible à pleine charge. Ce moteur fonctionne selon le procédé Diesel lorsque du combustible liquide est utilisé et selon le cycle Otto lorsque du combustible gazeux est utilisé. Le mélange de gaz de combustion et d'air se détend, poussant le piston. Les produits de combustion s'échappent enfin du cylindre, achevant ainsi le cycle. L'énergie libérée de la combustion du combustible est transférée au volant moteur par le mouvement du piston. Un alternateur est relié au volant moteur en rotation et produit de l'électricité [88, Euromot, 2001].

6.1.7 Turbines à gaz alimentées par du combustible liquide

Les turbines à gaz alimentées par du combustible liquide (et non le combustible de secours) sont très rarement utilisées en Europe. Ceci est dû aux coûts élevés de tels combustibles, principalement des distillats légers ; ainsi qu'à la contrainte imposée par les combustibles liquides sur les aubes de la turbine à gaz et les systèmes de repos en comparaison du gaz naturel. Ses applications sont donc très rares et uniquement dans certains cas où un approvisionnement en gaz naturel n'existe pas. Deux type de turbines à gaz alimentées par du combustible liquide sont actuellement utilisées : les turbines à gaz à haut rendement et les turbines à gaz dérivées de moteurs d'avions, nommées aérodérivée.

Au moyen d'un compresseur axial, de l'air sous pression est introduit dans les chambres de combustion, à l'endroit où les injecteurs de combustible sont connectés. Pendant la réaction de combustion, la température du gaz augmente et à une température comprise entre 1000 et 1350 °C, il est introduit dans la turbine. Ces gaz chauds sont dépressurisés dans la turbine, qui fait fonctionner simultanément le compresseur d'air et l'alternateur, qui à leurs tours génèrent de l'électricité. En configuration de « cycle ouvert », les gaz de combustion sont libérés directement dans l'atmosphère à une température >450 °C. Le rendement thermique est alors compris entre 30 et 40 %.

Les turbines à gaz (GT en anglais, TG en français) peuvent fonctionner avec une large gamme de combustibles liquides, tels que le combustible naphta résiduel. Les turbines à gaz en général et les aérodérivatives en particulier fonctionnent avec du fioul de distillat léger ou du kérosène. Pour les turbines de conception récente, qui ont des températures à l'entrée de la turbine élevées, les spécifications des fabricants de combustible d'alimentation sont très strictes. Elles stipulent les propriétés physiques et chimiques nécessaires afin de satisfaire aux exigences de l'équipement et aux normes environnementales, notamment en ce qui concerne les contaminants métalliques (sodium, potassium, plomb, vanadium, calcium), le soufre et les cendres.

6.1.8 Cogénération (CHP)

La cogénération utilise un procédé unique pour générer à la fois de l'électricité et de la chaleur utilisable. La cogénération, c'est à dire la « production combinée de chaleur et d'électricité » (CHP en anglais) est une technologie prouvée et est principalement appliquée aux installations industrielles dans lesquelles à la fois de la chaleur (eau chaude ou vapeur) et de l'électricité sont nécessaires. En plus d'une économie d'énergie, la cogénération a aussi des bénéfices environnementaux par l'utilisation plus efficace de combustibles fossiles. Ceci conduit à moins d'émissions que la production séparée d'électricité et de chaleur et à un rendement exergétique et énergétique optimisés.

Les turbines à vapeur alimentées par des chaudières fonctionnant avec des combustibles fossiles ont été utilisées pour les systèmes de cogénération industrielles depuis de nombreuses années. La vapeur de pression élevée obtenue dans une chaudière classique est détendue dans une turbine afin de générer de l'énergie mécanique, qui peut alors être utilisée pour faire fonctionner un générateur électrique. L'énergie générée dépend de la réduction possible de la pression de vapeur dans la turbine tout en satisfaisant aux besoins en énergie thermique de la station.

Les moteurs stationnaires sont également bien adaptés et couramment utilisés pour la cogénération (CHP), c'est à dire pour la production d'eau chaude, de vapeur (parfois avec une turbine à vapeur supplémentaire pour améliorer le rendement électrique), la désalination de l'eau de mer, les systèmes de refroidissement urbain et pour le chauffage de l'air. Le rendement énergétique totale de ce type

d'installation est très élevé, pouvant atteindre 90 % dans certaines applications. Les rapports chaleur/électricité des applications de cogénération par moteur sont généralement compris entre 0,5 et 1,3. Par exemple, l'émission spécifique de CO_2 pour des installations de cogénération (CHP) est de 370 g/kWh (électricité produite + chaleur récupérable) lors de l'utilisation de HFO (fioul lourd) avec un rendement total de l'installation d'environ 80 % [88, Euromot, 2001].

Les turbines à gaz peuvent être utilisées dans des installations de cogénération (CHP) spécialisées, comme ci-dessus. Les complexes industriels peuvent produire de l'électricité sur place lorsque des rapports chaleur/électricité élevés existent, c'est à dire compris entre 1,5 et 3.

6.1.9 Combustion à cycle combiné

L'idée des cycles combinés est issue du besoin d'amélioration de l'efficacité du cycle Joule simple en utilisant la chaleur perdue dans les gaz d'échappement des turbines. Ceci constitue une solution naturelle car la turbine à gaz est une machine de température relativement élevée et la turbine à vapeur une machine de température relativement basse.

Les systèmes de combustion à cycle combiné peuvent être utilisés pour des combustibles liquides de la même façon qu'ils sont utilisés pour d'autres combustibles. Du fioul lourd ou léger est parfois utilisé pour une combustion supplémentaire dans des chaudières à récupération de chaleur ou en tant que combustible supplémentaire dans les installations au gaz naturel, dans lesquels il peut également être utilisé comme combustible de secours.

6.1.10 Réduction des émissions atmosphériques

Lors de l'utilisation de fioul lourd (HFO), les émissions de NO_x et de SO_x , qui entraînent une pollution atmosphérique, sont issues du soufre, et dans une certaine mesure, de l'azote contenu dans le combustible. Les particules sont principalement issues de la teneur en cendres et marginalement de fractions plus lourdes de combustible [146, UFIP, 2001]. La présence de particules peut également avoir des conséquences économiques pour les opérateurs, de part les pertes dues au combustible imbrûlé et aux dépôts dans les installations de combustion si l'équipement n'est pas bien entretenu.

6.1.10.1 Réduction des émissions atmosphériques de chaudières utilisant un combustible liquide

6.1.10.1.1 Réduction des émissions de particules

Les émissions de particules issues de la combustion d'huiles lourdes contiennent deux fractions principales [87, Molero de Blas, 1995] :

1. Le matériau issu de la teneur en composés organiques du combustible dont le procédé de combustion a échoué :

- les hydrocarbures imbrûlés (fumée)
- les particules formées par la combustion en phase gazeuse ou la pyrolyse (suie)
- les cénosphères issues du craquage du combustible ou des cendres (coke)

2. Les cendres issues de la teneur en composés inorganiques du combustible :

De la fumée peut provenir des fractions imbrûlées de combustible rejeté sous forme d'une pulvérisation fine. De telles fractions hydrocarbonées sont les restes de réactions gelées par trempé (« quenching ») thermique. Les émissions d'hydrocarbures imbrûlés sont les plus élevées avec des richesses élevées (zones riches de combustible). Leur principal effet sur l'environnement est leur réaction dans l'atmosphère avec les NO_x et la lumière du soleil pour former un smog photochimique.

De la suie est formée dans des réactions en phase gazeuse de matière organique vaporisée dans un procédé complexe impliquant une pyrolyse du combustible, des réactions de polymérisation, une nucléation, une croissance de particule et une combustion. Des gouttelettes de combustible brûlant au contact de la flamme sont soumises à des températures très élevées, conduisant à une évaporation du combustible et un craquage thermique des grandes structures moléculaires, résultant en des espèces ayant un rapport C/H plus élevé que le combustible initial. La suie se forme le plus probablement dans des zones riches en combustibles, et est normalement complètement brûlée quand il est mélangé avec l'air à une température très élevée dans des zones très oxydantes, par exemple lors de l'injection d'air secondaire dans la chambre de combustion d'une turbine à gaz.

Des particules de coke sont formées dans des procédés en phase liquide et contiennent tout le carbone n'étant pas sous forme de suie, ainsi qu'une partie des cendres. De telles particules sont presque sphériques, creuses et poreuses, et leur taille est comprise entre 1 et 100 μm .

L'encrassement par les cendres et la corrosion constitue les problèmes majeurs de la combustion d'huiles lourdes. Le vanadium et le sodium sont les éléments les plus nocifs, formant respectivement du pentoxyde de vanadium (V_2O_5) et du sulfate de sodium (Na_2SO_4). Les dépôts de cendres menacent le transfert thermique aux surfaces métalliques et provoque une corrosion du matériel de combustion, et ainsi diminue la durée de vie de l'équipement. Les valeurs données dans la littérature [87, Molero de Blas, 1995] montrent qu'un simple dépôt d'une épaisseur de 0,32 cm peut provoquer une diminution de 10 % de l'énergie de la turbine.

Les particules solides provoquent corrosion, érosion et abrasion, ce qui réduit la durée de vie du matériel. Les particules carbonées peuvent également augmenter le pouvoir de radiation de la flamme, endommageant les matériaux constituant la chambre de combustion. La dissipation des imbrûlés dans l'air constitue également une perte économique, ce qui signifie donc une diminution du rendement énergétique [87, Molero de Blas, 1995].

Du fait des effets mentionnés précédemment, il est important d'optimiser les conditions de combustion de sorte à minimiser la production de particules et de cendres. Le combustible visqueux doit être préchauffé avant d'être atomisé. Les additifs se mélangent aux constituants du combustible et aux produits de combustion pour former des produits solides inoffensifs qui traversent l'équipement sans danger. Les additifs peuvent être utilisés pour aider à obtenir des conditions de combustion optimales. Les additifs peuvent réduire de manière importante la quantité de carbone imbrûlé à une valeur inférieure à 5 % en poids dans les cendres recueillies. En ce qui concerne la teneur en carbone imbrûlé dans les cendres, le but est d'atteindre la meilleure combustion possible afin d'obtenir un rendement ou une utilisation du combustible optimale. Cependant, selon les caractéristiques techniques et du combustible, une teneur plus élevée en carbone imbrûlé dans les cendres peut être observée lors de la combustion d'HFO. Les cendres présentant une teneur élevée en carbone sont de couleur noire, alors que celles ayant une faible teneur en carbone sont jaunes ou grises.

Dans les chaudières alimentées par du fioul plus anciennes, des brûleurs à atomisation mécanique étaient installés. L'amélioration de la conception des brûleurs avec atomisation de vapeur permet une combustion plus efficace des HFO et des émissions plus faibles de particules. Des concentrations en particules (PM) dans le gaz brut (avant dépoussiérage) inférieures à 100 mg/Nm^3 peuvent être atteintes, bien que cela dépende largement de la teneur en cendres du HFO.

Les émissions de particules sont normalement réduites par des électrofiltres. Les particules sont généralement recueillies dans un électrofiltre sous forme sèche, et peuvent ensuite être placées dans des décharges contrôlées. Les cendres résultant de la combustion du fioul peuvent présenter une teneur importante en carbone. Elles peuvent dans ce cas être incinérées. Cependant, dans de bonnes conditions de combustion d'un combustible liquide, des cendres à faible teneur en carbone (moins de 20 %) sont obtenues et doivent être placées dans des décharges contrôlées. Les cendres volantes issues d'installation de combustion d'huile sont considérées comme un déchet dangereux.

Dans les chaudières alimentées par du fioul plus anciennes, des brûleurs à atomisation mécanique étaient installés. L'amélioration de la conception des brûleurs à atomisation de vapeur permet une combustion plus efficace des HFO et des émissions plus faibles de particules. Des concentrations en particules inférieure à 100 mg/Nm^3 dans le gaz brut non épuré peuvent être atteintes, bien que cela dépende largement de la teneur en cendres du HFO. La quantité particules peut encore être réduite en utilisant des dispositifs secondaires de dépoussiérage tels qu'un électrofiltre.

6.1.10.1.2 Réduction des émissions de SO_2

Le soufre est généralement présent dans les combustibles hydrocarbonés, normalement en une teneur maximale de 3 % en masse, principalement sous forme organique, bien qu'il existe également sous forme de composés inorganiques. Les fiouls lourds contiennent généralement des quantités plus importantes de S que les autres produits pétroliers, car il a tendance à se concentrer dans les résidus avec les asphaltènes durant les procédés de raffinage.

Aux températures et concentrations d'oxygène élevées classiques de la combustion, le soufre se combine avec le carbone, l'hydrogène et l'oxygène pour former SO_2 , SO_3 , SO , CS , CH , COS , H_2S , S et S_2 . Dans

de telles circonstances, presque tout le soufre se trouve à l'état d'oxydation « +4 », et SO_2 est donc le composé soufré prédominant formé lors de la combustion. Même avec un déficit en oxygène de 20%, 90 % du soufre est sous forme de SO_2 et seul 0,1 % est sous forme SO_3 ; le reste du soufre étant sous forme de SO.

À une concentration plus faible en oxygène (déficit en oxygène de 40%), H_2S , S_2 et HS sont également présents en proportions significatives, SO_3 étant négligeable. Durant la combustion, ces espèces se trouvent à des concentrations de super-équilibre. Au fur et à mesure du refroidissement des gaz, leurs vitesses de consommation diminuent et l'équilibre peut être « gelé » avant que les produits n'atteignent la température ambiante [87, Molero de Blas, 1995].

Dans des flammes riches en oxygène et dans des flammes stoechiométriques très proches du fonctionnement normal en chaudières, SO_2 , ainsi qu'une très faible quantité de SO_3 , sont présents. La teneur en SO_3 doit être aussi faible que possible pour minimiser la formation de H_2SO_4 . L'acide sulfurique est responsable de la corrosion dans les sections les plus froides de la chaudière.

Le remplacement du combustible par du combustible à faible teneur en soufre peut être une technique permettant d'apporter une contribution importante à la réduction des émissions de SO_2 . Une diminution de 0,5 % de la teneur en soufre de l'huile conduit à une diminution de la valeur d'émission autour de 800 mg/Nm^3 à 3 % d'oxygène dans le gaz émis.

La cocombustion, c'est à dire la combustion simultanée de combustibles liquides et gazeux ou de combustibles liquides et de biomasse peut également être une technique permettant d'apporter des contributions importantes à la réduction des émissions de SO_2 avec un effet important sur la pollution de l'air local. La cocombustion peut avoir lieu dans le même brûleur ou dans différents brûleurs situés dans la même chambre de combustion.

Afin de réduire les émissions de SO_2 des chaudières à combustible liquide, notamment celles brûlant des HFO, certaines installations utilisent des épurateurs humides. La figure 6.2 illustre l'utilisation d'un épurateur humide dans une chaudière autrichienne alimentée en HFO. L'épuration par voie humide avec du gypse en tant que produit final constitue le procédé le plus performant pour la désulfuration. Néanmoins, du fait de contraintes économiques et opérationnelles, ce procédé ne peut être appliqué à des chaudières de taille petite à moyenne. Pour les chaudières de cette taille, la désulfuration des gaz d'échappement peut être réalisée par des procédés à sec utilisant de la chaux ou du calcaire, des procédés semi-secs utilisant de la chaux, des procédés utilisant du charbon actif ou des procédés utilisant de la soude ou du carbonate de sodium.

La désulfuration à sec peut être améliorée en aménageant un « passage ouvert » à l'intérieur de la chaudière, ce qui permet d'augmenter la durée de contact à température constante entre le sorbant et les gaz d'échappement. Le choix entre les procédés ci-dessus dépend du rendement nécessaire de désulfuration et de considérations locales, c'est à dire principalement l'utilisation ou la mise en décharge des sous-produits et résidus de désulfuration.

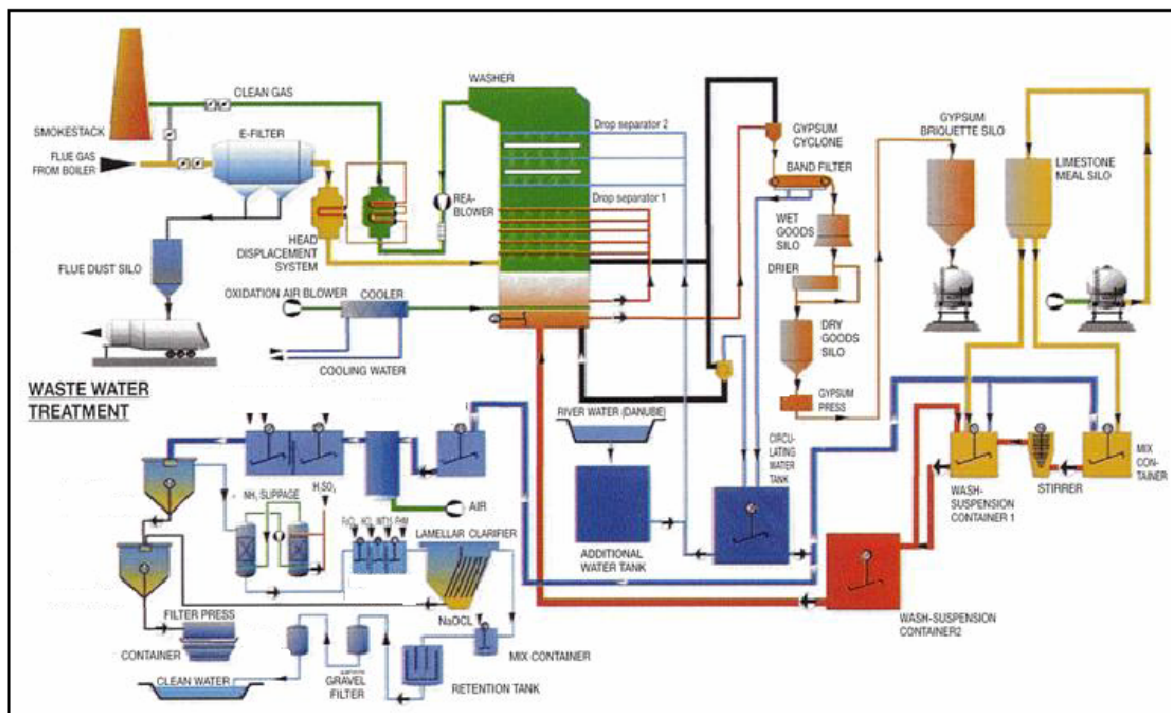


Figure 6.2 : Procédé FGD par voie humide appliqué à une chaudière alimentée en HFO [43, Wienstrom, 2001]

6.1.10.1.3 Réduction des émissions de NO_x

Avec les combustibles classiques, la vitesse de formation des NO_x dépend fortement de la température des gaz et de la quantité d'azote dans le combustible. Ces deux paramètres caractérisent les principales voies de formation des NO_x . Les NO_x thermiques peuvent être contrôlés par une réduction des pics de température de la flamme (par exemple par une charge limitée de la chambre de combustion). La concentration en NO_x dans le gaz d'échappement d'une chaudière au fioul indique que la concentration en NO_x diminue avec un excès d'air. La taille de la chaudière joue également un rôle important dans la concentration des NO_x dans les fumées. Des facteurs tels que la méthode de combustion n'ont qu'une faible influence.

Pour les chaudières fonctionnant au fioul, l'excès d'air est généralement compris entre 2 et 4 % d' O_2 (dans les fumées). Une combustion à faible excès d'air sera caractérisée par 1 – 2 % d' O_2 . Cette technique est rarement utilisée seule, mais est très souvent utilisée en combinaison avec des « brûleurs bas NO_x » ou « l'étagement d'air (OFA) ».

La recirculation des fumées est plus souvent utilisée dans les chaudières fonctionnant au gaz ou au fioul que dans celles fonctionnant au charbon. Cette technique est souvent utilisée en combinaison avec des brûleurs bas NO_x et/ou de l'OFA, permettant d'atteindre une réduction de 60 – 75 % du niveau de référence des émissions de NO_x initiales.

Parmi toutes les techniques d'**étagement de l'air**, les plus couramment utilisées dans les chaudières au fioul sont les « brûleurs hors d'usage » (BOOS, burners out of service) et « l'étagement de l'air » (OFA). Avec les conceptions OFA modernes (optimisation de la conception des buses, débit d'air séparé et turbulent), il est possible de réduire les émissions de NO_x de 60 % dans les chaudières tangentielle.

Les brûleurs à recirculation de fumées sont utilisés pour les chaudières au fioul, avec divers types de **brûleurs bas NO_x** [146, UFIP, 2001], et permettent d'atteindre une réduction des émissions de NO_x de 20 %. Le point clé de la conception d'un LNB (brûleur bas NO_x) au fioul efficace est d'assurer une bonne atomisation du fioul associée à l'aérodynamique du brûleur, de manière à ne pas accroître la teneur de carbone dans les cendres tout en diminuant les NO_x . Les conceptions modernes de LNB (brûleur bas NO_x) avec un système approprié d'atomisation du fioul permettent d'atteindre une réduction des NO_x de 50 %. Pour les installations fonctionnant au fioul, de manière générale les limites de réduction des émissions de NO_x avec des brûleurs bas NO_x sont 370 – 400 mg/Nm^3 (à 3 % d' O_2).

Dans les chaudières fonctionnant au fioul, une **recombustion (reburning)** [146, UFIP, 2001] peut être mise en oeuvre avec du gaz ou du fioul en tant que combustible de recombustion. Le gaz est utilisé plus couramment que le fioul. La recombustion est intéressante pour les nouvelles centrales électriques, mais est moins adaptée aux unités existantes. De nombreuses chaudières fonctionnant au fioul existantes ont été équipées ces dernières années d'un dispositif de recombustion au gaz ou au fioul (l'Italie possède par exemple des unités de 35 à 660 MWe). Il est important de noter que ces unités ont toutes été équipées d'au moins un OFA et d'une recirculation des fumées en même temps, et certaines d'entre elles de brûleurs bas NO_x . La proportion de combustible de recombustion est comprise entre 10 et 20 % de puissance thermique totale. La réduction de NO_x correspondante est de 50 – 80 % par rapport au niveau de référence des NO_x initial pour la recombustion au fioul et de 65 – 80 % pour la recombustion au gaz.

Des mesures secondaires, telles que des installations de réduction catalytique sélective (SCR) et non sélective (SNCR), ont été appliquées à un certain nombre d'installations de combustion fonctionnant au fioul. En Europe, les installations SCR sont utilisées, notamment en Autriche, en Allemagne, en Italie et au Pays-Bas, alors qu'en dehors de l'Europe, elles sont principalement utilisées au Japon. La réussite de la technologie des installations SCR a été prouvée pour des centrales électriques fonctionnant au combustible liquide.

Les installations de SNCR peuvent être appliquées à des chaudières fonctionnant au fioul de toute taille. Les installations de SNCR utilisent du NH_3 liquide, du NH_3 gazeux, de l'urée liquide et de l'urée solide en tant qu'agents réducteurs. Un de ces agents réducteurs est injecté dans la chambre de combustion dans des zones où la température est aux alentours de 900 °C. La SNCR nécessite une bonne connaissance de la distribution de température dans la chambre de combustion à toutes les vitesses et un bon contrôle de la quantité de produits injectés. Le contrôle peut être réalisé par suivi de NH_3 ou des NO_x , la réduction des NO_x pouvant atteindre 60 % avec une fuite de NH_3 inférieure à 10 ppm.

6.1.10.2 Réduction des émissions atmosphériques des dispositifs de production de chaleur industrielle utilisant un combustible liquide

Du fait de la large gamme de combustibles pouvant être utilisés afin de faire fonctionner les dispositifs de production de chaleur industrielle, les émissions, qui sont principalement des NO_x , du SO_2 et des poussières, sont envoyées à l'atmosphère. Afin de réduire les émissions issues des dispositifs de production de chaleur industrielles, les stratégies de réduction suivantes sont utilisées [180, Baukal and Schwarz, 2001] :

- **modification de la combustion (mesures primaires)** : Il existe de nombreuses méthodes ayant été utilisées pour modifier le procédé de combustion. Une méthode couramment utilisée consiste en une conception du brûleur bas NO_x . Comme dans d'autres installations de combustion, des brûleurs bas NO_x , tels que les brûleurs à prémélange, les brûleurs à étagement de l'air et de combustible, sont utilisés afin de réduire la production d'émissions de NO_x . D'autres méthodes incluent un faible excès d'air, l'étagement et la recirculation des fumées, l'injection d'eau ou de vapeur et la recombustion (par exemple la recombustion par du méthane). Les émissions de NO_x par exemple peuvent également être réduites en minimisant l'infiltration de l'air dans le dispositif de chauffage. L'infiltration d'air, parfois appelée « air parasite », dans un dispositif de chauffage affecte l'excès d'air et peut affecter les émissions de NO_x . L'avantage supplémentaire lié à la réduction de l'excès d'air est l'augmentation du rendement thermique, car tout air non nécessaire absorbe de la chaleur qui est ensuite évacuée par la cheminée au lieu d'être utilisée.
- **cocombustion de fioul et de gaz** : La cocombustion de fioul et de gaz est utilisée dans des dispositifs de production de chaleur industrielles pour plusieurs raisons :
 - diminuer les émissions de SO_2
 - modification du profil de la flamme afin d'optimiser le transfert de chaleur aux tubes
 - utilisation de gaz combustible ne pouvant pas être exporté hors de l'installation chimique ou de la raffinerie
- **post-traitement (mesures secondaires)** : Les mesures secondaires les plus courantes sont la réduction catalytique sélective (SCR) et la réduction non catalytique sélective (SNCR), ainsi que les dispositifs de dépoussiérage, tels que les électrofiltres (ESP) lors de la combustion de HFO. Lors de l'utilisation de HFO, un FGD sec ou humide peut également être utilisé afin de réduire les émissions de SO_2 . Un des avantages des mesures secondaires est que de multiples courants d'échappement peuvent être traités simultanément, ce qui permet de réaliser des économies d'échelle.

6.1.10.3 Réduction des émissions atmosphériques de moteurs (Diesel) utilisant des combustibles liquides

Les principaux polluants émis dans les gaz d'échappement d'un moteur Diesel classique brûlant du fioul lourd (moteur à allumage par compression) comprennent les oxydes d'azote (NO_x), les particules (PM) et les oxydes de soufre (SO_x). Grâce au rendement élevé résultant de la température élevée de combustion, les émissions de monoxyde de carbone et d'hydrocarbures imbrûlés sont faibles. Un moteur dual fuel fonctionnant en mode gaz présente de faibles émissions d'oxyde d'azote (NO_x) et émet des émissions d'hydrocarbures (HC) et de monoxyde de carbone (CO).

6.1.10.3.1 Réduction des émissions de particules

Lors de la combustion de fioul lourd, les particules sont constituées principalement de cendres provenant du fioul et, dans une moindre mesure, de suie, d'hydrocarbures et de sulfates. Lors de la combustion de fioul léger, les particules sont constituées principalement de suie et d'HC. Un équipement d'épuration secondaire pour les particules est actuellement en cours de développement pour les moteurs Diesel de plus grande taille. Du fait des différentes températures et teneurs en oxygène des fumées des moteurs Diesel, les propriétés électriques des particules des fumées des moteurs Diesel (par exemple, résistivité, etc.) sont différentes en comparaison des particules des fumées de chaudière, et une évaluation appropriée de l'électrofiltre est nécessaire avant une mise sur le marché. Les fiouls à viscosité élevée et à teneur élevée en soufre sont brûlés dans des chaudières de grandes installations de combustion. En combinaison avec un procédé d'épuration par voie humide de SO_2 dans ces GIC, la technique d'électrofiltre humide est applicable comme prétraitement pour l'élimination des particules.

Un filtre à manches (sac filtrant) nécessite une couche de protection sur la surface de manière à obtenir un taux de réduction suffisamment élevé des particules. Lors de la combustion du fioul, cette couche est fine et la performance du filtre n'est pas efficace.

6.1.10.3.2 Réduction des émissions de SO_2

Les émissions d'oxyde de soufre sont liées au combustible (proportionnelle à la teneur en soufre du combustible). La méthode primaire pour réduire les émissions de SO_x consiste à utiliser un combustible avec une teneur en soufre plus faible, si un tel combustible est disponible sur le marché.

Il n'existe que quelques installations DESOX relatives aux moteurs Diesel, et la plupart d'entre elles sont de taille petite ou moyenne et n'ont qu'une expérience de fonctionnement limitée. Il faut également noter que des fumées de moteur Diesel diffèrent des fumées de chaudière, par exemple elles présentent une teneur élevée en oxygène, ce qui peut avoir un impact sur les réactions dans le DESOX. Les coûts d'investissement pour une installation DESOX varient fortement selon la méthode choisie. Le coût de fonctionnement dépend principalement de la quantité et du type de réactif, des consommations d'eau et d'électricité, des coûts d'entretien et d'élimination des produits finis. Le système DESOX nécessite un entretien approprié afin de fonctionner de manière optimale. Il est également encombrant, par conséquent un espace supplémentaire est donc nécessaire pour la centrale électrique. Il faut aussi noter que du fait du débit élevé spécifique des fumées spécifiques au moteur Diesel (λ généralement d'environ 2,7), la taille du DESOX sera relativement importante.

La plupart des références de DESOX dans des centrales électriques à moteur Diesel jusqu'à présent sont des épurateurs par voie humide utilisant une solution de NaOH (environ 50 % en poids) en tant que réactif. Le gaz de combustion est lavé avec la solution aqueuse de réactif et le SO_2 est éliminé. Les principaux composants du système sont la cuve de stockage du réactif et le système de transport, un épurateur avec des pompes de recirculation et une cuve d'oxydation.

Certains des avantages d'un épurateur par voie humide utilisant une solution aqueuse de NaOH en tant que réactif sont :

- simplicité
- fiabilité (pas de risque d'engorgement)
- bonne efficacité d'élimination du SO_2
- coûts d'investissement plus faibles comparés à d'autres méthodes DESOX (les coûts de traitement du produit final ne sont pas pris en compte, ni le réchauffage (dépend de la loi applicable)).

Certains des inconvénients sont :

- réactif cher
- réduction modérée des particules des fumées
- faible température du gaz d'échappement (néfaste pour la dispersion des fumées)
- consommation d'eau élevée
- débit élevé de décharge de l'eau (« sous-produit »)

Dans les centrales électriques à moteur Diesel de plus grande taille, d'autres méthodes DESOX sont souvent plus compétitives que NaOH-DESOX (de nombreux moteurs peuvent être connectés à la même unité DESOX, et par conséquent les coûts d'investissement relatifs diminuent), du fait de coûts de fonctionnement plus bas (réactif moins cher, etc.). Toutes les méthodes DESOX nécessitent une grande quantité d'eau d'appoint et produisent une grande quantité de (sous-)produit final, qui doit être éliminé de manière écologique. Les options d'élimination du sous-produit dépendent des normes locales et nationales et de l'infrastructure existante. Elles sont donc décidées au cas par cas.

6.1.10.3.3 Réduction des émissions de NO_x

Le développement actuel de produit se concentre sur des technologies d'épuration des gaz d'échappement primaires et secondaires appropriées économiquement et techniquement. L'application de méthodes primaires pour réduire les émissions atmosphériques à la source est généralement préférable plutôt que de tenter de les éliminer après leur formation dans les gaz d'échappement, ce qui entraîne souvent des coûts élevés. Durant la dernière décennie, les émissions de NO_x de moteurs Diesel de grande taille fonctionnant au combustible liquide ont considérablement été réduites par des mesures primaires résultant de travaux de R&D intenses sur le moteur, tout en conservant un rendement élevé. Certaines de ces mesures comprennent :

- des méthodes primaires pour les moteurs Diesel utilisant un combustible liquide, tel qu'un moteur de base optimisé pour de faibles émissions de NO_x, des avances à l'injection retardée, l'addition d'eau (injection d'eau directement dans la chambre de combustion ou émulsion d'eau et de combustible ou humidification de l'air de combustion)
- le moteur dual fuel (en mode gaz) utilise souvent la technique de « mélange pauvre », ce qui a pour conséquence une faible émission de NO_x
- une méthode secondaire applicable aux moteurs Diesel, c'est à dire la SCR (réduction catalytique sélective)

Selon le point précédent, les mesures techniques de réduction des émissions de NO_x peuvent être divisées en mesures primaires et en post-traitement des gaz d'échappement.

Concept de la combustion bas NO_x : Un des éléments du concept de la « combustion bas NO_x » est l'injection très tardive de combustible. Dans cette méthode d'injection retardée, le pic de température de combustion est abaissé. L'inconvénient initial de cette méthode était l'augmentation de la consommation spécifique de combustible. De manière à rétablir une faible consommation de combustible, le rapport de compression du moteur a été augmenté, ce qui a entraîné des émissions de NO_x plus faibles et pas de pénalités en termes de consommation de combustible.

Une injection très tardive de combustible associée à un rapport élevé de compression exige une vitesse d'injection modifiée de manière sophistiquée, ainsi qu'un développement coûteux de la forme de la chambre de combustion. Un équipement sophistiqué d'injection du combustible est donc un élément clé dans cette technique. Le développement technologique continu des composants du moteur Diesel a rendu possible l'optimisation du cycle diesel avec le « concept Miller ». Dans ce concept, certains composants ont été ensuite développés, tel que le turbo-compresseur, des pompes d'injection de combustible, des buses d'injection de combustible et l'arbre à cames.

En utilisant le concept de combustion bas NO_x associé au concept Miller, les NO_x ont été réduits jusqu'à environ 40 % dans les moteurs actuels par rapport au même type de moteur au début des années 1990, tout en conservant un rendement élevé.

Retarder le début de l'injection pour réduire la pression de combustion constitue une approche simple de réduction des émissions de NO_x. Cela permet de réduire le pic de température de combustion et le procédé de combustion se transforme progressivement en un procédé de détente. Pour un moteur moderne, la réduction des NO_x par cette méthode est d'environ 10 %.

Vitesse du moteur : Les émissions de NO_x dépendent de la vitesse du moteur. Les moteurs lents, efficaces en terme de combustible et présentant un alésage du cylindre de grande taille ont tendance à présenter des émissions de NO_x plus importantes que les moteurs plus petits fonctionnant plus rapidement. Plus la vitesse du moteur est faible, plus les concentrations en NO_x sont élevées dans la chambre de combustion du fait d'une durée plus longue disponible pour former des NO_x .

Recirculation des gaz d'échappement : La recirculation des gaz d'échappement (EGR) peut également constituer une méthode de réduction des émissions de NO_x de moteurs de gros alésage, mais nécessite de résoudre certains problèmes associés au refroidissement et à l'épuration du gaz d'échappement avant sa mise en circulation dans le moteur. Les gaz recirculés consistent principalement en du dioxyde de carbone, de l'azote et de la vapeur d'eau, qui aide à réduire la température de flamme de combustion. L'épuration du gaz d'échappement conduit à l'obtention d'une boue acide, sale et huileuse qui doit être éliminée et traitée. Toutes traces d'acide sulfurique restant dans le gaz épuré peuvent attaquer les turbo-compresseurs et les refroidisseurs d'air. Pour un EGR allant jusqu'à 15 %, une réduction des NO_x pouvant atteindre 50 % a été constatée. Cependant les problèmes mentionnés précédemment doivent être pris en compte lors de la mise en œuvre de l'EGR.

Injection d'une émulsion combustible/eau : Des réductions de NO_x peuvent être obtenues en ajoutant de l'eau fraîche au combustible et en émulsifiant le mélange avant de l'introduire dans le moteur. L'émulsion combustible/eau est injectée par la pompe d'injection existante. La quantité d'eau injectée dépend des conditions de fonctionnement. Une unité de contrôle programmée gère la procédure de mélange. Cette méthode achemine l'eau exactement là où elle est nécessaire et optimise la quantité d'eau injectée. Cette quantité est limitée par la capacité du dispositif d'injection du moteur. L'effet de gaz inerte de l'eau dans la chambre de combustion diminue la température de combustion, ce qui réduit alors la production de NO_x , ainsi que la charge thermique des composés dans le débit de gaz d'échappement. La pénalité de consommation de combustible associée peut atteindre 1 % d'augmentation pour chaque palier de 10 % d'injection d'eau (par rapport à la consommation de combustible). La diminution des NO_x est presque linéaire avec l'augmentation de l'injection d'eau. Il est possible de diminuer les émissions de NO_x de 20 – 30 %. Cette solution peut également avoir des effets sur les composés nocifs restants dans le gaz d'échappement du moteur Diesel, des réductions d'émissions d'imbrûlés tels que CO et HC ont été constatées lors d'un fonctionnement au gasoil en utilisant cette méthode. La qualité de l'émulsion est importante car la formation de bulles de vapeur lors du réchauffage du fioul lourd peut endommager le système d'injection.

Injection directe d'eau : L'injection directe d'eau peut être utilisée comme alternative aux combustibles émulsifiés. Selon le type de moteur, une réduction des NO_x jusqu'à environ 40 – 60 % est atteignable. L'injection directe d'eau peut uniquement être utilisée sur certains types de moteur fonctionnant au combustible liquide. Cette technique n'est utilisée que pour certaines installations de navires. La consommation de combustible augmente et la quantité d'eau nécessaire dépend du taux de réduction des NO_x . Cette méthode nécessite des modifications plus importantes de la conception du moteur, du fait du besoin d'un système supplémentaire d'injection d'eau et de supervision du système. La quantité d'eau pouvant être injectée ne dépend pas des pompes d'injection de combustible, ce qui permet d'injecter de plus grandes quantités d'eau. Une corrosion peut avoir lieu au niveau des têtes de cylindre et des pistons, ce qui accroît les besoins d'entretien.

Injection d'air humide : L'injection d'air humide consiste principalement en un échangeur thermique et une cellule d'humidification, qui peut éventuellement remplacer le refroidisseur d'air intermédiaire. L'air, qui est relativement chaud et sec, est introduit dans l'unité, dans laquelle l'eau s'évapore en partie, réduisant la température de l'air de balayage. L'air introduit dans le cylindre est presque saturé en vapeur d'eau : la quantité d'eau absorbée par le moteur est contrôlée par la température de l'air de balayage, qui dépend principalement de la température de l'eau. Avec cette méthode, une quantité d'eau d'environ deux fois la consommation en combustible correspondante peut être absorbée par le moteur. L'utilisation d'eau de mer au lieu d'eau traitée dans de tels dispositifs a été constatée sans effets négatifs concernant la fiabilité de l'installation. Ce point est particulièrement intéressant pour les installations situées en bord de mer car le coût de fonctionnement d'un tel système étant réduit. Selon les expériences d'utilisation de l'injection d'air humide dans des moteurs en France, les coûts d'entretien sont réduits, les chambres de combustion sont plus propres et la consommation d'huile lubrifiante est également réduite. Des émissions de NO_x réduites de 70 % ont été constatées sur un moteur semi-rapide.

Une réduction importante des NO_x conduit à des émissions plus importantes de composés imbrûlés (CO, HC, fumée, etc.). Des tests ont montré qu'en pratique, des réductions de NO_x allant jusqu'à 50 % sont raisonnables pour obtenir des émissions acceptables de composés imbrûlés (CO, etc.). Les effets conduisent également à une chute de température bénéfique, son importance dépendant de la pression du

turbo-compresseur et de la quantité de vapeur d'eau à ajouter à l'air de combustion. La masse d'air dans le moteur est légèrement accrue par la vapeur d'eau, sans qu'aucun travail de compression supplémentaire ne soit nécessaire. Une corrosion peut avoir lieu au niveau des soupapes, des pistons et des réservoirs d'air comprimé, ce qui augmente les besoins et les coûts d'entretien. Des essais à long terme sont donc nécessaires afin d'estimer les effets de la corrosion et d'éventuelles options pour y remédier.

SCR : À l'heure actuelle, plusieurs centaines de moteurs de centrales électriques et d'installations de cogénération en Europe, en Asie et aux États-Unis sont équipées de SCR. Ils fonctionnent avec diverses qualités de combustibles liquides, allant du diesel ou du fioul au fioul lourd de basse qualité (180 cSt, 5 % S) ou aux combustibles résiduels, voire l'orimulsion. Une SCR peut être équipée d'une couche d'oxydation supplémentaire pour la réduction de CO et NH_3 , mais cela n'est pas recommandé lors du fonctionnement avec des combustibles liquides (tels que HFO) contenant du soufre. Un catalyseur d'oxydation oxydara une partie du SO_2 en SO_3 , ce qui aura pour conséquence la formation de particules supplémentaires (sulfate). Un moteur Diesel de taille plus importante présente de faibles émissions d'imbrûlés (CO, HC). Lorsque le taux de réduction des NO_x s'élève à 85 – 90 %, le système SCR peut être contrôlé par un simple système de contrôle, alors qu'avec des taux plus élevés de réduction des NO_x , un prémélange complexe des réactifs est nécessaire, ainsi que des systèmes d'injections complexes et un système de contrôle plus sophistiqué. Les opérateurs de moteurs Diesel de grande taille pour la production d'électricité doivent souvent réduire les émissions de CO, d'HC et de particules, ainsi que de NO_x . La pollution par le bruit doit souvent être réduite par l'utilisation de silencieux. Des systèmes SCR comprenant des catalyseurs d'oxydation apportent l'avantage d'être capables de traiter tous ces points dans un seul système. En plus de réduire les émissions de NO_x jusqu'à 90 %, une réduction de 80 – 90 % des émissions de CO et d'hydrocarbures, une réduction de 30 % des émissions de particules et une réduction du bruit de 8 – 10 dB(A) peuvent être attendue pour un moteur de puissance moyenne.

Généralement les agents réducteurs utilisés dans les systèmes SCR sont une solution aqueuse de NH_3 d'environ 25 % en poids ou une solution aqueuse d'urée d'environ 40 % en poids. Dans certaines installations, de l'ammoniac pur (100 %) est utilisé (principalement pour des raisons de prix). Pour des applications à charge variable, les émissions du moteur sont mesurées à différents niveaux de charge pendant la mise en service. Les valeurs d'émission mesurées sont alors entrées dans les commandes du système qui assure que l'agent réducteur est injecté dans le gaz d'échappement en quantité correcte pour les différents niveaux de NO_x . Le type de catalyseur et la taille du réacteur SCR sont choisis sur mesure pour s'adapter aux limites de contre-pression propres à chaque application particulière afin de ne pas affecter la performance du moteur [167, Rigby, et al., 2001].

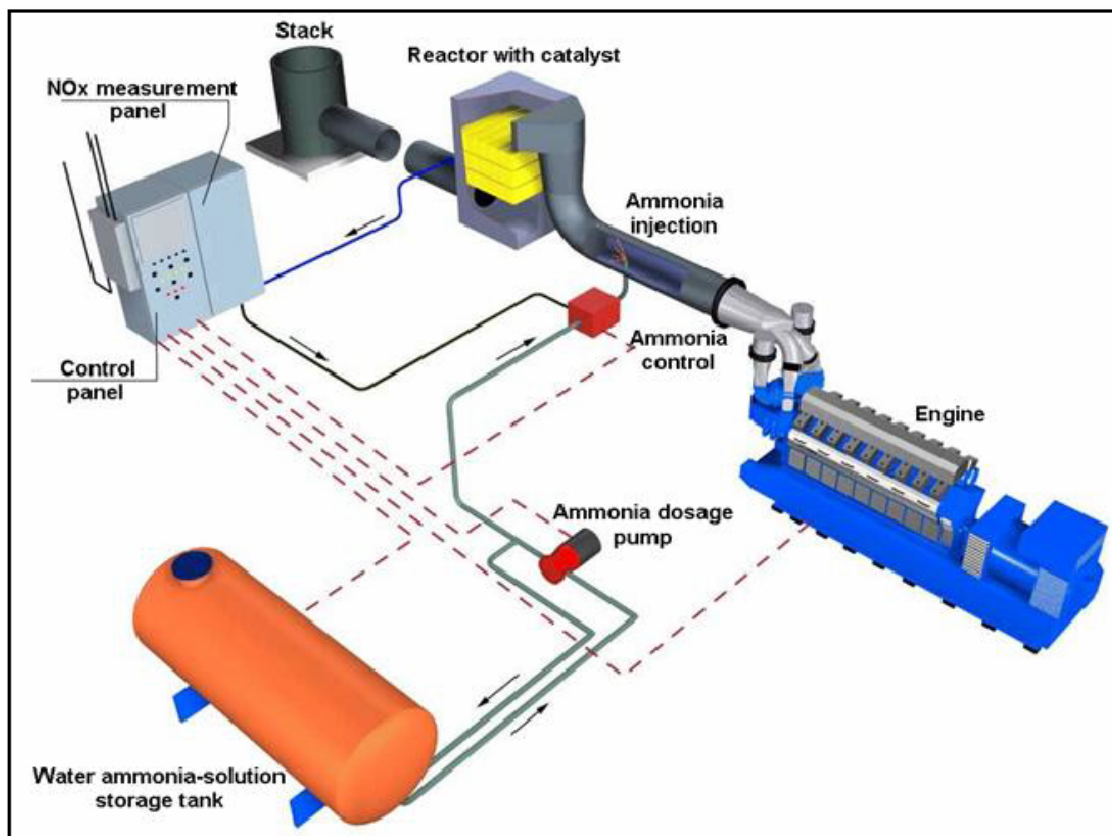


Figure 6.3 : Système SCR appliqué à une installation de combustion à moteur stationnaire [97, Euromot, 2000]

Lorsque l'applicabilité d'une SCR sur une centrale électrique à moteur Diesel est envisagée, les quatre points suivants doivent être pris en compte :

- premièrement, l'attention doit être portée sur la température du gaz d'échappement de manière à éviter la formation de sels sur les éléments du catalyseur. Une certaine température minimale des fumées, qui dépend de la teneur en soufre du combustible, doit être maintenue. Des métaux traces qui peuvent être présents dans le combustible peuvent agir en tant que « poisons du catalyseur ». La teneur en cendres du combustible à utiliser doit donc de préférence être analysée avant d'installer la méthode si du fioul lourd de basse qualité est utilisé. Aujourd'hui, la plupart des installations à moteur Diesel équipées d'une SCR fonctionnent avec du gaz naturel ou des fiouls à faible teneur en soufre. L'expérience a montré que lors du fonctionnement avec du fioul lourd ou autres combustibles résiduels, un système de soufflage des suies doit être installé dans le réacteur SCR afin de garder les éléments propres et d'éviter l'augmentation des contre-pressions causées par la SCR.
- deuxièmement, l'utilisation d'urée permet de minimiser les risques de transport et de stockage liés à l'ammoniac. Dans certains endroits, la fourniture en réactif peut être limitée par le manque d'infrastructures industrielles appropriées
- troisièmement, la technologie SCR a des coûts d'investissement et de fonctionnement élevés. Chaque moteur doit en général être équipé de sa propre unité SCR pour des raisons techniques. Les frais de fonctionnement dépendent de la quantité de réactif nécessaire et de la fréquence à laquelle les éléments catalytiques doivent être remplacés ou ajoutés à nouveau pour maintenir l'efficacité de la SCR (après quelques années de fonctionnement). Les éléments catalytiques usagés doivent être éliminés de manière appropriée
- enfin, il est recommandé de soumettre le système SCR à un entretien régulier planifié ou à des inspections, par exemple annuellement, afin d'éviter les fuites d'ammoniac. De fortes « fuites » d'ammoniac peuvent par exemple entraîner le dépôt de sels nocifs sur les surfaces internes des composants situés après le réacteur, tels que par exemple sur la chaudière.

6.1.10.4 Réduction des émissions atmosphériques de turbines à gaz utilisant du combustible liquide

6.1.10.4.1 Réduction des émissions de SO_2

Le remplacement par du fioul à faible teneur en soufre ou la co-combustion de fioul et de gaz peut être des techniques permettant d'apporter une contribution significative à la réduction des émissions de SO_2 . La teneur en soufre du fioul léger utilisé dans les turbines à gaz est déterminée par la Directive 93/12 (relative à la teneur en soufre de certains combustibles liquides valide dans l'UE) et doit être inférieure à 0,05 %. Cette très faible teneur en soufre assure des niveaux d'émission de SO_2 insignifiants dans le cas de turbines à gaz fonctionnant au fioul de distillat léger (distillats légers).

6.1.10.4.2 Réduction des émissions de NO_x

La formation de NO_x peut être restreinte en diminuant la température de combustion. Ceci est obtenu par la technique du brûleur à prémélange, dans lequel le combustible est mélangé avec l'air de combustion afin d'éviter des températures excessives de pic de flamme. Cependant, ceci fonctionne seulement lorsque l'unité fonctionne à quasi pleine charge. Une méthode de combustion différente doit être utilisée pour le fonctionnement à charge partielle, le démarrage et l'arrêt, afin d'éviter les retours de flamme. L'injection de vapeur et l'injection d'eau sont également utilisées pour réduire les températures de combustion et donc les NO_x .

L'utilisation d'une combustion par étapes dans des turbines à gaz à plus faibles températures nécessite une conception différente des turbines à gaz car deux étages de pression avec des alimentations distinctes en combustible sont nécessaires.

Procédés de réduction par voie humide : De l'eau ou de la vapeur est injectée dans les chambres de combustion afin de réduire la température de combustion, évitant ainsi la formation de NO_x thermiques. Pour les turbines à gaz (TG) fonctionnant en système à « cycle ouvert », de l'eau est utilisée pour

l'injection; alors que pour les TG fonctionnant en « cycle combiné » ou pour les systèmes à cogénération, de la vapeur est plus souvent choisie pour l'injection.

Certaines installations de turbines à gaz à cycle combiné en Europe, notamment en Autriche, en France, en Allemagne, en Italie et aux Pays Bas ont également utilisées les **systèmes SCR** pour réduire les émissions de NO_x . Aux États-Unis, la SCR est couramment utilisée pour les turbines à gaz, y compris celles fonctionnant avec des combustibles liquides.

6.1.11 Traitement de l'eau et des eaux usées

Les techniques décrites pour le traitement des eaux usées au chapitre 3 sont en grande partie appliquées à la purification des eaux usées provenant des installations à combustible liquide (chaudières, turbines à gaz et moteurs stationnaires).

Le traitement de l'eau pour les GIC au fioul ne présente pas d'exigences particulières. De l'eau déminéralisée est nécessaire pour compenser l'eau de purge sous pression des réservoirs et les fuites d'eau ou de vapeur. La qualité de l'eau doit remplir les exigences des fabricants de chaudière. Un traitement de l'eau est donc nécessaire. Une déminéralisation est généralement suffisante pour remplir ces exigences.

Pour les turbines à gaz et les HRSG, de l'eau déminéralisée est nécessaire pour les raisons suivantes :

- en tant qu'eau d'appoint pour les HRSG, afin de compenser l'eau de purge sous pression des réservoirs. Si l'injection de vapeur ou d'eau est utilisée, la perte en eau doit être compensée en ajoutant de l'eau d'appoint. La qualité doit remplir les exigences des fabricants. Un traitement de l'eau est généralement requis. Une déminéralisation est généralement suffisante pour remplir ces exigences.
- injection d'eau pour la réduction des NO_x (environ 1 kg d'eau pour 1 kg de combustible). En France, par exemple, l'injection d'eau représente environ 50 et 100 % du flux total de combustible
- pour le nettoyage du compresseur de la turbine à gaz, de l'eau déminéralisée est généralement utilisée. Pour le nettoyage en ligne, du condensat issu du cycle eau/vapeur est parfois utilisé, mais souvent de l'eau déminéralisée est introduite dans une unité de nettoyage à l'eau distincte. Pour le nettoyage hors ligne, un détergent est ajouté à l'eau déminéralisée afin d'améliorer l'effet nettoyant.

Le fonctionnement de la turbine à gaz et du HRSG (si utilisé) conduit aux eaux usées suivantes :

- l'eau de purge sous pression du système de circulation de la chaudière. Il s'agit de l'eau utilisée pour maintenir la qualité de l'eau de la chaudière. L'eau de la chaudière contient généralement des additifs pour protéger la chaudière de la corrosion, tels que de l'ammoniac, de l'hydroxyde de sodium et/ou des phosphates. En pratique, cette eau de purge sous pression est refroidie et évacuée dans des systèmes d'égout ou dans une station d'épuration si elle ne répond pas aux exigences permises.
- les eaux usées issues des procédés de nettoyage à l'eau des turbines à gaz peut être évacuée ou doit être considérée comme un déchet chimique, selon les détergents utilisés dans le nettoyage et les matériaux à éliminer provenant du compresseur
- l'eau qui est contaminée par du fioul ou des fluides contenant du fioul. Cette eau est généralement recueillie dans un système et traitée de manière séparée dans une station d'épuration
- les eaux usées restantes, telle que l'eau des épureurs. Cette eau est normalement évacuée vers les systèmes d'égout domestiques.

Une centrale électrique fonctionnant avec un moteur conserve généralement son eau. Les circuits de refroidissement contiennent environ 20 à 30 % de l'intrant énergétique du combustible. L'énergie des circuits de refroidissement doit être éliminée par refroidissement si elle ne peut pas être utilisée dans un autre procédé de cogénération. Une centrale électrique à moteur Diesel fonctionnant au fioul à cycle simple de 130 MW_e équipée de tours de refroidissement consomme généralement environ 220 m³/h d'eau brute, en comparaison d'une installation thermique de turbine à vapeur à base de fioul/charbon d'une taille similaire avec des tours de refroidissement consommant jusqu'à environ 500 m³/h d'eau brute (aucun DESOX n'est envisagé dans les chiffres ci-dessus). Les radiateurs aéroréfrigérés sont particulièrement adaptés aux installations fonctionnant avec un moteur et si par exemple, l'installation à moteur Diesel fonctionnant au fioul lourd de 130 MW_e est équipée de radiateurs, l'eau d'appoint nécessaire (principalement pour les séparateurs de fioul et d'huile de graissage, pour l'eau d'appoint du circuit de refroidissement du moteur, pour l'eau de lavage du turbo, etc.) est généralement de l'ordre de seulement 5 m³/h au maximum.

En conséquence des besoins moindres en eau, la quantité d'eaux usées évacuée est moins importante et par conséquent la pollution thermique des cours d'eau environnants est moindre. Une autre conséquence est une plus faible utilisation des différents produits chimiques de purification de l'eau sur site et donc un risque réduit de renversements chimiques. Des techniques classiques sont utilisées pour le traitement des eaux usées.

6.1.12 Traitement des sous-produits et des résidus de combustion

Le traitement du fioul comprend des unités de séparation par centrifugation et des modules, des filtres, des unités de nettoyage combinée et des systèmes entiers de conditionnement du combustible. Un système de traitement des boues et de récupération du fioul par flottaison et précipitation est intégré à ce système de traitement. Le fioul ou le combustible récupéré est brûlé dans une chaudière auxiliaire au fioul.

Les boues finales sont déshydratées, séchées, solidifiées et incinérées, ou mise en décharge par un sous-traitant autorisé. L'eau issue de la déshydratation des boues, qui est contaminée par du fioul ou des fluides contenant du fioul, est généralement recueillie dans un système spécifique et déchargée séparément. Les boues sont également recueillies du traitement des effluents de lavage des préchauffeurs de l'air, des chaudières du côté des fumées ainsi que d'autres équipements.

6.2 Exemples de procédés et techniques appliqués

Cette partie du chapitre 6 fournit plusieurs exemples des techniques et procédés qui sont actuellement utilisés dans différentes installations de co-combustion. Ces exemples visent à démontrer de quelle façon les techniques spécifiques ont été appliquées aux installations nouvelles ou modifiées (retrofitées) afin de garantir un niveau élevé de protection de l'environnement dans son ensemble en prenant en compte, pour chaque cas, les conditions spécifiques à chaque site et les exigences environnementales. Cependant, les informations collectées ne permettent pas toujours de définir si ou comment chaque technique décrite dans les exemples a été évaluée par rapport à la définition des meilleures techniques disponibles fournies dans l'article 2 (11) de la directive, ainsi que par rapport à la liste des « considérations à prendre en compte de façon générale ou dans des cas spécifiques lors de la définition des meilleures techniques disponibles en gardant à l'esprit les coûts et les avantages probables d'une mesure et les principes de précaution et de prévention », et, par conséquent, la façon dont la technique a été sélectionnée et appliquée. De plus, on ne peut pas assurer que les performances environnementales présentées sont constantes et continues sous toutes les conditions de fonctionnement, sur telle période de temps, si des problèmes sont survenus et quels sont les effets croisés. En outre, on ne sait pas toujours ce qui pousse à appliquer la technique et la façon dont les coûts et les avantages environnementaux sont liés dans chaque cas. C'est pour cette raison que les informations fournies dans les exemples ci-dessous visent uniquement à donner des indications générales sur la pratique actuelle, et ne peuvent pas être considérées comme des points de référence appropriés. Les techniques citées en exemples proviennent des d'informations fournies et évaluées par les membres du groupe de travail technique dans le cadre de l'échange d'informations sur les grandes installations de combustion.

6.2.1 Techniques individuelles pour réduire les émissions des grandes installations de combustion à combustible liquide

EXEMPLE 6.2.1.1 CONTRÔLE AVANCÉ DES CONDITIONS DE LA COMBUSTION LOCALE LA REDUCTION DES NO_x, ET LES PERFORMANCES DES CHAUDIÈRES AU FIOUL ET A L'ORIMULSION

Description : Le rendement de la chaudière et la production de NO_x dans les chaudières industrielles dépendent largement de la distribution correcte du combustible et de l'air dans le foyer. La technologie de contrôle présentée repose sur la combinaison de stratégies d'équilibrage de la combustion locales et de la mise en oeuvre de systèmes avancés de suivi de la combustion. Ceci permet l'application de contrôle plus stricte de la combustion afin de résoudre ces situations courantes de combustion non équilibrée. Le système permet de mesurer la concentration des gaz dans toutes les zones intérieures du foyer des chaudières industrielles, en particulier à proximité des brûleurs. Ainsi, il est possible d'obtenir non seulement des améliorations conséquentes du suivi des performances et par conséquent des performances (c'est-à-dire le rendement de la chaudière, les émissions de NO_x, la scorification, la consommation des auxiliaires), mais conduit également à un fonctionnement plus sûr et souple de la chaudière industrielle.

Pour des informations plus détaillées concernant cette technologie, voir également la technique en exemple à la section 4.2.1.

Applicabilité : la mise en oeuvre d'un nouveau système de mesure dans le foyer des chaudières industrielles autorise le placement d'ouvertures à tous les endroits nécessaires, sans être nécessairement limité aux trous d'inspection qui sont présents dans la conception initiale de la chaudière. De cette façon, il est possible de réaliser des mesures au niveau de chaque brûleur de la chaudière, sans devoir apporter d'importantes modifications structurelles à l'installation. C'est pour cette raison que la technologie de contrôle présentée peut être appliquée aux installations existantes, mais aussi aux nouvelles installations. Le tableau 6.1 décrit les principales caractéristiques de quatre installations de combustion au fioul et à l'orimulsion, dans lesquelles cette technologie de contrôle avancée est actuellement appliquée. Ces installations sont situées en Espagne et en Italie.

Installation	Conception de la chaudière	Puissance (MW _e)	Distribution des brûleurs	Type de combustible	Atomisation
A	Avant	40	2 niveaux verticaux (3 brûleurs par niveau)	Fuel lourd	Vapeur
B	Avant	40	2 niveaux verticaux (3 brûleurs par niveau)	Fuel lourd	Air
C	Avant	60	3 niveaux verticaux (2 brûleurs par niveau)	Fuel lourd	Vapeur
D	Tangentielle	320	5 niveaux verticaux (4 brûleurs bas NO _x par niveau)	Orimulsion (charbon retrofitté)	Vapeur

Tableau 6.1 : Application de la technologie de contrôle avancée dans les chaudières au fioul

Avantages pour l'environnement : L'utilisation de cette technologie conduit à des réductions de NO_x d'environ 30 %, ainsi qu'à des émissions minimisées de CO. Ceci conduit également à des améliorations substantielles des performances d'ensemble de l'installation (c'est à dire notamment de la réduction des besoins de régulation de la vapeur et de la réduction de la production de SO₃).

Données opérationnelles : L'optimisation a reposé sur :

- un réglage de l'excès d'oxygène total, en conservant une stœchiométrie locale adéquate pour chaque brûleur
- un réglage du type de flamme (fondé sur un contrôle approprié des entrées d'air)
- l'identification du nombre optimal de brûleurs actifs pour chaque charge de fonctionnement.

Tous ces ajustements ont été effectués pour appuyer le contrôle approprié de toutes les conditions individuelles d'exploitation de chaque brûleur en fonction des mesures de combustion locales.

Effets croisés : En plus des avantages environnementaux directs mentionnés précédemment, un contrôle avancé des conditions de combustion locale offre plusieurs autres avantages tel qu'un besoin moindre en combustible (voir également l'exemple à la section 4.2.1).

Aspect économique : Les coûts d'investissement de cette approche technologique est actuellement de l'ordre de 300 000 à 700 000 euros, selon les caractéristiques particulières de l'installation considérée (puissance, conception, fonctionnement de base, etc.).

Moteur de la mise en œuvre : À part la réduction des coûts de combustible et la réduction de la formation des NO_x, les raisons principales d'utilisation de cette technique sont la possibilité d'optimiser la consommation spécifique de chaleur ou de scorification en réglant les distributions d'oxygène et de température au sein du foyer.

Références bibliographiques : [176, Cañadas et al, 2001], [177, Rodríguez et al, 2002], [178, ECSC, 2001].

6.2.2 Amélioration des performances environnementales des grandes installations de combustion à combustible liquide existantes

EXEMPLE 6.2.2.1 CHAUDIERE AU FIOUL LOURD AVEC RETROFIT (RECONVERSION) DU TRAITEMENT DES FUMÉES

Description : Deux unités identiques présentent une capacité de production d'énergie brute de 2×420 MWe et une puissance électrique nette de 2×386 MW à une puissance thermique nominale de 2×1007 MW. Le pétrole brut est transporté par des pipelines (canalisations) à la raffinerie à proximité où du fioul lourd est produit. L'installation a été mise en service en 1965 et retrofittée (reconversion) avec des installations de traitement des fumées en 1990 et en 1994. Ces installations comprennent une désulfuration par voie humide avec une efficacité de séparation de $>90\%$ et une installation de SCR pour charge en poussières élevées avec une efficacité d'élimination de $>70\%$. De plus, un revêtement intérieur de la cheminée de 180 m de haut avec du plastique renforcé à la fibre de verre (PRF) a permis de réduire les émissions de particules acides et de poussières. La chaudière (« Benson », double tirage) est équipée de 14 brûleurs bas NOx (combustion par le bas), d'un étagement de l'air (OFA) et d'un préchauffage de l'air de combustion. Le fioul est stocké dans cinq cuves avec un volume total de 340 000 m³. Deux des cuves sont isolées pour stocker du fioul chaud. L'électrofiltre (ESP) et la désulfuration des fumées par voie humide (FGD) réduisent ensemble la teneur en poussières des fumées d'au moins 80 %.

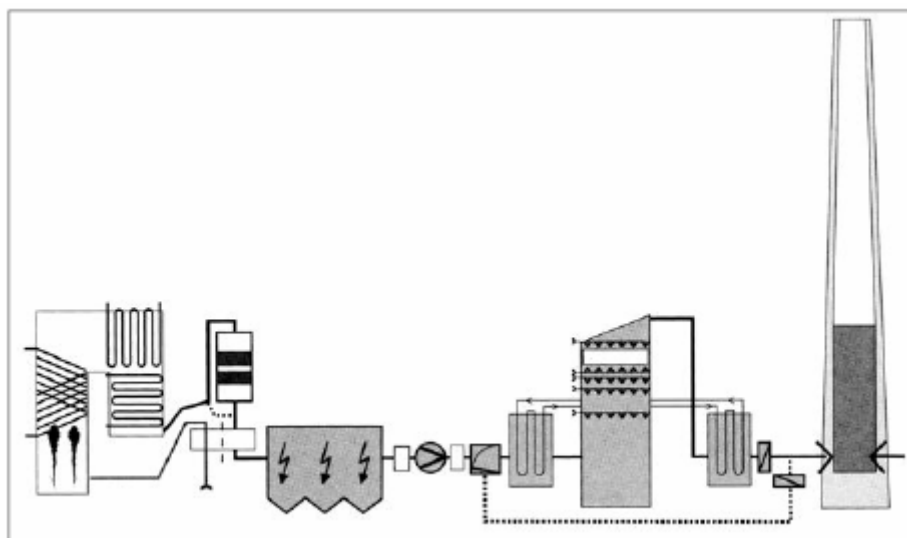


Figure 6.4 : Centrale électrique au fioul lourd retrofittée (reconversion) avec SCR, FGD par voie humide et un système de déplacement de la chaleur

Avantages pour l'environnement : Le traitement des fumées installé permet d'atteindre des concentrations de SO₂ et de NO_x relativement faibles dans le gaz épuré. Le retrofit (reconversion) de la cheminée réduit de manière importante l'impact des particules acides au voisinage de l'installation.

Applicabilité : Le traitement secondaire des fumées peut être ajouté à des chaudières au fioul lourd existantes. Le retrofit (reconversion) de la cheminée pour la réduction des émissions de particules acides dépend des conditions locales. Ici, la concentration en SO₃ dans le gaz épuré est le paramètre le plus important car il est soluble dans l'eau et peut se condenser sur les parois de la cheminée. Ce fluide hautement acide est ensuite transporté dans l'environnement adjacent. En général, la concentration en SO₃ des fumées est uniquement réduite de 20 – 30 % dans le système de FGD par voie humide. D'un autre côté, le FGD diminue la température des fumées et accroît la teneur en vapeur d'eau. Ces deux effets favorisent la condensation d'acide dans la cheminée.

Effets croisés : Les cendres volantes résultent de l'utilisation d'un électrofiltre. La FGD par voie humide produit des eaux usées et du gypse. Le fonctionnement des systèmes de traitement des fumées réduit le rendement électrique net de l'installation.

Données opérationnelles : En 1998, la première unité a produit 443,5 GWhe d'électricité nette pendant 1544 heures et la seconde 299 GWhe pendant 1017 heures de fonctionnement. Le rendement électrique net moyen annuel était de 36,7 % et l'équivalent de 961 heures à pleine charge avaient été effectuées.

	Contrôle	Niveau d'émission mesuré (mg/Nm ³) (valeur moyenne annuelle at 3 % O ₂)		Émissions spécifiques (g/MWh _e)	
		Unité 1	Unité 2	Unité 1	Unité 2
Teneur en O ₂ (%)	Continu	4,5	4,5		
Débit volumique des fumées (10 ⁶ m ³ /h)	Continu	1,3 (pleine charge)	1,3 (pleine charge)		
Poussières (mg/Nm ³)	Continu	10	15	20,5	30,2
SO ₂ (mg/Nm ³)	Continu	50 – 250	50 – 250	52	235
NO _x (mg/Nm ³)	Continu	121	131	331	355
CO (mg/Nm ³)	Continu	50	50	20,5	20,7
HCl (mg/Nm ³)	Discontinu	0,2 ¹⁾	0,1 ¹⁾	0,08	0,04
HF (mg/Nm ³)	Discontinu	<0,1 ¹⁾	<0,1 ¹⁾	<0,04	<0,04
NH ₃ (mg/Nm ³)	Discontinu		<0,1 ¹⁾		<0,04
Remarques :					
1) valeur moyenne des mesures individuelles					

Tableau 6.2 : Émissions atmosphériques en 1998

La quantité de fioul lourd brûlé était de 179 kilotonnes, ce qui représente une consommation spécifique de 0,242 kg/kWh_e. La teneur en soufre du combustible était de 3,5 % et la teneur en cendres de 0,056 %.

Produit adjuvant	Consommation (t/an)	Consommation spécifique (g/MWh _e)
HCl, (30 % solution)	122	160
NaOH, (50 % solution)	27	36
Chaux éteinte	20	27
Calcaire broyé	13811	13500
FeCl ₃ , (40 % solution)	14	19
NaOH, (25 % solution)	7,5	10
NH ₃ ,	458	620
Fioul léger	2952	4200

Tableau 6.3 : Consommation des grandes sources auxiliaires en 1998

Le système de refroidissement monotubulaire nécessitait 97,15 millions m³/an, ce qui correspond à une demande spécifique de 100 000 m³/h à pleine charge. Des eaux usées sont produites lors de la régénération de l'installation d'adoucissement complet de l'eau. Le débit moyen annuel de cette eau était de 12 m³/h. La concentration moyenne d'AOX est <1 mg/l, ce qui est équivalent à <0,015 g/MWh_e. Après réglage de la valeur du pH, ces eaux usées sont relâchées dans l'eau collectée. Une autre source principale d'eaux usées est la FGD par voie humide. La valeur moyenne du débit d'eaux usées à pleine charge est de 23 m³/h. Les eaux usées sont traitées, puis déchargée dans l'eau collectée avec des concentrations d'impuretés telles que présentées dans le tableau 6.4.

	Valeurs moyennes	Nombre de mesures sur lesquelles se fondent les valeurs moyennes	Charge spécifique moyenne (g/MWh _e)
Valeur du pH	9,2	77	
DCO (mg/l)	27,9	27	0,83142
N _{total} (mg/l)	85	1	2,533
Zn (mg/l)	0,01	13	0,000298
Cr (mg/l)	<0,1	1	<0,0003
Cd (mg/l)	<0,005	27	<0,00015
Cu (mg/l)	<0,1	1	<0,0003
Pb (mg/l)	<0,1	1	<0,0003
Ni (mg/l)	0,028	4	0,0008344
V (mg/l)	0,03	27	0,000894
Matière filtrable (mg/l)	7,3	77	0,21754
Sulfate (mg/l)	2130	27	63,474
Sulfite mg/l	<20	(uniquement au démarrage de l'installation)	<0,6
Fluorure (mg/l)	3,3	11	0,09834
Hg (mg/l)	0,002	27	0,0000596
Toxicité pour les poissons	<2	(uniquement au démarrage de l'installation)	
Remarque : Données de 1998			

Tableau 6.4 : Concentrations d'impuretés dans les eaux usées de l'installation de désulfuration après traitement

Afin de réduire les émissions des eaux usées, l'eau issue de la régénération de la déminéralisation cationique pour le condensat est injectée dans la chaudière. Un fonctionnement combiné, ce qui signifie un mélange simultané d'oxygène et d'ammoniac, permet une concentration plus faible en ammoniac dans le circuit de eau-vapeur. Ainsi le taux de régénération pour les filtres du déminéraliseur est réduit, ce qui signifie une demande en eau moindre. Le changement de la résine de l'échangeur d'ion dans une des installations d'adoucissement complet de l'eau peut permettre de réduire la consommation d'eau pour la régénération. Une réduction supplémentaire de la demande en eau peut être obtenue par recirculation du condensat et par recirculation partielle du filtrat de la déshydratation du gypse vers le circuit FGD.

	Isolation	Cendres de la chaudière	Cendres volantes	Gypses et briquettes de gypse
Quantité (t/an)	12,4	17,7	113,8	1767
Quantité spécifique (kg/MWh _e)	1,08	0,0018	0,0118	1,8
Utilisation/Mise en décharge	Recyclage	Remplissage de mines	Remplissage de mines	Industrie du gypse et du béton

Tableau 6.5 : Résidus produits en 1998

Les valeurs limites d'émission de bruit dépendent des sites résidentiels proches, qui dans ce cas sont situés à une distance de 530 – 1200 m. Les mesures de réduction des émissions de bruit comprennent des vannes de sécurité insonorisées et des couvertures anti-bruit. Les niveaux de bruit dans les sites résidentiels atteignent des valeurs comprises entre 26 et 46 dB(A).

Aspect économique : Les coûts d'investissement des techniques de traitement des fumées (FGD par voie humide et SCR) s'est élevé à 25 millions d'euros au total (entre 1990 et 1994).

Moteur de la mise en œuvre : La mise aux normes avec la FGD par voie humide et la SCR résulte de l'imposition de valeurs limites d'émissions plus strictes. Le revêtement de la cheminée avec du PRF était nécessaire du fait de plaintes relatives aux dépôts acides. Cependant l'application du nouveau matériau a entraîné une diminution de la corrosion de la cheminée et donc des frais de fonctionnement réduits (par exemple un entretien moins important).

Références bibliographiques : [98, DFIU, 2001].

EXEMPLE 6.2.2.2 CENTRALE ELECTRIQUE D'ECRETAGE CONSISTANT EN UNE CHAUDIERE ET UNE TURBINE A GAZ FONCTIONNANT AU FIOUL LEGER, EVENTUEL FONCTIONNEMENT EN CYCLE COMBINE

Description : La centrale électrique d'écrêtage en exemple consiste en une turbine à gaz (puissance thermique nominale 260 MW_{th}, puissance électrique 60 MW_e) et une chaudière (838 MW_{th} avec de l'air frais et 655 MW_{th} en fonctionnement à cycle combiné). La turbine à vapeur peut générer jusqu'à 265 MW_e. En fonctionnement en cycle combiné, les fumées de la turbine à gaz sont utilisées en tant qu'air de combustion dans la chaudière. La centrale électrique a été mise en service en 1972 pour la combustion de fioul lourd et a été mise à niveau par un retrofit (reconversion) en 1993 pour la combustion de fioul léger. En 1994, la chaudière et la turbine à gaz ont toutes les deux été équipées d'un système d'injection d'eau. Le brûleur et la chambre de combustion de la turbine à gaz ont également été changés. De l'eau déminéralisée a été injectée dans le système par des lances équipées de buses en forme de cône, à des pressions comprises entre 3 et 22 bars. La consommation d'eau s'est élevée à 50 m³/h pour la chaudière et à 18,7 m³/h pour la turbine à gaz pour un fonctionnement à pleine charge.

Avantages pour l'environnement : L'injection d'eau réduit les émissions de NO_x de la turbine à gaz ainsi que de la chaudière.

Applicabilité : L'injection d'eau est principalement utilisée lorsque les émissions de NO_x d'installations au fioul léger existantes doivent être réduites.

Effets croisés : La mesure primaire utilisée pour réduire les émissions de NO_x n'a produit ni résidus ni eaux usées, mais a consommé de grandes quantités d'eau déminéralisée. De plus, le rendement électrique de l'installation dans son ensemble a été réduit, car l'enthalpie, qui doit être dépensée pour réaliser la vaporisation, reste dans les fumées et n'est pas réutilisée. Le traitement de l'eau d'alimentation et du condensat produit de la boue et des eaux usées.

Données opérationnelles : En 1998, 6976 MWh_e (brut) ont été produits par la turbine à vapeur et 118 MWh_e (brut) par la turbine à gaz. L'installation a fonctionné pendant 74 heures et a donc été utilisée seulement pour l'écrêtage. Le tableau 6.6 et le tableau 6.7 récapitulent les émissions atmosphériques en 1998.

	Mesure	Mesure du niveau d'émission (valeur moyenne journalière à 3 % d'O ₂)	Émissions spécifiques (kg/TJ _{combustible})
Teneur en O ₂ (%)	Continu	3	
Débit volumique des fumées (m ³ /h)		853523	
NO _x (mg/Nm ³)	Continu	143,3	40,5
CO (mg/Nm ³)	Continu	4,77	1,35

Tableau 6.6 : Émissions atmosphériques de la chaudière (fonctionnement simple) en 1998.

	Mesure	Mesure du niveau d'émission (valeur moyenne journalière à 3 % d'O ₂)	Émissions spécifiques (kg/TJ _{combustible})
Teneur en O ₂ (%)	Continu	3	
Débit volumique des fumées (m ³ /h)		965000	
NO _x (mg/Nm ³)	Continu	259,7	76
CO (mg/Nm ³)	Continu	129,8	38

Tableau 6.7 : Émissions atmosphériques pour un fonctionnement en cycle combiné en 1998

2012,1 tonnes de fioul léger ont été brûlées dans la chaudière et 47,9 tonnes dans la turbine à gaz. Le système de refroidissement monotubulaire requiert environ 40 000 m³/h d'eau de la rivière adjacente lors d'un fonctionnement à pleine charge. L'effluent du système de refroidissement primaire et les eaux usées issue du traitement du condensat sont déversés dans les égouts. Les eaux usées issue du traitement de l'eau d'alimentation (250 m³/h à pleine charge) sont déversées dans la rivière après neutralisation. Les concentrations d'impuretés dans ces eaux usées sont récapitulées au tableau 6.8 pour l'année 1998.

	Résultats des mesures individuelles (1998) (mg/l)
AOX	0,023 – 0,039
DOC	10 – 23
P	0,12 – 0,2
N	42 – 45
Zn	0,078
Cr	0,0038
Cd	0,0003
Cu	0,0044
Pb	0,0053
Ni	0,0036

Tableau 6.8 : Concentrations d'impuretés dans les eaux usées neutralisées issue du traitement de l'eau d'alimentation

Les principaux résidus sont des lubrifiants usagés et des boues issues du traitement de l'eau.

Aspect économique : Les coûts d'investissement totaux pour le retrofit (reconversion) de l'installation (injection d'eau, nouveau brûleur et nouvelle chambre de combustion pour la turbine à gaz) se sont élevés à 12,8 millions d'euros, parmi lesquels 10,25 millions d'euros ont été utilisés pour le retrofit (reconversion) de la turbine à gaz, le reste étant nécessaire pour la chaudière.

Moteur de la mise en œuvre : Le système d'injection d'eau a été ajouté afin de se conformer aux valeurs limites d'émission.

Références bibliographiques : [98, DFIU, 2001].

6.2.3 Performances environnementales des nouvelles installations de combustion à combustible liquide

EXEMPLE 6.2.3.1 TURBINE A GAZ-TURBINE A VAPEUR COMBINEES FONCTIONNANT AU GAZ NATUREL/FIOUL LOURD – CENTRALE ELECTRIQUE AVEC EPURATION DES FUMEEES POUR CHAUFFAGE URBAIN

Description : La centrale électrique en exemple a été conçue en tant qu'installation de chauffage urbain à turbine à gaz-turbine à vapeur combinées fonctionnant avec du gaz naturel et du fioul lourd à faible teneur en soufre et. Un agencement schématique de l'installation est présenté à la figure 6.5.

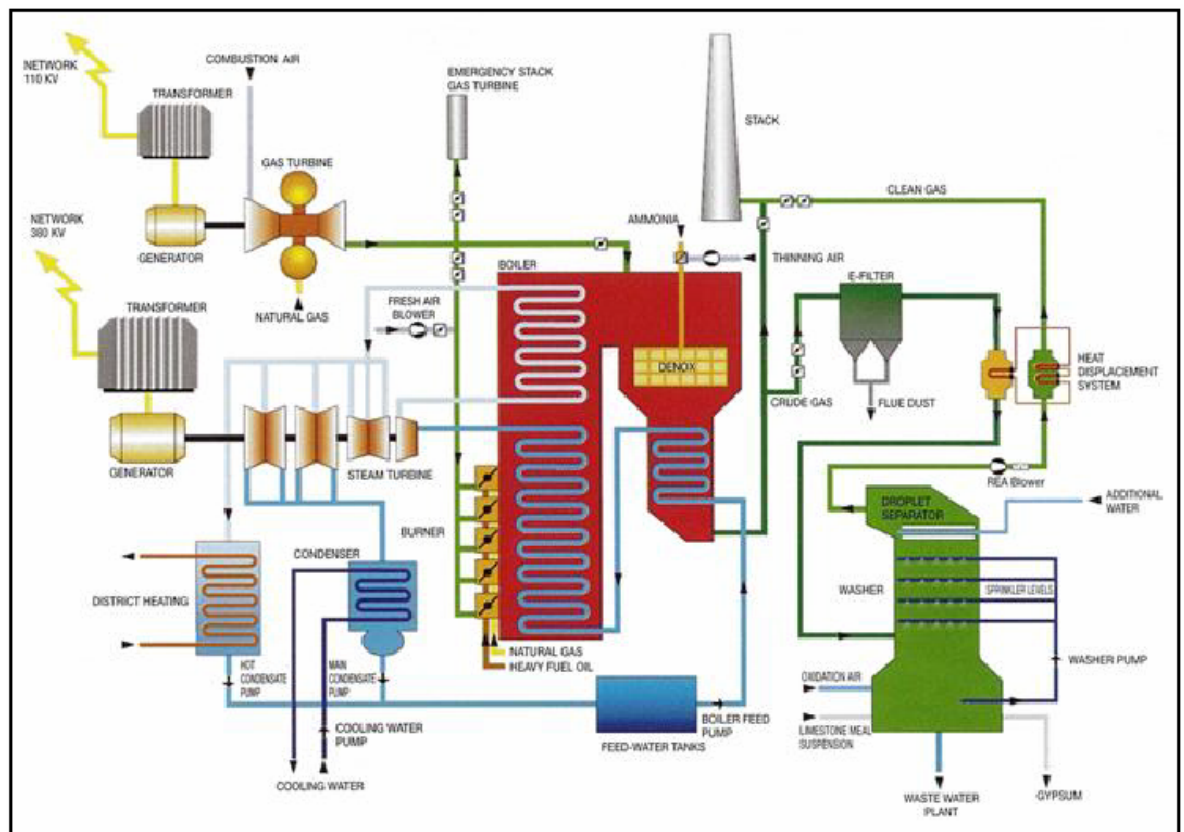


Figure 6.5 : Centrale électrique pour chauffage urbain à turbine à vapeur-turbine à gaz combinées brûlant du fioul lourd et du gaz naturel [43, Wienstrom, 2001]

Les gaz d'échappement issus de la turbine à gaz sont dirigés vers la chaudière à vapeur, une chaudière Benson à flux continu forcé à double tirage avec une surchauffe intermédiaire et une combustion à tirage forcé. Les gaz d'échappement de la turbine à gaz sont utilisés en tant qu'air de combustion, en apportant de l'oxygène aux brûleurs bas NO_x de fioul lourd/gaz naturel (20 brûleurs étagés de fioul lourd et de gaz naturel combinés ; disposés sous forme d'une paroi entière, brûlant à cinq niveaux).

La vapeur générée dans la chaudière est utilisée pour faire fonctionner une turbine de réchauffe à 4 niveaux avec un surchauffage intermédiaire. La turbine à vapeur fait fonctionner le générateur qui, sans sortie d'énergie thermique pour le réseau de chauffage urbain, a une puissance électrique d'environ 355 MW. Avec une sortie d'énergie thermique équivalente à environ 350 MW, la puissance électrique est réduite à 310 MW.

Épuration des fumées :

- dénitrification avec des brûleurs bas NO_x, en tant que mesure primaire, suivie d'un système de SCR pour charge en poussières élevée
- un épurateur par voie humide au calcaire avec un procédé d'oxydation forcée du gypse, pour réduire le dioxyde de soufre
- un électrofiltre (ESP), pour le dépoussiérage des fumées

Avantages pour l'environnement : La combinaison d'une turbine à gaz, d'une chaudière à vapeur et d'un système de chauffage urbain accroît le rendement électrique d'ensemble, ainsi que le rendement énergétique. Les niveaux d'émissions mesurés sont illustrés ci-dessous.

Polluant	Niveau d'émission mesuré (mg/Nm ³)	Taux de réduction (%)	Technique utilisée
NO _x	90	>80	Brûleur bas NO _x en tant que mesure primaire et réduction catalytique sélective (SCR) en tant que mesure secondaire, donnant une conversion SO ₂ /SO ₃ <2 % (exigence officielle)
SO ₂	60 – 90	96	Epurateur par voie humide au calcaire avec procédé d'oxydation forcée du gypse
CO	15 – 20		
Poussières	10 – 30	>95	Électrofiltre (ESP). Concentration de poussières dans les fumées épurées dépend du mode de fonctionnement (fioul lourd ou gaz naturel)
NH ₃	0,1		
Remarque : Mesures en continu, moyenne journalière, 3 % d'O ₂ , fioul lourd, pleine charge			

Tableau 6.9 : Aperçu des émissions mesurées

Les eaux usées issues de l'installation FGD contiennent des impuretés telles que des métaux issus du combustible et des matériaux inertes issus du calcaire. Ces impuretés peuvent être précipitées en réglant le pH et en ajoutant des agents de floculation. Le sédiment peut ensuite être séparé. La boue résiduaire est transportée dans une chambre à filtre-pressé, déshydratée, puis évacuée.

Polluant	Concentration (mg/l)	Émissions spécifiques (en mg/t de fioul lourd)
As	0,001	
Pb	0,03	20
Cd	0,003	10
Co	0,002	
Cr _{total}	0,03	100
Cu	0,003	100
Hg	0,0001	10
Mn	0,030	
Ni	0,03	100
Sn	0,001	
Tl	0,031	
V	0,073	100
Zn	0,05	200
Fluorure calculé en tant que F	0,1	
Chlorure calculé en tant que Cl	400	
Ammoniac calculé en tant que N	0,85	
Phosphore total en tant que P	0,150	
Azote total en tant que N	76,6	
SO ₄	1215	
Sulfure calculé en tant que S	0,1	40
Sulfite calculé en tant que SO ₃	10,2	
COT calculé en tant que C	8,6	
Remarque : Valeurs sous forme d'échantillon composite sur 24 heures		

Tableau 6.10 : Émissions mesurées dans l'eau après traitement provenant de l'épuration des fumées

Applicabilité : Les turbines à gaz peuvent être intégrées dans la conception de nouvelles installations, mais elles peuvent également être utilisées pour réalimenter (repowering) les chaudières au combustible liquide existantes. Les techniques d'épuration des fumées, à la fois les mesures primaires ou secondaires telles que des brûleurs bas NO_x, la SCR, l'ESP ainsi que les installations de FGD par voie humide, sont

applicables aux installations nouvelles et existantes. Le couplage de la chaleur accroît le rendement énergétique, mais nécessite un réseau de chauffage urbain.

Effets croisés : Le catalyseur doit être nettoyé avec de l'acide oxalique après 35 000 heures de fonctionnement. On estime qu'après 42 000 heures de fonctionnement (et nettoyage après 35 000 heures de fonctionnement), la conversion SO_2/SO_3 est d'environ 0,7 % et l'activité catalytique de 96 %. Un remplacement partiel du catalyseur est nécessaire après une estimation de 70 000 heures de fonctionnement.

L'installation de traitement de l'eau du système FGD et la déshydratation du sous-produit de gypse génèrent toutes les deux des eaux usées. Le gypse peut être utilisé dans l'industrie du ciment et du bâtiment.

Données opérationnelles :

Combustible : Fioul lourd (2 % S, <100 ppm V, <60 ppm Ni, pouvoir calorifique 40 600 kJ/kg)
Gaz naturel (pouvoir calorifique 36 100 kJ/kg)

Heures de fonctionnement (année de référence 1999) :
6566,5 h de production d'électricité
5937,5 h de chauffage urbain

Rendement : $\eta_{\text{el, net}} = 45,21$ % (gaz naturel)
 $\eta_{\text{el, net}} = 34,35$ % (fioul lourd, fonctionnement sans turbine à gaz)
 $\eta_{\text{total}} =$ environ 80 % (en cas de chauffage urbain)

Contrôle : mesures continues de : NO_x , SO_2 , CO, poussières, O_2 , température et volume des fumées, pression atmosphérique, température de l'air ambiant et volume des fumées ($1,1 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{h}$)

Aspect économique :

Technique	Coûts d'investissement	Coûts de fonctionnement
SCR	Coût total 14 millions d'euros comprend la construction, le catalyseur, le stockage d'ammoniac, la tuyauterie et l'équipement de contrôle	1,3 million d'euros/an : comprend la dépréciation, les besoins énergétiques, le personnel et l'entretien
Électrofiltre	1,44 million d'euros	0,64 million d'euros/an : comprend l'élimination des cendres volantes et la dépréciation
Installation FGD	47,2 million d'euros : comprend les installations auxiliaires pertinentes	7,6 million d'euros : comprend la dépréciation, le calcaire et le gypse

Tableau 6.11 : Coûts d'investissement et de fonctionnement des techniques de réduction utilisées

Moteur de la mise en œuvre : Rendement énergétique et électrique accrue, ainsi que réduction des émissions dans l'air et dans l'eau.

Références bibliographiques : [44, Austrian Ministry of Environment, 2000].

EXEMPLE 6.2.3.2 CENTRALE ELECTRIQUE A MOTEUR DIESEL ET A DIFFERENTS HFO EQUIPEE D'UN SYSTEME SCR

Description : Les centrales électriques en exemple sont situées en Europe et aux États-Unis. La puissance des installations est comprise entre 21 MWe et environ 49 MWe. Les centrales électriques utilisent du fioul lourd ou du diesel en tant que combustible principal. Chaque moteur ou installation est équipée de sa propre unité SCR (Réduction Catalytique Sélective) pour la réduction des NO_x . Un avantage supplémentaire des systèmes SCR est leur effet de réduction d'autres polluants comme les hydrocarbures et la suie dans une certaine mesure, ainsi que de réduire le bruit d'environ 8 – 10 dB(A).

Données opérationnelles : Le tableau 6.12 ci-dessous présente une liste des principaux paramètres de performance des installations aux HFO et au diesel.

	Installation A	Installation B	Installation C	Installation D
Lieu	UE	UE	UE	États-Unis
Année de mise en service	1997	2002	1999	2001
Type d'installation	Installation de cogénération	Production d'énergie	Installation de cogénération	Production d'énergie
Combustibles	Gaz naturel (principal), gasoil (combustible pilote et de secours)	HFO (2 – 3 % S)	Combustible diesel comme combustible principal	Fioul léger (n°2)
Technique de combustion	2 moteurs Diesel à gaz	2 moteurs au HFO	3 moteurs dual fuel	30 moteurs Diesel
Puissance	31,6 MW	34 MW	21 MW	49 MW
Performance en terme de NO_x				
Mesure secondaire	SCR (réactif : NH ₃ aqueux à 33 % en masse)	SCR (réactif : NH ₃ aqueux)	SCR (réactif : urée aqueuse)	SCR (réactif : urée aqueuse)
NO_x sans SCR (mg/Nm³) à 15 % vol d'O₂	Sans objet	1528	1388	1460
NO_x avec SCR (mg/Nm³) à 15 % vol d'O₂	180 (diesel en mode de soutien)	153	150	145
Taux de réduction des NO_x par SCR	Sans objet	90 %	89	90
Fuite d'ammoniac (mg/Nm³) à 15 % vol d'O₂	20	<2.7 catalyseur frais	<2 catalyseur frais	<2 catalyseur frais

Tableau 6.12 : Niveaux d'émissions des centrales électriques aux HFO et à moteur Diesel équipées d'une SCR

Références bibliographiques : [147, Wärtsilä NSD, 2001], [88, Euromot, 2001], [181, Ceramics GmbH, 2002], [78, Finkeldei, 2000].

6.3 Consommation et niveaux d'émission actuels

6.3.1 Aperçu des combustibles liquides utilisés dans les grandes installations de combustion

La composition d'un pétrole brut particulier est unique et ne peut pas être définie avec précision. À titre indicatif, il contient des hydrocarbures alicycliques, cycliques et aromatiques ; des composés de S, N et O ; et des traces d'autres composés contenant Ni, Fe, V, Mo, Cl, F, etc.

Les fiouls lourds sont des produits dérivés de pétroles bruts. Leur composition varie donc avec celle de la source brute. Ils sont intégralement, ou substantiellement, composés des résidus ou produits restants après les opérations de raffinage du pétrole ; c'est à dire les matériaux restant sous forme condensée pendant le traitement. La température de distillation atmosphérique pour ces composés dépasse 540 °C. Ils apparaissent après que tous les autres produits plus légers aient été éliminés du courant de raffinage.

Les tableaux suivants présentent quelques propriétés physico-chimiques des produits pétroliers :

Propriété		Diesel	Fioul léger	Fioul lourd	Résidus de raffinerie
Teneur en :					
carbone	%			84	85 - 88
hydrogène	%			11	8 - 12
soufre	%	0,5	<0,2	<4	1 - 4
eau	%	0	<0,02	<1,5	<0,5
sédiment	%	0	<0,1	<0,25	<0,2
sodium	ppm			3 à 200	
vanadium	ppm			50 à 200	200 - 350
Viscosité cinématique (20 °C)	mm ² /s		<9,5	<9,5	
Viscosité cinématique (100 °C)	mm ² /s			<40	
Point éclair (inflammabilité)	°C	>55	>55	>70	
Densité à 15 °C	kg/dm ³	0,85	0,87	0,95 à 1	
Pouvoir calorifique supérieur	MJ/kg	>46	45	43	
Pouvoir calorifique inférieur	MJ/kg		42	39,5 à 41	38 - 40

Tableau 6.13 : Caractéristiques générales des combustibles liquides [58, Eurelectric, 2001]

Propriété	A teneur en soufre élevée	A teneur en soufre intermédiaire	A teneur en soufre faible
Soufre (% en poids)	2,2	0,96	0,50
Carbone (% en poids)	86,25	87,11	87,94
Hydrogène (% en poids)	11,03	10,23	11,85
Azote (% en poids)	0,41	0,26	0,16
Cendres (%)	0,08	0,04	0,02
Vanadium (ppm)	350	155	70
Nickel (ppm)	41	20	10
Sodium (ppm)	25	10	<5
Fer (ppm)	13	9	<5

Tableau 6.14 : Propriétés chimiques de plusieurs fiouls lourds classiques [87, Molero de Blas, 1995]

Propriété	Unités	Orimulsion
Densité	Kg/m ³ à 15 C	1010
Viscosité	cSt à 50 C	350
Eau	%-vol	28 - 31
Teneur en soufre	%-humide	max 3 %
Teneur en cendres	mg/Kg	0,14 – 0,2
Vanadium	mg/Kg	300 - 365
Sodium	mg/Kg	30
Magnésium	mg/Kg	6
Pouvoir calorifique inférieur	MJ/Kg	27 - 28

Tableau 6.15 : Propriétés de l'orimulsion [97, Euromot, 2000]

Les teneurs en azote et en soufre sont deux des paramètres chimiques les plus importants. Le diagramme suivant présente la distribution des teneurs en azote et en soufre dans divers types de résidus sous vide selon leur origine géographique. Cette figure montre que, dans la plupart des cas, il est impossible d'obtenir en même temps une faible teneur en soufre et une faible teneur en azote.

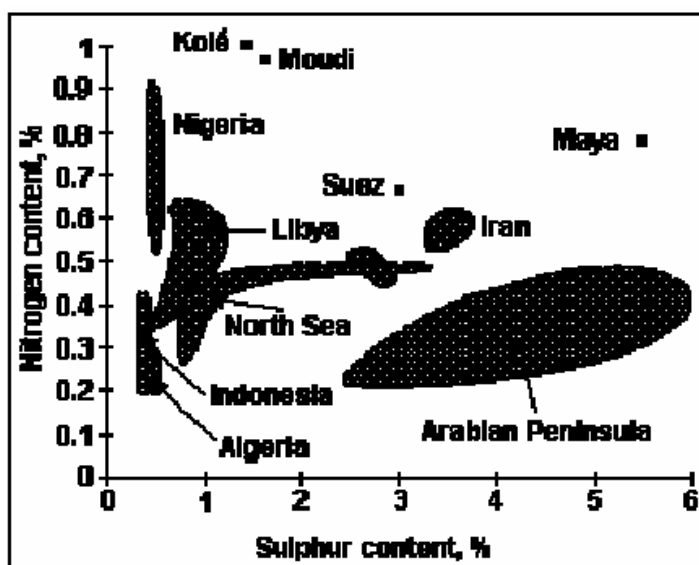


Figure 6.6 : Teneurs en soufre et en azote dans les HFO (résidus sous vide) selon leur origine géographique [87, Molero de Blas, 1995], [146, UFIP, 2001]

Parmi les fiouls, le fioul lourd (HFO) est le combustible le plus important des GIC, alors que seulement des faibles quantités de fioul léger (LFO) sont utilisées dans les grandes installations de combustion, principalement du à son prix élevé. Le fioul léger a une faible teneur en soufre car le soufre est éliminé dans le procédé de raffinage. En général, l'utilisation de HFO sans FGD est limitée par les réglementations nationales ; en Finlande par exemple, la teneur en soufre la plus élevée admise dans un HFO est de 1 %. Certaines qualités de HFO peuvent présenter des teneurs en soufre assez élevées et, dans ces cas, une désulfuration des fumées (FGD) est nécessaire. La teneur en cendres du HFO est faible, généralement bien inférieure à 0,2 % en poids, mais une élimination des particules des fumées est nécessaire. La température de flamme du fioul est élevée, mais la teneur en azote du fioul est faible, et par conséquent la formation de NOx n'est que modérée [59, Finnish LCP WG, 2000].

6.3.2 Le rendement des installations de combustion au combustible liquide

Le rendement de la chaudière pour une chaudière propre et neuve utilisant un combustible liquide est actuellement constaté aux alentours de 95 % (PCI). Les principales pertes proviennent de la chaleur perdue des fumées au niveau de la cheminée, du carbone imbrûlé dans les cendres et des pertes par radiation.

6.3.2.1 Techniques pour augmenter le rendement des chaudières au fioul

Le rendement d'une chaudière au fioul est étroitement liée à la nature du combustible et à la température de l'air ambiant. Cependant l'optimisation de certains paramètres est possible :

- **carbone imbrûlé dans les cendres:** L'optimisation de la combustion entraîne une quantité inférieure de carbone imbrûlé dans les cendres. Soulignons que les technologies de réduction des NOx faisant appel à la modification de la combustion montrent une tendance à l'augmentation du carbone imbrûlé.
- **excès d'air :** La quantité d'excès d'air dépend du type de chaudière. En général, 5 % est une valeur courante pour les chaudières au fioul. Pour des raisons de qualité de la combustion (c'est à dire concernant la formation de CO et de carbone imbrûlé), de corrosion et de sûreté, il n'est souvent pas possible de réduire davantage l'excès d'air
- **température des fumées :** La température des fumées qui sortent de la chaudière propre (en fonction du type de combustible) s'élève généralement de 120 à 220 °C, afin d'éviter la corrosion par les acides par la condensation de l'acide sulfurique. Cependant, certaines installations comportent un deuxième étage de réchauffeurs d'air permettant de réduire cette température au-dessous de 100 °C, mais avec des gainages spécifiques mis en place sur le réchauffeur d'air et la cheminée, ce qui fait que cette réduction n'est pas rentable du point de vue économique.

6.3.2.2 Consommation d'énergie des auxiliaires

La consommation d'énergie des auxiliaires dépend d'un certain nombre de paramètres :

- **le niveau de réduction de la pollution :** La FGD avancée consomme plus d'énergie et les mesures de réduction de la pollution ont généralement un effet néfaste sur le rendement.
- **la conception des auxiliaires :** Les auxiliaires de la chaudière doivent être surdimensionnés pour résister aux variations des paramètres par rapport à leurs valeurs prévues (en cas de fuites, de combustibles différents, de besoins de démarrage, de systèmes redondants, etc.). Ces options techniques conduisent à une consommation d'énergie non optimale des auxiliaires dans des conditions nominales et avec le combustible prévu.

6.3.3 Emissions atmosphériques

6.3.3.1 Emissions atmosphériques issues d'installations de chaudière à combustible liquide

Technique de combustion	Puissance	Mesures de réduction des émissions	Émissions atmosphériques (mg/Nm³)								Remarques
			SO ₂	NO _x	Poussières	CO	NH ₃	V	Ni	Autres métaux	
Chaudière au fioul lourd	100 -300	FGD(hum)/SCR/ESP	130	247	5	17					L'installation contient neuf unités dont une est équipée d'une SNCR
	>300	FGD(hum)/SCR/ESP	50 – 250	121 – 131	10 – 15	50					HCl 0,1 – 0,2 mg/Nm³ HF 0,1 mg/Nm³
	>300	SCR/FGD (hum)/ESP	<130	<130	<5	<10	0,6				SO ₃ 4,5 mg/Nm³
	>300	FGD(hum)/SCR/ESP	90	60 – 90	10 – 30	15 – 20	0,1				
	Sans objet	Aucune réduction n'a été indiquée	1700	600 – 1200	30 – 1500	>50					Fioul avec 1 % de S
Chaudière au fioul léger			126	1,1 – 141	1 – 3,9	1 – 14,6					
Combustion à cycle combiné (fioul léger)	Sans objet	Aucune réduction n'a été indiquée		259		129					
Turbines à gaz alimentées au combustible liquide	Sans objet	injection d'eau ou de vapeur	30 – 110	120 – 350							
Remarques : ESP Electrofiltre FGD(hum) désulfuration de fumées par voie humide SCR réduction catalytique sélective des NO _x											

Tableau 6.16 : Émissions atmosphériques des installations de combustion à combustible liquide en mode de fonctionnement normal et à une charge constante

Substance	Charbon	Fuel lourd	Orimulsion
Dioxines et furanne (pg/Nm ³)	2,193	2,492	2,159
HAP (µg/Nm ³)	0,0606	0,0507	0,0283

Tableau 6.17 : Niveaux d'émission des dioxines et des HAP dans la combustion de différents combustibles [192, TWG, 2003]

6.3.3.2 Réduction des émissions de NO_x de procédés de chauffage utilisés en applications industrielles

Technique de réduction	Taux de réduction (%)
Brûleur à étagement d'air	25 – 35
Brûleur à étagement de combustible	40 – 50
Brûleur à faible excès d'air	20 – 25
Brûleur avec recirculation externe des fumées	50 – 60
Brûleur avec recirculation interne des fumées	40 – 50
Étagement de l'air ou du gaz combustible avec recirculation interne des fumées	55 – 75
Étagement de l'air ou du gaz combustible avec recirculation externe des fumées	60 – 80

Tableau 6.18 : Réduction des NO_x de différents types de brûleurs bas NO_x [180, Baukal and Schwarz, 2001]

Technique de réduction	Émissions contrôlées (mg/Nm ³)	Taux de réduction (%)
Brûleurs bas NO _x	Sans objet	25 – 65
Lances à étagement d'air	Sans objet	35 – 51
Brûleur à fibres	20 – 40 (combustion au gaz)	
Injection d'ammoniac	Sans objet	43 – 70
Injection d'urée + brûleurs bas NO _x	Sans objet	55 – 70
SCR	40 – 80	65 – 90
SCR + brûleurs bas NO _x	50 – 80	70 – 90

Tableau 6.19 : Réduction des NO_x dans les procédés de chauffage industriels [180, Baukal and Schwarz, 2001]

6.3.3.3 Émissions mesurées dans les installations à base de moteur alimenté en combustible liquide

Particules (combustible : fioul lourd)	Norme ISO 9096 ou autre méthode équivalente Point de référence : 15 % vol d'O ₂
Fioul lourd : >1 % en poids de S <0,08 % en poids de cendres	Particules <75 mg/Nm ³
Fioul lourd : <1 % en poids de S et <0,06 % en poids de cendres, CCR <12 % en poids	Particules <50 mg/Nm ³
Diesel (max. 0,02 % en poids de cendres)	Particules <30 mg/Nm ³

Tableau 6.20 : Émissions de particules de moteur à combustible liquide [148, Euromot, 2002].

Type de moteur	Émissions de NO _x (combustible : fioul lourd)	Remarques
Moteur de base optimisé pour de faibles émissions de NO _x	NO _x < 2300 mg/Nm ³	Moteur Diesel standard en production, jusqu'à 2000
Moteurs à combustible liquide	NO _x 4800 mg/Nm ³	HFO (2,5 % S) SO ₂ 3800 mg/Nm ³ 5% d'O ₂ , pas de réduction
Moteur de base optimisé pour de faibles émissions de NO _x (seconde génération)	NO _x < 2000 mg/Nm ³	Moteur standard en production à l'heure actuelle
Retardement de l'injection	Généralement jusqu'à 10 à 20 % de réduction des NO _x (dépend du type de moteur)	L'augmentation de la consommation de combustible dépend de l'amplitude de retard de l'injection, généralement jusqu'à 3 %.
Addition d'eau	NO _x < 1300 à 1600 mg/Nm ³	Utilisé principalement sur les navires, la consommation de combustible augmente
Remarque : point de référence 15 % vol d'O ₂ , gaz sec, donné à 0 °C, 101,3 kPa. Fonctionnement en stabilisé 85 à 100 % de charge du moteur		

Tableau 6.21 : Émissions typiques de NO_x atteignables avec des modifications du moteur
[148, Euromot, 2002], [58, Eurelectric, 2001]

Les conditions suivantes s'appliquent aux tableaux ci-dessous (qui utilisent des mesures issues de références choisies) : les émissions sont en mg/Nm³ (Nm³ donné à 0 °C, 101,3 kPa) en gaz sec, 15 % vol ou 5 % vol d'O₂. La teneur en SO₂ dépend de la teneur en soufre du fioul et les émissions de particules dépendent principalement de la teneur en cendres du fioul. Le combustible est du fioul lourd (HFO), sauf autre indication. Le moteur fonctionne en stabilisé à pleine puissance.

Installation	% en poids de S ou SO ₂ du fioul (MCR = résidu microcarboné)	NO _x (sous forme de NO ₂)	Poussières (ISO 9096 ou autre méthode équivalente), moyenne	Remarques
Moteur de base optimisé à bas NO _x , optimisé pour les émissions de NO _x	1,88 % en poids de S, 0,05 % en poids de cendres, 13,8 % en poids de MCR	2163 – 2178	56 – 60	Centrale électrique de 70 MW _e dans les Caraïbes
Moteur de base optimisé à bas NO _x , optimisé pour les émissions de NO _x	1,83 % en poids de S, 0,06 % en poids de cendres, 13,6 % en poids de MCR	1739 – 1881	54 – 61	Installation de 100 MW _e en Amérique Centrale
Remarque : Données en mg/Nm ³ – sec, 15 % vol d'O ₂ , gaz sec				

Tableau 6.22 : Utilisation du moteur optimisé pour les NO_x
[148, Euromot, 2002]

Installation	% en poids de S ou SO ₂ du fioul	NO _x (sous forme de NO ₂)	Poussières (ISO 9096 ou autre méthode équivalente), moyenne	Remarques
SCR	0,45 % en poids de S	325 (sec, 15 % vol d'O ₂ , gaz sec)	44	Centrale électrique de 30 MW _e en Asie
SCR	Diesel DIN 51603 et DIN 590	>90 % de réduction à <90 mg/Nm ³ (à 5 % d'O ₂)	Sans objet	Centrale électrique à moteur Diesel en Allemagne avec quatre réacteurs SCR, quatre unités de dosage de l'urée avec pompes, quatre systèmes de contrôle >70 % de CO à <20 mg/Nm ³ (à 5 % d'O ₂)
SCR	gasoil	180 mg/Nm ³ (à 15 % d'O ₂)	Sans objet	Centrale électrique à cogénération de 31,6 MW _e au Royaume Uni
SCR	HFO (2 – 3 % S)	153 mg/Nm ³ (à 15 % d'O ₂)	Sans objet	Centrale électrique de 34 MW
SCR	HFO (1 % S)	91 mg/Nm ³ (à 15 % d'O ₂)	Sans objet	Propulsion marine de 3,8 MW
SCR	diesel	150 mg/Nm ³ (à 15 % d'O ₂)	Sans objet	Centrale électrique à cogénération de 21 MW
SCR	Fioul léger	145 mg/Nm ³ (à 15 % d'O ₂)	Sans objet	Centrale électrique de 49 MW

Tableau 6.23 : Émissions de NO_x mesurées dans des installations à moteur Diesel avec SCR (mg/Nm³)

[148, Euromot, 2002], [167, Rigby, et al., 2001], [181, Ceramics GmbH, 2002], [78, Finkeldei, 2000]

Installation	% en poids de S ou SO ₂ du fioul	NO _x (sous forme de NO ₂)	Poussières (ISO 9096 ou autre méthode équivalente), moyenne	Remarques
Moteur lent+ « addition d'eau »	HFO à 2 % en poids de S	1540	55	centrale électrique de 20 MW _e dans les Caraïbes
Remarque : Unités en mg/Nm ³ (sec, 15 % vol d'O ₂)				

Tableau 6.24 : Une méthode primaire : l'addition d'eau est utilisée [148, Euromot, 2002]

6.3.3.4 Émissions dans l'eau

Technique de combustion	Origine des eaux usées	Traitement des eaux usées	Concentration dans les eaux usées (mg/l)						
			Hydrazine	Matière filtrable	Sulfate	Sulfite	Fluorure	Hg	Sulfure
Chaudière au fuel lourd	FGD par voie humide	Fil/Pré/Floc/Séd/Neu		7,3	2130	20	3,3	0,002	
	Traitement du condensat et de l'eau d'alimentation	Neu/Séd		17					0,8
Remarques. Fil = Filtration Pré = Précipitation Floc = Floculation Séd = Sédimentation Neu = Neutralisation									

Tableau 6.25 : Émissions dans l'eau des installations de combustion au fioul en mode de fonctionnement normal et à charge constante

Technique de combustion	Origine des eaux usées	Traitement des eaux usées	Débit des eaux usées spécifique (m ³ /MW th)	Concentration dans les eaux usées (mg/l)										
				Cl	AOX	DCO	P	N	Zn	Cr	Cd	Cu	Pb	Ni+V
Chaudière au fuel lourd	FGD par voie humide	Fil/Pré/Floc/Séd/Neu	0,11	9,2		27,9		85	0,01	0,1	5	0,1	0,1	0,058
	Traitement du condensat et de l'eau d'alimentation	Neu/Séd	0,056		1			840						
Cycle combiné (fioul léger)	Traitement du condensat et de l'eau d'alimentation	Neu/Séd	0,32		0,031	16,5	0,16	43,5	0,078	0,0038	0,0003	0,0044	0,0053	0/0036
Remarques :														
Fil = Filtration Pré = Précipitation Floc = Floculation Séd = Sédimentation Neu = Neutralisation														

Tableau 6.26 : Émissions dans l'eau des installations de combustion au fioul en mode de fonctionnement normal et à charge constante

6.3.3.5 Déchets et résidus

Outre les résidus de combustion et de l'épuration des fumées (cendres) et le gypse de l'unité FGD, la plupart des autres déchets et résidus de la centrale électrique seront le produit d'activités subsidiaires, telles que l'entretien et le traitement de l'eau. Les déchets associées à ces activités subsidiaires peuvent comprendre des déchets de métaux, du fioul usagé, des matériaux d'emballage, des liquides utilisés pour nettoyer les compresseurs/turbines à gaz, l'échangeur d'ion et du charbon actif. Des déchets domestiques ordinaires seront également produits.

Le tableau 6.27 et le tableau 6.28 présentent tous les deux les quantités annuelles moyennes de résidus de centrales électriques classiques au fioul.

Résidu	Quantités annuelles moyennes (t/MW)
Résidus de chaux de la décarbonisation de l'eau brute	0
Résines échangeuses d'ions chargées :	0,003
Filtrages	0,033
Boue d'hydroxyde de fer	0,937
Boue de sédimentation	2,056

Tableau 6.27 : Résidus du conditionnement de l'eau brute [58, Eurelectric, 2001]

Résidu	Quantités annuelles moyennes (t/MW)
Boue issue du conditionnement des eaux usées de FGD	0,371
Résidus du traitement des déchets du procédé	0,19
Boue de neutralisation	0,004
Résidus des eaux d'épuration et de récurage	0,169
Résidus des séparateurs	0,293
Sédiments	2,338

Tableau 6.28 : Résidus du traitement des eaux usées Eurelectric [58, Eurelectric, 2001]

Le tableau 6.29 et le tableau 6.32 présentent tous les deux des exemples de l'analyse des cendres pulvérulentes et des cendres volantes issues d'installations de combustion à combustible liquide.

Paramètre	Unité	Installation A	Installation B
Cl	%		<0,01
F	%		<0,001
S	%		0,11
As	mg/kg	8,8	5
B	mg/kg		158,0
Ba	mg/kg		850
Be	mg/kg		1,0
Bi	mg/kg		3,3
Co	mg/kg		44,0
Cr	mg/kg	204,7	127,7
Cu	mg/kg	63,2	92,8
Li	mg/kg		81,0
Mn	mg/kg		582,5
Mo	mg/kg		3,8
Ni	mg/kg	214,9	94,0
Pb	mg/kg	9,9	9,0
Se	mg/kg	0,6	n.n*
Sn	mg/kg		22,7
V	mg/kg	96,6	204,2
Zn	mg/kg	38,9	89,0
COT (sous forme C)	% C		7,93

n.n.* inférieur aux limites détectables

Tableau 6.29 : Analyses des cendres pulvérulentes de deux installations différentes [192, TWG, 2003]

Paramètre	Unité	Installation A	Installation B	Installation C	Installation D
Cl	%		<0,1	0,01	0,01
F	%			<0,001	0,005
S	%		<1	0,52	
PCDD/PCDF	ng TEQ/kg		<1		
Ag	mg/kg			0,3	
As	mg/kg	106,0	<50	32,5	75
B	mg/kg			231,0	
Ba	mg/kg			3170	
Be	mg/kg			8,0	
Cd	µg/kg	740	<500	n.n.	<1000
Co	mg/kg			81,5	1
Cr	mg/kg	194,9	<400	150,5	321
Cu	mg/kg	88,4	<100	155,5	767
Hg	µg/kg	860	<1000	<0,2	<1000
Li	mg/kg			131,0	
Mn	mg/kg			510,0	487
Mo	mg/kg			12,5	
Ni	mg/kg	90,0	<250	197,2	89
Pb	mg/kg	45,2	<100	81,2	45
Sb	mg/kg			n.n.	
Se	mg/kg	2,8		n.n.	
Sn	mg/kg			6,7	
Tl	mg/kg		<2	n.n.	
COT (sous forme C)	% C		<8	1,75	
V	mg/kg	263,6		301,1	280
W	mg/kg			2,0	
Zn	mg/kg	236,1	<300	209,5	290
PCDD/PCDF	ng TE/kg		<1	209,5	290

*n.n. Inférieur aux limites détectables

Tableau 6.30 : Analyses des cendres volantes de trois installations différentes [192, TWG, 2003]

Le tableau 6.33 présente l'analyse du gâteau de filtration produit dans trois centrales électriques différentes.

Paramètre	Unité	Installation A	Installation B	Installation C
Cl	mg/kg			1,3
F	mg/kg			0,26
TS 40 °C	%	44,3-58,6	57,1 - 66,7	
C	%	13,0-34,9	2,5 - 6,8	
Silicate	%	1,2-4,0	7,5 - 14,2	
Sulfate	%	24,2-43,1	10,0 - 35,7	
Carbonate	%	1,0-3,9	2,7 - 7,8	
Al	%	0,077-1,413	1,78 - 24,33	
As	mg/kg	1-16	16 - 46	41
Ba	%	0,005-0,010	0,029 - 0,093	
Ca	%	14,83-19,52	17,78 - 25,28	
Cd	µg/kg	n.n.	n.n.	4,000
Co	mg/kg	33-99	13 - 35	182
Cr	mg/kg	8-76	25 - 66	93
Cu	mg/kg	16-46	43 - 91	90
Fe	%	0,43-0,90	2,6 - 4,48	
Hg	µg/kg	n.n.*	n.n.*	76
K	%	0,020-0,094	0,31 - 0,64	
Na	%	0,025-0,115	0,14 - 0,32	
Mg	%	3,09-8,22	0,27 - 0,52	
Mn	%	0,014-0,033	0,04 - 0,12	2200
Mo	mg/kg	2-62	2 - 12	
Ni	%	0,170-0,491	0,002 - 0,006	11100 (mg/kg)
Pb	mg/kg	21-47	25 - 66	103
Sb	mg/kg	10-21	1 - 12	
Sn	mg/kg	n.n.-4	2 - 10	
V	%	0,450-0,794	0,01 - 0,02	34000 (mg/kg)
Zn	mg/kg	19-425	82 - 342	758
*n.n. Inférieur aux limites détectables				

Tableau 6.31 : Analyses du gâteau de filtration de trois installations [192, TWG, 2003]

6.3.3.6 Résidus d'une installation de traitement des eaux usées

Le tableau suivant présente un exemple de l'analyse élémentaire d'un gâteau de filtration issu d'un filtre-pressé de l'installation de traitement des eaux usées fonctionnant dans une centrale électrique utilisant du HFO avec une teneur moyenne en soufre de 1,89 %. L'installation est équipée d'une SCR, d'un ESP par voie humide et d'une unité FGD par voie humide.

	Normes de test	Unité	*	Minimum	Maximum	Moyenne
Substance sèche 105°C	OeN G 1.074	%		43,4	64,3	50,7
Carbone	OeN G 1.072	% C	<15	14,6	28,7	21,2
Silicate	gravimétrique	% SiO ₂	<40	2,1	4,1	3,0
Sulfate	DIN 38.,405-D19	% SO ₄	<65	21,6	51,2	37,7
Dioxyde de carbone	OeN G 1.072	% CO ₂		0,6	10,6	3,7
Aluminium	DIN 38.406-E22	% Al	<10	0,188	0,390	0,298
Arsenic	DIN 38.406-E22	ppm As	<30	11	36	22
Baryum	DIN 38.406-E22	% Ba	<0,2	0,007	0,016	0,010
Béryllium	DIN 38.406-E22	ppb Be	<10	n.d.	n.d.	n.d.
Calcium	DIN 38.406-E22	% Ca	<30	9,79	14,07	11,77
Cadmium	DIN 38.406-E22	ppb Cd	<10	n.d.	n.d.	n.d.
Cobalt	DIN 38.406-E22	ppm Co	<30	29	74	53
Chrome	DIN 38.406-E22	ppm Cr	<200	11	41	20
Cuivre	DIN 38.406-E22	ppm Cu	<100	12	46	27
Fer	DIN 38.406-E22	% Fe	<10	0,65	1,74	0,98
Mercure	OeN ISO 5.666	ppb Hg	<10	n.d.	n.d.	n.d.
Potassium	DIN 38.406-E22	% K	$\Sigma <1$	0,015	0,054	0,033
Sodium	DIN 38.406-E22	% Na		0,027	0,127	0,057
Magnésium	DIN 38.406-E22	% Mg	<10	5,15	8,53	6,35
Manganèse	DIN 38.406-E22	% Mn	<,5	0,026	0,061	0,038
Molybdène	DIN 38.406-E22	ppm Mo	<100	30	96	55
Nickel	DIN 38.406-E22	% Ni	<0,5	0,106	0,448	0,262
Plomb	DIN 38.406-E22	ppm Pb	<500	23	109	54
Antimoine	DIN 38.406-E22	ppm Sb	<30	2	37	20
Argent	DIN 38.406-E22	% Ag		n.d.	n.d.	n.d.
Étain	DIN 38.406-E22	ppm Sn	<500	n.d.	7	1
Thallium	DIN 38.406-E22	ppb Tl	<10	n.d.	n.d.	n.d.
Vanadium	DIN 38.406-E22	% V	<2	0,045	0,989	0,561
Zinc	DIN 38.406-E22	ppm Zn	<1,000	94	282	170
Remarque : * Expérience opérationnelle (valeurs indicatives)						
Combustible : HFO (1,89 % de S, valeur moyenne)						

Tableau 6.32 : Exemple de l'analyse élémentaire d'un gâteau de filtration issu d'un filtre-presse de l'installation de traitement des eaux usées fonctionnant dans une centrale électrique utilisant du HFO
[192, TWG, 2003]

6.4 Techniques à prendre en compte pour déterminer les MTD de la combustion des combustibles liquides

Cette section présente des techniques qui sont prises en compte pour déterminer les MTD pour la prévention ou la réduction des émissions issues de la combustion de combustibles liquides et les mesures destinées à accroître le rendement thermique. Elles sont actuellement toutes disponibles d'un point de vue commercial. Toutes les techniques à prendre en compte ont été décrites de façon générale, mais pour la plupart d'entre elles, des descriptions plus détaillées sont présentées dans le chapitre 3 et des exemples sont également fournis pour certaines techniques dans le paragraphe 6.2. Ceci a pour but de démontrer, en détails, les performances environnementales de ces techniques appliquées en situations réelles. En principe, les techniques générales décrites dans le chapitre 3 s'appliquent également en grande partie, à la combustion des combustibles liquides, et elles doivent généralement être également vu comme des techniques à prendre en compte pour déterminer les MTD. Pour obtenir des descriptions plus détaillées, reportez-vous au chapitre 3.

Pour éviter toute répétition dans ce document, reportez-vous aux systèmes de management environnemental (SME) au paragraphe 3.15.

6.4.1 Techniques de déchargement, stockage et manipulation/manutention du combustible liquide et des additifs

Technique	Avantage pour l'environnement	Applicabilité		Expérience opérationnelle	Effets croisés	Aspect économique	Remarques
		Nouvelles installations	Retrofit (reconversion)				
Cuves regroupées dans un bassin de rétention	Risque réduit de contamination de l'eau et du sol	Possible	Possible	Élevée	Aucun	Non disponible	Le bassin de rétention doit être conçu pour retenir une partie ou la totalité du volume (75 % de la capacité maximale de toutes les cuves, mais au moins le volume maximum de la cuve la plus grande)
Systèmes de contrôle automatique pour prévenir le remplissage excessif des cuves de stockage.	Risque réduit de contamination de l'eau et du sol	Possible	Possible	Élevée	Aucun	Non disponible	
Canalisations à double parois avec contrôle automatique de l'espacement pour les canalisations souterraines	Risque réduit de contamination de l'eau et du sol	Possible	Possible	Élevée	Aucun	Non disponible	
Vérification régulière des installations de stockage et des canalisations	Risque réduit de contamination de l'eau et du sol	Possible	Possible	Élevée	Aucun	Non disponible	
Stockage fermé de chaux/calcaire dans des silos équipés de dispositifs de réduction des poussières	Réduction des émissions de particules fines	Possible	Possible	Élevée	Aucun	Non disponible	
Surfaces étanches avec systèmes de drainage (y compris piège à hydrocarbures)	Protection contre la contamination du sol et des eaux souterraines	Possible	Possible	Élevée	Aucun	Coût du traitement des eaux usées	L'eau de drainage recueillies doit être traitée pour éviter la contamination de l'eau par le combustible ou l'huile lubrifiante
Stockage de l'ammoniac sous forme d'une solution aqueuse d'ammoniac	Sécurité supérieure	Possible	Possible	Élevée	Moins de risques de stockage qu'en cas de stockage sous forme d'ammoniac sous pression	Non disponible	

Tableau 6.33 : Techniques de déchargement, stockage et manipulation/manutention du combustible liquide et des additifs

6.4.2 Techniques pour augmenter le rendement des chaudières à combustible liquide

Technique	Avantage pour l'environnement	Applicabilité		Expérience opérationnelle	Effets croisés	Aspect économique	Remarques
		Nouvelles installations	(reconversion)				
Cycle de combustion							
Cogénération	Augmentation du rendement	Possible	Très limitée	Élevée			
Changement des aubes de la turbine	Augmentation du rendement	Possible	Possible	Élevée	Aucun	Non disponible	Les aubes de la turbine à vapeur peuvent être changées en aubes tridimensionnelles lors d'intervalles de maintenance réguliers
Utilisation de matériaux avancés pour atteindre des paramètres de vapeur élevés	Augmentation du rendement	Possible	Impossible	Appliqués dans les nouvelles installations	Aucun	Non disponible	L'utilisation de matériaux avancés permet d'obtenir des pressions de vapeur de 300 bars et des températures de vapeur de 600 °C
Paramètres de vapeur supercritiques	Augmentation du rendement	Possible	Impossible	Appliqués dans les nouvelles installations	Aucun	Non disponible	
Double réchauffe	Augmentation du rendement	Possible	Très limitée	Appliquée surtout dans les nouvelles installations	Aucun	Non disponible	
Chauffage de l'eau d'alimentation par récupération	Augmentation du rendement	Possible	Parfois possible	Appliqué dans les nouvelles installations et dans certaines installations existantes	Aucun	Non disponible	Les nouvelles installations utilisent jusqu'à 10 , fournissant une température d'eau d'alimentation d'environ 300 °C
Contrôle informatisé avancé des conditions de combustion pour la réduction des émissions et les performance de la chaudière	Augmentation du rendement de la chaudière	Possible	Possible	Élevée	Aucun	Spécifique à chaque installation	
Optimisation énergétique de l'équipement de l'installation							
Faible excès d'air	Augmentation du rendement et réduction des émissions de NOX et de N2O	Possible	Possible	Élevée	Aucun	Non disponible	
Diminution des températures des gaz d'échappement	Augmentation du rendement	Possible	Possible	Élevée		Non disponible	

Technique	Avantage pour l'environnement	Applicabilité		Expérience opérationnelle	Effets croisés	Aspect économique	Remarques
		Nouvelles installations	(reconversion)				
Concentration de CO faible dans les fumées	Augmentation du rendement	Possible	Possible	Élevée	Faibles émissions de NOx conduisent à des niveaux plus élevés de CO	Non disponible	Les émissions de NOx et de CO doivent être optimisées
Accumulation de chaleur (stockage de chaleur)		Possible	Possible			Non disponible	Accroît l'énergie produite en mode cogénération

Tableau 6.34 : Techniques pour accroître le rendement des chaudières à combustible liquide

Technique	Avantage pour l'environnement	Applicabilité		Expérience opérationnelle	Effets croisés	Aspect économique	Remarques
		Nouvelles installations	Retrofit (reconversion)				
Épuration et rejet des fumées							
Rejet de la tour de refroidissement	Le réchauffage des fumées après l'installation FGD n'est pas nécessaire	Possible	Possible	Élevée	Aucune cheminée n'est nécessaire	Aucun coût supplémentaire de construction et d'entretien d'une cheminée	
Système de refroidissement							
Techniques différentes							Voir le BREF sur le refroidissement

Tableau 6.35 : Techniques pour accroître le rendement des chaudières à combustible liquide (suite du tableau 6.28)

6.4.3 Techniques pour la prévention et la réduction des émissions de poussières et de métaux lourds

Technique	Avantage pour l'environnement	Applicabilité		Expérience opérationnelle	Effets croisés	Aspect économique	Remarques
		Nouvelles installations	Retrofit (reconversion)				
Gaz naturel ou combustible liquide à faible teneur en cendres/soufre	Réduction des émissions de SO ₂ et de particules	Possible	Possible	Élevée	Aucun		
Électrofiltre	Réduction des particules et des métaux lourds	Possible	Possible	Élevée	Aucun		ESP largement utilisé pour les chaudières. Les méthodes secondaires de réduction de particules sont nouvelles pour les moteurs Diesel, le premier ESP commercial est en cours d'installation.
Filtre à manches	Réduction des émissions de particules, notamment de poussières fines (PM2.5 et PM10) et de métaux lourds	Possible	Possible	Élevée	Aucun		Le FF est moins important que l'ESP du fait du risque élevé d'incendie, qui peut être réduit si le FF est utilisé en combinaison avec une FGD.
Filtre à particules pour moteur à combustible liquide	Réduction des émissions de particules, notamment des particules de suie	Possible		Limitée			Des dispositifs secondaires d'épuration pour les particules sont actuellement en cours de développement pour les moteurs Diesel de plus grande taille
Additifs de combustion	Réduction des poussières à la source	Possible	Possible	Élevée		1 à 3 % du prix du combustible	
Fioul à faible teneur en asphaltène	Réduction des émissions de poussières à la source	Possible	Possible			moins de 10 % du prix du combustible	Si disponible, dépend du procédé de raffinage

Tableau 6.36 : Techniques pour la prévention et la réduction des émissions de poussières et de métaux lourds

6.4.4 Techniques de prévention et de réduction des émissions de SO₂

Technique	Avantage pour l'environnement	Applicabilité		Expérience opérationnelle	Effets croisés	Aspect économique	Remarques
		Nouvelles installations	Retrofit (reconversion)				
Utilisation de fioul à faible teneur en soufre	Réduction des émissions de SO ₂ à la source	Possible	Possible	Élevée		Dépend du type et de la qualité du fioul	
Cocombustion du fioul et de gaz	Réduction des émissions de SO ₂ à la source	Possible	Possible	Élevée	Émissions de NO _x et de CO ₂ diminuées simultanément	Dépend des différences de prix du combustible	Peut aider à optimiser la consommation d'énergie
Combustion en lit fluidisé (FBC)	Réduction des émissions de SO ₂ dans la chaudière	Possible	Impossible	Bonne	Émissions de NO _x diminuées simultanément		Valable pour la cocombustion avec du combustible solide

Tableau 6.37 : Techniques (mesures primaires) de prévention et de réduction des émissions de SO₂

	Avantage pour l'environnement	Applicabilité		Expérience opérationnelle	Effets croisés	Aspect économique	Remarques
		Nouvelles installations	Retrofit (reconversion)				
Épurateur par voie humide à la chaux/au calcaire avec production de gypse	Réduction des émissions de poussières, de SO ₂	Possible, mais rarement appliqué dans les installations inférieures à 100 MWth	Possible	Élevée	Du fait de la source de chaux utilisée, les émissions d'As, Cd, Pb et Zn peuvent être légèrement supérieures. Émissions dans l'eau. Formation de panaches à la sortie de la cheminée si les gaz résiduaires ne sont pas réchauffés.	Spécifique à chaque installation	À cause des coûts élevés de l'épuration par voie humide, cette technique est la solution la plus économique, en particulier pour les grandes installations. L'épurateur par voie humide existant peut être amélioré en optimisant la configuration d'écoulement dans l'absorbeur.
Épurateur à l'eau de mer	Réduction des émissions de poussières, SO ₂ .	Possible	Possible	Élevée	Tendance à conduire à des niveaux de pH réduits à proximité de l'évacuation d'eau et émissions de métaux lourds et de cendres restants dans l'environnement marin	Spécifique à chaque installation	L'utilisation d'un système d'épuration à l'eau de mer dépend fortement de la situation spécifique du fait de l'impact de la pollution sur l'environnement marin
Autres types d'épurateurs par voie humide	Réduction des émissions de SO ₂	Possible, mais rarement appliquées dans les nouvelles installations	Dépend de chaque installation	Très limitée	Dépend de la technique	Non disponible	La réduction des autres polluants dépend de chaque technique spécifique
Épurateur par procédé semi-sec	Réduction des émissions de SO ₂	Possible	Possible	Élevée	Résidus qui doivent être mis en décharge	Spécifique à chaque installation	Les épurateur par procédé semi-sec produisent d'abord des poussières, ils ne réduisent les émissions de poussières qu'en combinaison avec des systèmes efficaces d'élimination des particules (FF, ESP)
Autres	Réduction des émissions de SO ₂ , mais aussi des NO _x dans la technique combinée	Possible, mais rarement appliquées dans les nouvelles installations	Dépend de chaque installation	Très limitée		Non disponible	La réduction des autres polluants dépend de chaque technique spécifique

Tableau 6.38 : Techniques (mesures secondaires) de prévention et de réduction des émissions de SO₂

6.4.5 Techniques de prévention et de réduction des émissions de NO_x et de N₂O

Technique	Avantage pour l'environnement	Applicabilité		Expérience opérationnelle	Effets croisés	Aspect économique	Remarques
		Nouvelles installations	Retrofit (reconversion)				
Mesures primaires pour chaudières et procédé de chauffage industriel							
Faible excès d'air	Réduction des émissions de NO _x , CO, HC et N ₂ O, Augmentation du rendement.	Possible	Possible	Élevée		Spécifique à chaque installation	Uniquement pour chaudières et procédés de chauffage industriels
Étagement de l'air (OFA)		Possible	Possible	Élevée		Spécifique à chaque installation	Uniquement pour chaudières et dispositifs de production de chaleur industrielles
Recyclage des		Possible	Possible	Élevée		Spécifique à chaque installation	Uniquement pour chaudières et dispositifs de production de chaleur industrielles
(seconde ou troisième génération de)	Réduction des émissions de	Possible	Possible	Élevée	Tendance à une combustion incomplète		Uniquement pour chaudières et dispositifs de production de chaleur industrielles. Des installations plus anciennes peuvent rencontrer des problèmes avec la longueur de flamme des modernes.
Recombustion (reburning)	Réduction des émissions de NOx	Possible	Possible	Élevée		Spécifique à chaque installation	Uniquement pour chaudières
Mesures primaires pour moteurs et turbines à gaz							
Modifications du moteur (Paragraphe 6.1.10.3.3)	Réduction des émissions de NOx	Possible	Impossible	Élevée		Spécifique à chaque installation	Uniquement pour moteurs
Injection directe de vapeur	Réduction des émissions de NOx	Possible	Possible	Élevée	Consommation de combustible accrue		Uniquement pour moteurs Diesel et turbines à gaz
Injection directe d'eau	Réduction des émissions de NOx	Possible	Possible	Limitée	Consommation de combustible accrue		Uniquement pour moteurs Diesel et turbines à gaz
Injection d'une émulsion eau/combustible ou d'air humide	Réduction des émissions de NOx	Possible	Possible	Limitée			Uniquement pour moteurs Diesel et turbines à gaz
Mesures secondaires							
Réduction sélective non catalytique (SNCR)	Réduction des émissions de NOx même si le taux de réduction est bien	Possible	Possible	Élevée	Fuite d'ammoniac et formation de sels de sulfate	Spécifique à chaque installation	Uniquement pour chaudières et procédés de chauffage industriels

	inférieur à celui du SCR				d'ammoniac		
Réduction sélective catalytique (SCR)	Réduction des émissions de NOx	Possible	Possible	Élevée	Fuite d'ammoniac	Spécifique à chaque installation	Pour chaudières, procédés de chauffage industriels et moteurs HFO et diesel
Techniques combinées	Réduction des émissions de NOx et de SO2	Possible	Limitée	Limitée		Non disponible	Les techniques combinées ont seulement une petite part de marché en comparaison des techniques SCR.

Tableau 6.39 : Techniques de prévention et de réduction des émissions de NOx et de N₂O

6.4.6 Techniques de prévention et de réduction de la pollution de l'eau

Technique	Avantage pour l'environnement	Applicabilité		Expérience opérationnelle	Effets croisés	Aspect économique	Remarques
		Nouvelles installations	Retrofit (reconversion)				
FGD par voie humide							
Traitement de l'eau par floculation ou sédimentation	Elimination du fluorure, des métaux lourds, de la DCO et des particules	Possible	Possible	Élevée	Des boues peuvent être ajoutées au charbon en interne et dans la FGD, ou en tant que matériau de remplissage dans l'industrie minière	Spécifique à chaque installation	
Réduction d'ammoniac par séparation d'air, précipitation ou biodégradation	Réduction de la teneur en ammoniac	Uniquement applicable si la teneur en ammoniac dans les eaux usées est élevée du fait de la SCR/SNCR utilisée en amont de la FGD		Élevée		Spécifique à chaque installation	
Fonctionnement en circuit fermé	Réduction des quantités d'eaux usées évacuées	Possible	Possible	Élevée		Spécifique à chaque installation	
Régénération des déminéraliseurs et des polisseurs de condensat							
Neutralisation et sédimentation	Réduction des quantités d'eaux usées évacuées	Possible	Possible	Élevée	Boue qui doit être déshydratée avant d'être éliminée	Spécifique à chaque installation	
Élutriation							
Neutralisation		Uniquement en fonctionnement alcalin		Élevée		Spécifique à chaque installation	
Nettoyage des chaudières, préchauffeurs d'air et précipitateurs							
Neutralisation et fonctionnement en circuit fermé ou remplacement par des méthodes de nettoyage par voie sèche	Réduction des quantités d'eaux usées évacuées	Possible	Possible	Élevée		Spécifique à chaque installation	
Eaux de ruissellement en surface							
Sédimentations ou traitement chimique et réutilisation interne	Réduction des quantités d'eaux usées évacuées	Possible	Possible	Élevée		Spécifique à chaque installation	
Utilisation de systèmes de pièges à hydrocarbure	Risque réduit de contamination de l'eau et du sol	Possible	Possible	Élevée			

Tableau 6.40 : Techniques de protection et de réduction de la pollution de l'eau

6.5 Meilleures techniques disponibles (MTD) pour la combustion de combustibles liquides

Pour une meilleure compréhension de cette section et de son contenu, le lecteur est invité à consulter la préface de ce document, en particulier la cinquième section de celle-ci : « Comment comprendre et utiliser ce document ». Les techniques et les niveaux d'émission et/ou de consommation associés ou les fourchettes de niveaux présentés dans cette section ont été évalués par le biais d'un processus itératif qui comprend les étapes suivantes :

- identification des principaux problèmes environnementaux du secteur, à savoir les émissions dans l'air et l'eau, le rendement thermique et les résidus de combustion
- examen des techniques les plus pertinentes pour répondre à ces principaux problèmes
- identification des meilleurs niveaux de performances environnementales sur la base des données disponibles dans l'Union européenne et dans le monde entier
- examen des conditions sous lesquelles ces niveaux de performances ont été obtenus, comme les coûts, les effets croisés et les facteurs impliqués dans la mise en œuvre de ces techniques
- sélection des meilleures techniques disponibles (MTD) et des niveaux d'émission et/ou de consommation associés pour ce secteur de façon générale, le tout conformément à l'Article 2(11) et à l'Annexe IV de la Directive.

Le jugement des experts du bureau européen de l'IPPC (prévention et réduction intégrée de la pollution) et du groupe de travail technique (TWG) concerné a joué un rôle clé dans chacune de ces étapes et dans la façon dont les informations sont présentées ici.

En se basant sur cette évaluation, les techniques et, autant que possible, les niveaux d'émission et de consommation associés à l'utilisation des MTD, sont présentées dans cette section et elles sont considérées comme étant appropriées au secteur dans son ensemble tout en reflétant dans de nombreux cas les performances actuelles de certaines installations du secteur. Lorsque les niveaux d'émission ou de consommation « associés aux meilleures techniques disponibles » sont présentés, cela doit s'entendre dans le sens où ces niveaux représentent les performances environnementales qui pourraient être anticipées comme résultat de l'application, dans ce secteur, des techniques décrites, en gardant à l'esprit l'équilibre entre les coûts et les avantages inhérents dans la définition des MTD. Toutefois, ces niveaux ne constituent pas des valeurs limites d'émission ou de consommation et ne doivent pas être compris comme tels. Parfois, il peut être techniquement possible d'obtenir de meilleurs niveaux d'émission ou de consommation, mais du fait des coûts impliqués ou des effets croisés, ils ne sont pas considérés comme étant appropriés comme MTD pour le secteur dans son ensemble. Cependant, de tels niveaux peuvent être considérés comme étant justifiés dans des cas plus spécifiques, lorsque le moteur de la mise en œuvre est spécifique.

Les niveaux d'émission et de consommation associés à l'utilisation des MTD doivent être regardés avec toutes les conditions de référence spécifiées (par exemple périodes de moyenne).

Le concept de « niveaux associés aux MTD » qui est décrit ci-dessus doit être distingué du terme « niveau atteignable » utilisé ailleurs dans le document. Lorsqu'un niveau est décrit comme « atteignable » par le biais d'une technique particulière ou d'une combinaison de techniques, il faut comprendre que le niveau peut être atteint sur une période de temps substantielle dans une installation ou un procédé correctement entretenu(e) et utilisé(e) et appliquant ces techniques.

Lorsqu'elles sont disponibles, les données relatives aux coûts ont été fournies avec la description des techniques présentées dans les sections précédentes. Cela donne une idée de l'importance des coûts impliqués. Toutefois, le coût réel de la mise en œuvre d'une technique dépend fortement de la situation spécifique en question, par exemple, des taxes, charges et caractéristiques techniques de l'installation concernée. Il est impossible d'évaluer entièrement ces facteurs spécifiques à chaque site dans ce document. En l'absence de données sur les coûts, des conclusions sur la viabilité économique des techniques ont été tirées des observations faites sur les installations existantes.

Il est entendu que les MTD générales de cette section sont un point de référence permettant de juger des performances actuelles d'une installation existante ou de juger la proposition d'une nouvelle installation. De cette façon, elles aideront à déterminer les conditions appropriées « basées sur les MTD » pour l'installation ou à définir les règles générales de nature contraignante de l'Article 9(8). Il est prévu que les nouvelles installations puissent être conçues pour atteindre, voire dépasser, les niveaux de MTD généraux qui sont présentés ici. On considère également que les installations existantes peuvent évoluer vers, voire dépasser, les niveaux de MTD généraux, sous réserve de l'applicabilité technique et économique des techniques dans chaque cas.

Les BREF ne fixent pas de normes juridiquement contraignantes, mais donnent des informations à l'intention des entreprises, des États membres et du public sur les niveaux d'émission et de consommation qu'il est possible d'atteindre en utilisant les techniques spécifiées. Les valeurs limites appropriées pour

chaque cas particulier devront être déterminées en tenant compte des objectifs de la directive IPPC et des considérations locales.

Pour éviter toute répétition dans ce document, reportez-vous aux MTD sur les systèmes de management environnemental (SME) au paragraphe 3.15.1.

6.5.1 Déchargement, stockage et manipulation/manutention des combustibles liquides et des additifs

Les MTD pour la prévention des rejets dus au déchargement, au stockage et à la manipulation/manutention des combustibles liquides ainsi que pour des additifs tels que la chaux, le calcaire, l'ammoniac, etc. sont présentées de manière succincte au tableau 6.41.

Matière	Polluant	MTD (liste non exhaustive)
Combustible liquide	Contamination de l'eau	<ul style="list-style-type: none"> utilisation de systèmes de stockage de combustibles liquides confinés à l'intérieur d'enceintes étanches d'une capacité suffisante pour retenir 50 à 75 % de la capacité maximale de toutes les citernes, ou au moins le volume maximal de la plus grande cuve. Les zones de stockage doivent être conçues de manière à ce que les fuites issues des portions supérieures des cuves et des systèmes de délivrance soient interceptées et confinées dans l'enceinte étanche. Les contenus des cuves doivent être affichés et des alarmes associées utilisées. L'utilisation de livraisons planifiées et de systèmes de contrôle automatique peuvent être appliquées afin de prévenir le remplissage excessif des cuves de stockage pipelines placés dans des zones sûres et ouvertes au-dessus du sol afin que les fuites soient rapidement détectées et afin d'éviter les dommages causés par les véhicules et d'autres équipements. Si des canalisations souterraines sont utilisées, leur trajet peut être documenté et marqué et des systèmes sûrs d'excavation peuvent être adoptés. Pour les canalisations souterraines, des canalisations à double parois avec contrôle automatique de l'espacement et une construction spéciale de tuyauterie (tuyaux en acier, des connexions soudées ne comportant aucune vanne dans la section souterraine, etc.) sont les MTD. les eaux de ruissellement (eaux de pluie) pouvant être contaminées par tout renversement de combustible lors du stockage et de la manipulation doivent être collectées et traitées avant évacuation.
Chaux et calcaire		<ul style="list-style-type: none"> les convoyeurs clos, les systèmes de transfert pneumatiques et les silos munis, aux points de transfert, d'un équipement d'extraction et de filtration bien conçu et robuste afin de prévenir l'émission de poussières
Ammoniac pur liquéfié	Risque en matière de santé et de sécurité selon l'ammoniac utilisé	<ul style="list-style-type: none"> pour la manipulation et le stockage d'ammoniac pur liquéfié : les réservoirs sous pression pour ammoniac pur liquéfié >100 m³ devraient être à double paroi et enterrés; les réservoirs de 100 m³ et moins devraient être construits selon des procédés de recuit du point de vue de la sécurité, l'utilisation d'une solution aqueuse d'ammoniac est moins dangereuse que le stockage et la manipulation d'ammoniac pur liquéfié

Tableau 6.41 : MTD pour le déchargement, stockage et manipulation/manutention du combustible liquide et des additifs

6.5.2 Prétraitement des combustibles liquides utilisés dans les turbines à gaz et les moteurs

Pour le diesel utilisée en tant que combustible dans les turbines à gaz et les moteurs, des installations de prétraitement du combustible comprenant des unités d'épuration du diesel de type autonettoyantes par centrifugation ou du type électrostatique, sont considérées comme la MTD. Pour la combustion du fioul lourd (HFO), l'installation de traitement du combustible comprend des dispositifs de chauffage pour le chauffage du HFO (de type appareils de chauffage électriques ou à serpentin à vapeur) ; des systèmes de dosage désémulsifiant, destinés à rompre l'émulsion du fioul ; des séparateurs (de type à centrifugation ou électrostatiques), destinés à éliminer les impuretés solides ; et des dispositifs de dosage d'additifs, destinés à augmenter le point de fusion des produits d'oxydation du vanadium. Se reporter aux mesures décrites aux paragraphes 6.1.2.2 et 6.1.2.3 de ce document.

6.5.3 MTD pour chaudières à combustible liquide

6.5.3.1 Rendement thermique

Pour la réduction des gaz à effet de serre, en particulier les rejets de CO₂ des installations de combustion à combustible liquide, les meilleures options disponibles à l'heure actuelle sont les techniques et les mesures opérationnelles pour augmenter le rendement thermique. Ceci va avec l'application de systèmes de contrôle informatisés avancés pour le contrôle des conditions de combustion afin de maximiser la réduction des émissions et les performances de la chaudière. Les mesures secondaires de captage et stockage du CO₂, telles que décrites dans l'Annexe 10.2 du présent document, sont à l'une des premières étapes de leur développement. Ces techniques pourraient être disponibles à l'avenir, mais elles ne peuvent pas être pour l'instant considérées comme des MTD.

Pour les centrales électriques, le rendement énergétique est lié à la consommation spécifique de chaleur (intran énergétique du combustible/extran énergétique aux bornes de la centrale électrique) et le rendement de la centrale électrique, est ici considéré comme l'inverse de la consommation spécifique de chaleur, c'est-à-dire le pourcentage d'énergie produite/intran énergétique du combustible. L'énergie combustible est mesurée comme le pouvoir calorifique inférieur. L'application des mesures listées au paragraphe 6.4.2 pour améliorer le rendement thermique, telles qu'une double réchauffe et l'utilisation de matériaux résistants à haute température les plus avancés, permet à des centrales électrique à combustible liquide d'atteindre des rendements comparables aux installations au charbon.

La cogénération est un des moyens les plus efficaces sur le plan technique et économique d'accroître le rendement énergétique d'un système de fourniture d'énergie. La cogénération est par conséquent considérée comme l'option de MTD la plus importante pour réduire la quantité de CO₂ émis à l'atmosphère par unité d'énergie produite. La cogénération doit être un objectif pour toute nouvelle construction de centrale électrique lorsque cela est faisable d'un point de vue économique, c'est-à-dire lorsque la demande locale de chaleur est suffisamment élevée pour justifier la construction d'une installation de cogénération, plus coûteuse, au lieu d'une centrale produisant uniquement de l'électricité ou de la chaleur. La demande en chaleur varie au cours de l'année et les installations de cogénération doivent donc être très souple en ce qui concerne le rapport entre la chaleur produite et l'électricité. Elles doivent également présenter des rendements élevés pour un fonctionnement en charge partielle.

Le rendement exergetique (voir également paragraphe 2.7.5) associée au fonctionnement d'une installation de cogénération dans les conditions de MTD est considérée être de 45 – 55 %, ce qui correspond à une consommation spécifique de chaleur de 1,3 – 1,1 et un rendement énergétique de 75 – 90 %, selon l'application spécifique de l'installation.

Il convient de garder à l'esprit que ces niveaux de MTD ne peuvent pas être atteints dans toutes les conditions de fonctionnement. Le rendement énergétique est à son maximum au point de conception de l'installation. Les rendements énergétiques réels lors de la période de fonctionnement de l'installation peuvent être inférieurs à cause de modifications de la charge lors du fonctionnement, de la qualité du combustible, etc. Le rendement énergétique dépend également du système de refroidissement de la centrale électrique, de sa situation géographique (voir le tableau 2.3), mais aussi de la consommation énergétique du système d'épuration des fumées.

Pour les installations existantes au combustible liquide, plusieurs techniques de retrofit (reconversion) et de réalimentation (repowering) peuvent être appliquées pour améliorer le rendement thermique. Les mesures techniques décrites dans le paragraphe 2.7.9 doivent également être prises en compte dans le cadre des options de MTD afin d'optimiser le rendement des installations existantes. L'utilisation de systèmes de contrôle informatisés avancés pour obtenir des performances élevées de la chaudière avec des conditions de combustion accrue supportant la réduction des émissions est également considérée comme une MTD.

En général, les mesures suivantes doivent être prises en compte pour augmenter le rendement :

- combustion : réduction de la perte de chaleur à cause des gaz imbrûlés et des éléments dans les déchets et les résidus solides provenant de la combustion
- température et pression de la vapeur moyenne de travail les plus élevées possible. Répétition de la surchauffe de la vapeur pour améliorer le rendement électrique net
- chute de pression de la basse pression à l'extrémité de la turbine à vapeur la plus élevée possible par le biais de la température de l'eau de refroidissement la plus basse possible (refroidissement par eau fraîche)

- réduction de la perte de chaleur via les fumées (utilisation de la chaleur résiduelle ou du chauffage urbain)
- réduction de la perte de chaleur par le biais de la conduction et de la radiation avec l'isolation
- réduction de la consommation énergétique interne en prenant les mesures appropriées, par exemple, la scorification de l'évaporateur, l'optimisation du rendement de la pompe d'alimentation en eau, etc.
- préchauffe de l'eau d'alimentation de la chaudière avec de la vapeur
- amélioration de la géométrie des aubes des turbines

6.5.3.2 Émissions de poussières et de métaux lourds

Aux fins de dépoussiérage des gaz émanant des installations de combustion à combustible liquide nouvelles et existantes, on juge que les MTD consistent en l'utilisation d'un électrofiltre (ESP) ou d'un filtre à manches (FF). Les cyclones et les collecteurs mécaniques utilisés seuls ne sont pas des MTD, mais ils peuvent servir d'étape de épuration sur le trajet des fumées.

Les combustibles liquides, notamment HFO, contiennent généralement des métaux lourds, en particulier du vanadium et du nickel. Pour résumer, la plupart des métaux lourds s'évaporent lors du procédé de combustion et se condensent plus tard au cours du procédé sur la surface des particules (par exemple, les cendres volantes). L'ESP est la technique la plus utilisée pour de dépoussiérage de fumées issus de la combustion de HFO. Le FF est également une technique utilisée, mais de manière moins importante du fait du risque élevé d'incendie, qui peut être réduit si le FF est utilisé en combinaison avec une FGD. La MTD pour réduire les émissions de poussières et de métaux lourds est donc l'utilisation d'ESP de hautes performances (taux de réduction >99,5 %) ou, en prenant en compte le point précédent, un filtre à manches (taux de réduction >99,95 %).

Le contrôle régulier des métaux lourds est une MTD. Un contrôle entre tous les ans à tous les trois ans, selon le type de combustible liquide utilisé est recommandé. Les émissions de Hg totales doivent être surveillées, et pas seulement le Hg présent dans les particules.

Les niveaux de poussières associés prennent en compte le besoin de réduire les particules fines (PM₁₀ et PM_{2.5}) et les émissions des métaux lourds car ils ont tendance à s'accumuler de préférence sur les particules de poussières les plus fines. En ce qui concerne les installations de combustion d'une puissance supérieure à 300 MWth, les niveaux de poussières sont inférieurs car l'épurateur par voie humide (FGD), qui font déjà partie des conclusions relatives aux MTD pour la désulfuration, entraînent également une réduction des particules.

Les conclusions relatives aux MTD en matière de dépoussiérage et les niveaux d'émission associés sont récapitulés dans le tableau 6.42. Les niveaux d'émission associés aux MTD sont basés sur une moyenne journalière, avec des conditions standard et un niveau d'O₂ de 3 %, et cela représente une situation de charge classique. Pour les pointes de charge, les périodes de démarrage et d'arrêt ainsi que pour les problèmes de fonctionnement des systèmes d'épuration des fumées, des pics de valeurs, sur une courte période, qui pourraient être supérieures doivent être prises en compte.

Puissance (MW _{th})	Niveau d'émission de poussières (mg/Nm ³)		MTD pour atteindre ces niveaux	Contrôle	Applicabilité
	Nouvelles installations	Installations existantes			
50 – 100	5 – 20 ⁽¹⁾	5 – 30 ⁽²⁾	ESP/FF	Continu ^(1,2)	Installations nouvelles et existantes
100 – 300	5 – 20 ⁽³⁾	5 – 25 ⁽⁴⁾	ESP/FF/ en combinaison avec FGD (hum) (selon la taille de l'installation spécifique)	Continu	Installations nouvelles et existantes
>300	5 – 10 ⁽⁵⁾	5 – 20 ⁽⁶⁾	ESP/FF/ en combinaison avec FGD (hum)	Continu	Installations nouvelles et existantes
Remarques :					
ESP (électrofiltre) FF (Filtre à manches) FGD (hum) (désulfuration des fumées par voie humide)					
1, 2 3, 5 4, 6 1 – 6 3 – 6 4, 6 2	<p>Le secteur et un État membre ont déclaré que les niveaux d'émission doivent être présentés pour des cas où les émissions de poussières sont contrôlés par des ESP uniquement sans utilisation d'un FGD humide. Les niveaux suivants ont été proposés :</p> <p>10 – 50 mg/Nm³ pour ESP, suivi périodique</p> <p>niveau supérieur 30 mg/Nm³ pour ESP</p> <p>niveau supérieur 50 mg/Nm³ pour ESP</p> <p>50 – 100 mg/Nm³ pour les brûleurs avec atomisation de vapeur ou utilisation d'additif quelque soit la puissance de la centrale électrique existante.</p> <p>Le secteur a réclamé un niveau supérieur de 15 mg/Nm³ pour ESP ou FF en combinaison avec un FGD humide</p> <p>Un État membre a proposé que les fourchettes de MTD pour les installations existantes de puissance supérieure à 100 MW_{th} soit de 10-50 mg/Nm³ car ces niveaux sont conformes aux limites d'émission des États membres.</p> <p>Un représentant du secteur a mentionné que des émissions de poussières aux alentours de 50 mg/Nm³ sont atteintes. Réduire celles-ci à 30 mg/Nm³ en installant des filtres à manches ou des ESP pour atteindre une réduction correspondante d'environ 20 tonnes de poussières par an ne peut pas représenter une MTD.</p>				

Tableau 6.42 : MTD pour le dépoussiérage des effluents gazeux émis par les installations de combustion à combustible liquide

6.5.3.3 Émissions de SO₂

En général, dans le cas d'installations de combustion fonctionnant avec un combustible liquide, l'utilisation de fioul à basse teneur en soufre et/ou la désulfuration est considérée comme la MTD. Cependant, l'utilisation d'un fioul à faible teneur en soufre pour des installations d'une puissance supérieure à 100 MW_{th} peut dans la plupart des cas être seulement considérée comme une méthode supplémentaire mais généralement pas suffisante en elle-même pour réduire SO₂. Sur les sites où du gaz naturel est disponible, la cocombustion de gaz et du fioul fait également partie des MTD.

Outre l'utilisation de fioul à basse teneur en soufre, les techniques considérées comme MTD sont principalement les épurateurs par voie humide (taux de réduction compris entre 92 et 98 %) et la désulfuration par procédé semi-sec (taux de réduction compris entre 85 et 92%), dont la part de marché dépasse déjà plus de 90% des techniques de désulfuration de fumées. Les techniques de désulfuration des fumées par voie sèche, tels que l'injection de sorbant sec, sont principalement utilisées pour les installations d'une puissance thermique inférieure à 300 MW_{th}. L'épurateur par voie humide présente l'avantage de réduire les émissions de HCl, HF, poussières et métaux lourds. Les installations existantes qui ont déjà appliqué un système de FGD par voie humide peuvent réduire les émissions de SO₂ en optimisant la configuration d'écoulement dans la cuve de l'absorbeur. Le procédé d'épuration par voie humide représente un coût considérable pour les installations plus petites. C'est pour cette raison qu'il ne doit pas être considéré comme une MTD pour les installations d'une puissance inférieure à 100 MW_{th}. L'épurateur par eau de mer est considéré comme faisant partie des conclusions de MTD grâce à sa fiabilité élevée et parce que c'est un procédé simple, qui ne nécessite aucune gestion de la boue et ne génère aucun sous-produit. Cependant, les conditions locales comme les courants des marées, le milieu marin (aquatique) à proximité de la sortie d'eau de l'épurateur, etc. doivent être étudiées avec soin pour éviter toute conséquence environnementale ou écologique négative. Ces conséquences peuvent provenir

de la réduction du niveau de pH dans les environs de la centrale électrique ainsi que de l'apport de métaux restants (métaux lourds) et de cendres volantes.

Les conclusions relatives aux MTD en matière de désulfuration et les niveaux d'émission associés sont récapitulés dans le tableau 6.43. Les niveaux d'émission associés aux MTD sont basés sur une moyenne journalière, avec des conditions standard et un niveau d'O₂ de 3 %, et cela représente une situation de charge classique. Pour les pointes de charge, les périodes de démarrage et d'arrêt ainsi que pour les problèmes de fonctionnement des systèmes d'épuration des fumées, des pics de valeurs, sur une courte période, qui pourraient être supérieures doivent être prises en compte.

Puissance (MW _{th})	Niveau d'émission de SO ₂ associé aux MTD (mg/Nm ³)		Options de MTD pour atteindre ces niveaux	Applicabilité	Contrôle
	Nouvelles installations	Installations existantes			
50 – 100	100 – 350 ⁽¹⁾	100 – 350 ⁽²⁾	Fioul à faible teneur en soufre FGD (dsi) ou FGD (sds) Cocombustion de gaz et de fioul	Installations nouvelles et existantes	Continu
100 – 300	100 – 200 ⁽³⁾	100 – 250 ⁽⁴⁾	Fioul à faible teneur en soufre Cocombustion de gaz et de fioul et FGD (dsi) ou FGD (sds) ou FGD (hum) Épurateur à l'eau de mer Techniques combinées pour la réduction des NO _x et de SO ₂	Installations nouvelles et existantes	Continu
>300	50 – 150 ⁽⁵⁾	50 – 200 ⁽⁶⁾	Fioul à faible teneur en soufre Cocombustion de gaz et de fioul et FGD (hum) FGD (sds) Épuration à l'eau de mer Techniques combinées de réduction des émissions de NO _x et de SO ₂	Installations nouvelles et existantes	Continu
Remarques : FGD(hum) : désulfuration des fumées humides FGD(sds) : désulfuration des fumées par procédés semi-secs FGD(dsi) : désulfuration des fumées par procédés secs (injection de sorbant sec)					
1, 2 3, 4, 6 5 2, 4, 6	Les niveaux suivants ont été proposés par le secteur et un État membre : fourchette entre 200 et 850 mg/Nm ³ niveau supérieur : 400 mg/Nm ³ niveau supérieur : 200 mg/Nm ³ Le secteur a déclaré qu'aucun niveau MTD ne doit être donné si un combustible à faible teneur en soufre est utilisé. Leur raison est que pour les GIC au fioul, les niveaux d'émission de SO ₂ en utilisant un combustible à faible teneur en soufre en combinaison avec la FGD sont conçus pour optimiser les avantages environnementaux avec le coût élevé du combustible et la FGD. Les exigences en matière de rendement net élevé de l'unité doivent être optimisées, ainsi que le coût du combustible, les performances de la technique de réduction des émissions (faibles niveaux d'émission) et la consommation énergétique associée (pénalité énergétique). L'État membre a objecté que les brûleurs à fioul lourd fonctionnent avec un combustible de coût très élevé. Les techniques de réduction de SO ₂ et des niveaux d'émissions associés doivent être raisonnables afin d'assurer la viabilité économique des installations, avec une évaluation soignée des bénéfices environnementaux par rapport aux coûts et aux effets croisés induits. Il est très important pour les installations existantes de permettre l'utilisation de combustible à faible teneur en soufre afin d'éviter toute chute de rendement net de l'unité.				
6	Un État membre a proposé que la fourchette de MTD pour les installations existantes d'une puissance supérieure à 300 MW soit de 200-400 mg/Nm ³ car ces niveaux sont conformes aux limites d'émission des États membres.				

Tableau 6.43 : MTD de prévention et de réduction des dioxydes de soufre provenant des installations de combustion à combustible liquide

6.5.3.4 Émissions de NO_x

En général, pour les installations de combustion à combustible liquide, la réduction des oxydes d'azote (NO_x) à l'aide d'une combinaison de mesures primaires et/ou secondaires telles qu'une SCR est considérée comme une MTD. Les composés de l'azote intéressants sont l'oxyde d'azote (NO) et le dioxyde d'azote (NO₂) qui sont tous les deux appelés NO_x et le protoxyde d'azote (N₂O).

Pour les installations de combustion d'une puissance supérieure à 50 MWth, et notamment pour les grandes installations d'une puissance supérieure à 100 MWth, pour la réduction des émissions de NO_x, la MTD est considérée comme étant l'utilisation de mesures primaires en combinaison avec une SCR et d'autres techniques au point de rejet. Pour les petites installations d'une puissance inférieure à 50 MWth, il n'est généralement pas nécessaire d'utiliser une SCR, mais cette technique peut être utilisée.

La faisabilité économique relative à l'application d'un système SCR sur une chaudière existante est d'abord une question de durée de vie restante attendue de l'installation, qui n'est pas nécessairement déterminée uniquement par l'âge de l'installation. L'utilisation de la SCR présente l'inconvénient d'une émission d'ammoniac « non réagi » (une fuite d'ammoniac). Pour la concentration en ammoniac, un niveau inférieur à 5 mg/Nm³ est considéré comme une MTD et est associé à l'utilisation d'une SCR. Les techniques combinées de réduction des NO_x et de SO₂ décrites dans la section 3.5 font partie des conclusions de MTD, mais leurs avantages, leurs inconvénients et leur applicabilité doivent être vérifiés à un niveau local.

Pour les installations de combustion ayant une puissance inférieure à 100 MWth, l'utilisation d'une combinaison de différentes mesures primaires pour de faibles émissions de NO_x est considérée comme la MTD.

La hauteur des foyers dans les anciennes installations est généralement peu importante et peut empêcher l'installation d'entrées d'air additionnel. Même si l'OFA est envisageable, le temps de séjour des fumées dans la partie supérieure du foyer peut ne pas être suffisamment long pour terminer la combustion. Dans les chaudières qui ont été construites dans les années à partir desquelles on en savait plus sur la formation de NO_x, le foyer est normalement plus grand et des niveaux d'émission de NO_x inférieurs peuvent donc être atteints. Les meilleurs résultats sont obtenus lorsque la combustion à faible émission de NO_x est intégrée dans la conception de la chaudière, c'est-à-dire dans les nouvelles installations.

Les conclusions relatives aux MTD dans le cadre de la prévention et de la réduction des émissions de NO_x et les niveaux d'émission associés sont récapitulées dans le tableau 6.44. Les niveaux d'émission associés aux MTD sont basés sur une moyenne journalière, avec des conditions standard et un niveau d'O₂ de 3 %, et cela représente une situation de charge classique. Pour les pointes de charge, les périodes de démarrage et d'arrêt ainsi que pour les problèmes de fonctionnement des systèmes d'épuration des fumées, des pics de valeurs, sur une courte période, qui pourraient être supérieures doivent être prises en compte.

	Niveau d'émission de NOx associé aux MTD (mg/Nm ³)		Options de MTD pour atteindre ces niveaux	Applicabilité	Contrôle
	Nouvelles installations	Installations existantes			
50-100	150 – 300(1)	150 – 450	Combinaison de MP (telles que l'étagement de l'air et du combustible, les brûleurs bas NOx, etc.) Pour combustion de fioul léger, NOx <300 mg/Nm ³ Pour combustion de fioul lourd (HFO) avec 0,2 % max de N dans le fioul, NOx <360 mg/Nm ³ Pour combustion de HFO avec 0,3 % max de N dans le fioul, NOx <450 mg/Nm ³ SCR SNCR en cas de combustion de HFO	Installations nouvelles et existantes	Continu ⁽⁶⁾
100-300	50 – 150(2)	50 – 200(3)	Combinaison de MP (telles que l'étagement de l'air et du combustible, brûleur bas NOx, recombustion, etc.) en association avec SCR, SNCR ou techniques combinées	Installations nouvelles et existantes	Continu
>300	50 – 100(4)	50 – 150(5)	Combinaison de MP (comme étagement de l'air et du combustible, brûleur bas NOx, recombustion, etc.) en association avec SCR ou techniques combinées	Installations nouvelles et existantes	Continu
1,5 2,4 3 6	Le secteur et un État membre ont proposé les niveaux suivants niveau supérieur : 400 mg/Nm ³ niveau supérieur : 200 mg/Nm ³ niveau supérieur : 450 mg/Nm ³ Le secteur a déclaré vouloir changer le suivi « continu » en un suivi « périodique ». La raison donnée pour les installations existantes est que les nouvelles proposées permettent aux centrales électriques d'utiliser du fioul lourd avec une teneur élevée en N avec uniquement des mesures primaires de réduction des NOx				
5	Un État membre a proposé que le niveau de MTD pour les installations existantes d'une puissance supérieure à 300 MW soit de 100-400 mg/Nm ³ car ces niveaux sont conformes aux limites d'émission des États membres.				
1	Un membre du groupe de travail technique a proposé de réduire la limite basse de la gamme à 100 mg/Nm ³ , car cette valeur reflète les performances des SCR.				

Tableau 6.44 : MTD pour la prévention et la réduction des émissions d'oxydes d'azote des installations de combustion à combustible liquide

6.5.3.5 Monoxyde de carbone (CO)

La MTD pour la réduction des émissions de CO consiste en une combustion complète, qui passe par une bonne conception de la chaudière, l'utilisation de techniques de suivi des performances et de contrôle du procédé à haute performance, ainsi que l'entretien du système de combustion. Outre les conditions de combustion, un système bien optimisé de réduction des émissions de NOx permettra également de maintenir les niveaux de CO entre 30 et 50 mg/Nm³.

6.5.3.6 Ammoniac (NH₃)

L'utilisation des systèmes de réduction sélective catalytique (SCR) et non catalytique (SNCR) présente l'inconvénient d'une émission d'ammoniac non réagi dans l'air (« fuite d'ammoniac »). La concentration d'ammoniac dans les émissions associées à l'utilisation d'une MTD est considérée comme étant inférieure à 5 mg/Nm³. La fuite d'ammoniac est souvent le facteur limitant de l'utilisation d'une technique SNCR. Pour éviter la fuite d'ammoniac avec la technique SNCR, une couche de catalyseur SCR peut être installée dans la zone de l'économiseur de la chaudière si le niveau de température des fumées est approprié. Lorsque ce catalyseur réduit la fuite d'ammoniac, il permet également de réduire la quantité de NOx correspondante.

6.5.3.7 Pollution de l'eau

Différents flux d'eaux usées (Cf. chapitre 1) sont générés dans les installations de combustion à combustible liquide. Pour réduire les émissions dans l'eau et pour éviter de contaminer l'eau, toutes les mesures qui ont été présentées dans le paragraphe 6.4.6 sont considérées comme des MTD.

Le danger de contamination au fioul est d'une échelle complètement différente en comparaison du risque d'accidents lors du transport ou du stockage du fioul dans des centrales électriques au fioul. Ces problèmes ne sont cependant pas différents des risques normaux associés au transport et stockage du fioul en général. Il n'existe donc pas de problèmes spécifiques aux GIC à traiter à ce sujet.

De petites quantités d'eau (de lavage) contaminée par des hydrocarbures (eau de lavage) sont inévitables, occasionnellement, dans une centrale électrique. Les puits de séparation d'hydrocarbure sont généralement suffisants pour éviter tout dommage sur l'environnement.

Les conclusions relatives aux MTD pour la désulfuration par voie humide sont liées à la mise en oeuvre d'une station d'épuration des eaux usées. Cette installation consiste en différents traitements chimiques visant à éliminer les métaux lourds et à réduire la quantité de matières solides de l'eau. La station d'épuration comprend un ajustement du pH, la précipitation des métaux lourds, l'élimination des matières solides et le précipité issu des eaux usées. Avec la technologie moderne, les paramètres suivants sont suivis : pH, conductivité, température, teneur en matière sèche, teneur en chlore, concentrations en métaux lourds (comme Cd, Hg, As, Cr, Cu, Ni, Zn, V, Pb), concentrations en fluor et demande chimique en oxygène (DCO). La qualité des eaux usées après l'intervention de la station d'épuration des eaux usées varie considérablement en fonction de la qualité du combustible, du procédé de désulfuration utilisé et de l'évacuation des eaux usées. Néanmoins, les niveaux d'émission associés à l'utilisation d'une MTD de traitement des eaux usées sont récapitulés dans le tableau 6.45

Émissions dans l'eau d'une installation de traitement des eaux usées issues de la FGD par voie humide (mg/l)	
DCO	<150
F	1 – 30
Composés azotés	<50
Solides	5 – 30
Sulfate	1000 – 2000
Sulfure	<0.2
Sulfite	0,5 – 20
Cd	<0,05
Cr	<0,5
Cu	<0,5
Hg	0,01 – 0,02
Ni	<0,5
Pb	<0,1
Zn	<1

Tableau 6.45 : Niveaux d'émission associés à l'utilisation d'une MTD – installation de traitement des eaux usées issues d'une FGD par voie humide et fournis sous la forme d'un échantillon composite sur 24 heures

Les mesures MTD pour éviter ou réduire les émissions dans l'eau sont récapitulées dans le tableau 6.46 suivant.

Technique	Principal avantage pour l'environnement	Applicabilité	
		Nouvelles installations	Retrofit (reconversion) d'installations
Pour les installations avec FGD par voie humide			
Traitement de l'eau par floculation, sédimentation, filtration, échange d'ions et neutralisation	Elimination du fluorure, des métaux lourds, de la DCO et des particules	MTD	MTD
Réduction d'ammoniac par séparation d'air, précipitation ou biodégradation	Réduction de la teneur en ammoniac	MTD uniquement si la teneur en ammoniac des eaux usées est élevée du fait de la SCR/SNCR utilisée en amont de la FGD	
Fonctionnement en circuit fermé	Réduction de l'évacuation des eaux usées	MTD	MTD
Régénération des déminéraliseurs et des polisseurs de condensat			
Neutralisation et sédimentation	Réduction de l'évacuation des eaux usées	MTD	MTD
Élutriation			
Neutralisation		MTD uniquement en cas de fonctionnement alcalin	
Nettoyage des chaudières, des préchauffeurs d'air et des précipitateurs			
Neutralisation et fonctionnement en circuit fermé ou remplacement par des méthodes de nettoyage par voie sèche	Réduction de l'évacuation des eaux usées	MTD	MTD
Eaux de ruissellement de surface			
Sédimentations ou traitement chimique et réutilisation interne	Réduction de l'évacuation des eaux usées	MTD	MTD

Tableau 6.46 : MTD pour le traitement des eaux usées

Les autres techniques décrites pour le traitement des eaux usées au chapitre 3 peuvent généralement être également considérées comme des MTD pour ce secteur.

6.5.3.8 Résidus de combustion

Une grande attention a déjà été prêtée par le secteur à l'utilisation des résidus de combustion et des sous-produits, plutôt que leur simple mise en décharge. L'utilisation et la réutilisation constituent donc la meilleure option disponible.

Il existe de nombreuses cibles d'utilisation possibles pour les différents sous-produits. Chaque utilisation différente renvoie à des critères particuliers pour la qualité des cendres, etc.. Il est impossible de couvrir tous ces critères dans le présent document de référence sur les MTD. Les critères de qualité sont cependant habituellement liés aux propriétés structurales des résidus ainsi qu'à la teneur et les propriétés des substances nocives dans le résidu, telles que les cendres, la solubilité des métaux lourds, etc.

Les cendres résultant de la combustion du fioul présentent, notamment lors de la combustion de HFO, une teneur élevée en carbone imbrûlé. Ces cendres peuvent donc être incinérées (en fours industriels) ou réinjectées dans la chambre de combustion d'une chaudière avec des système FGD et SCR.

Le produit final de la technique d'épuration par voie humide est le gypse, un produit que la centrale peut potentiellement commercialiser. Il peut être vendu et utilisé en remplacement du gypse naturel. En pratique, la majeure partie du gypse produit dans les centrales électriques est utilisée dans l'industrie des plaques de plâtre. La pureté du gypse limite la quantité de calcaire qui peut être apportée dans le procédé.

Le produit final des procédés de désulfuration par voie semi-sèche est utilisé à des fins de construction différentes à la place de minéraux naturels, comme dans la construction de routes, pour le terrassement des zones de compostage et de stockage, pour le remplissage des puits de mine et pour l'excavation des barrages dans la construction étanche.

6.5.4 MTD pour les turbines à gaz à combustible liquide

Pour les turbines à gaz utilisant du combustible liquide tel que du fioul léger (LFO) ou diesel, l'injection d'eau ou de vapeur est considérée comme une MTD pour la réduction des émissions de NO_x. À l'heure actuelle, des brûleurs à prémélange et bas NO_x (DLN) sont également disponibles pour les turbines à gaz à combustible liquide. Ces brûleurs DLN peuvent même être utilisés si du combustible liquide et du gaz sont brûlés dans la même turbine. Les brûleurs DLN ne sont une MTD que pour les nouvelles turbines pour lesquelles la technique est disponible sur le marché pour une utilisation avec les turbines à gaz brûlant des combustibles liquides. La SCR peut également être utilisée, mais compte tenu de la faisabilité économique, l'application nécessite d'être examinée au cas par cas. Pour les turbines à gaz utilisant uniquement du combustible liquide (par exemple dans les cas où des combustibles gazeux sont temporairement indisponibles), se référer à la section 7.5 de ce document.

En général, pour les turbines à gaz à combustible liquide, l'utilisation d'un fioul à faible teneur en soufre est considérée comme une MTD pour la réduction des émissions de SO₂.

6.5.5 MTD pour moteurs à combustible liquide (Diesel)

Les fumées d'un moteur Diesel contiennent typiquement environ 13 à 15 % vol d'O₂ et donc les niveaux d'émissions associés à l'utilisation d'une MTD sont basés sur un niveau d'O₂ de 15 % vol comme point de référence.

Un État Membre a exprimé un point de divergence concernant l'inclusion d'un « moteur Diesel » dans ce document, car les moteurs Diesel ne sont utilisés pour la production d'énergie que sur les îles non connectées au réseau du continent. De telles installations d'une puissance supérieure à 50 MWth en puissance installée agrégée sont utilisées du fait des caractéristiques techniques particulières des moteurs Diesel, qui correspondent aux particularités de la demande en électricité sur ces îles isolées. Les installations fonctionnent à pleine puissance uniquement pendant une courte période de chaque année, à savoir pendant la saison touristique (pendant environ deux mois). Pendant le reste de l'année, les installations fonctionnent à puissance partielle (environ 1/4).

Les caractéristiques de la demande en électricité déterminent la configuration de l'installation, c'est à dire que de nombreux moteurs de petite taille sont nécessaires, car la puissance de la plus grande unité ne peut atteindre qu'environ 10 – 15 % de la puissance totale installée. Les équipements de production d'énergie doivent également être très souples pour permettre des démarrages et des arrêts rapides, ainsi que des variations de charge fréquentes et rapides, de faibles charges partielles, et doivent également pouvoir démarrer en autonome. Ces caractéristiques sont nécessaires du fait des grandes variations de la demande en électricité à chaque saison, ainsi que durant la journée, dans le but d'atteindre un niveau satisfaisant de rendement en faisant fonctionner certaines unités à puissance optimale.

Les besoins de stabilité d'un réseau isolé sont également accrus du fait de la pénétration accrue de la production d'énergie par éoliennes, qui est encouragée et promue sur les îles. Toutes les variations d'énergie éoliennes doivent être absorbées par la souplesse du fonctionnement des moteurs Diesel. En plus des points précédents, les restrictions en combustibles disponibles, ainsi que les difficultés d'approvisionnement en combustible sur les îles, augmentent de manière importante les coûts.

6.5.5.1 Rendement thermique

Les émissions de dioxyde de carbone (le plus important gaz à effet de serre) dépendent du combustible utilisés et de l'efficacité du générateur de force motrice. Le maintien d'une efficacité élevée de la centrale électrique à moteur alternatif permet de maintenir les émissions de CO₂ à un niveau relativement bas.

Les centrales électriques à moteur sont souples en matière de combustible et conviennent à la fois pour la production décentralisée de chaleur et d'électricité (cogénération), ainsi que pour les applications en base plus grandes. Les rendements totaux associés à la MTD atteignent 60 à 70 % pour la production de vapeur à faible pression. Avec une combustion supplémentaire (la teneur en oxygène des fumées du moteur étant utilisée en tant que « air de combustion » principal dans le brûleur), une grande quantité de vapeur à faible pression ou pression élevée peut être produite de manière efficace. Dans la production d'eau chaude (température de sortie généralement comprise entre 80 et 120 °C), un rendement total d'environ 85 % en mode combustible liquide et jusqu'à 90 % en mode combustible gazeux, dépendant fortement de la portion d'énergie issue de l'eau de refroidissement du moteur récupérée dans l'application, peut être considéré comme le niveau associé à la MTD. De l'eau chaude d'une température atteignant 200 °C peut bien sûr être produite en utilisant l'énergie des fumées et une partie de l'énergie de refroidissement du moteur. Un autre avantage est le rendement thermique élevé (faible consommation de combustible et

donc faible émission de CO₂ spécifique) des moteurs. Le rendement électrique MTD (aux bornes de l'alternateur) est comprise entre environ 40 et 45 % (selon la taille du moteur), calculée en se basant sur le pouvoir calorifique inférieur du combustible.

6.5.5.2 Émissions de poussières et de métaux lourds

Les émissions de particules dépendent du combustible. Du fait des différentes températures et teneurs en oxygène des fumées d'un moteur Diesel, les propriétés électriques des particules de diesel sont différentes de celles des fumées de chaudière. La teneur en cendres est le paramètre principal, mais d'autres paramètres tels que les teneurs en soufre et en asphaltène du combustible ont également un effet sur l'émission de particules. L'utilisation d'une SCR pour la réduction des NOx permet de réaliser également une très faible réduction des particules, selon le type de combustible et la température des gaz d'échappement.

Les dispositifs secondaires d'épuration pour la réduction des émissions de particules étant en cours de développement à l'heure actuelle, pour les moteurs Diesel de taille plus importante, l'utilisation de mesures relatives aux moteurs en combinaison avec l'utilisation d'un combustible à faible teneur en soufre et en cendres, si un tel combustible est disponible sur le marché, peut être considérée comme une MTD pour la réduction des émissions de particules.

Une installation de grande puissance peut également consister en un certain nombre de plusieurs agrégats avec des puissances relativement faibles. Dans ce cas, chaque agrégat individuel peut être équipé de filtres à particules, notamment pour les suies. Les émissions de poussières des moteurs d'une alimentation en fioul atteignant 1,3 MW peuvent être réduites à des valeurs d'émissions inférieures à 20 mg/Nm³.

Les conclusions relatives aux MTD dans le cadre de la prévention et de la réduction des émissions de particules de moteurs à quatre temps et les niveaux d'émission associés sont récapitulées dans le tableau 6.47. Les niveaux d'émission de poussières de moteurs à deux temps peuvent être plus élevés.

Type de moteur		Niveau d'émission de poussières (mg/Nm³)	Contrôle	Commentaires
Moteur Diesel		<30 LFO/diesel <50 ⁽¹⁾ HFO	Discontinu Une fois tous les 6 mois	Puissance stabilisée 85 à 100 % de la puissance du moteur Point de référence : O ₂ à 15 % vol, Nm ³ à 273 K et 101,3 kPa. Des systèmes de filtration de particules sont en cours de développement pour des moteurs d'une puissance supérieure à 5 MWth
Moteur dual fuel en mode combustible de secours (diesel 0,02 % max de cendres)		<30 LFO/diesel <50 ⁽¹⁾ HFO	Discontinu Une fois tous les 6 mois	
1	Un État Membre a déclaré que les niveaux d'émission de poussières de moteurs Diesel brûlant du fioul lourd devraient être augmentés à 100 mg/Nm3 à 15 % d'O2, car pour les moteurs Diesel (4 temps ou 2 temps), cette valeur plus élevée reflète mieux les émissions de poussières pour HFO et prennent en compte l'influence d'autres paramètres relatifs au combustible autres que la teneur en cendres, tels que la teneur en soufre et en asphaltènes.			

Tableau 6.47 : MTD pour le dépoussiérage de gaz issus d'installations à moteur à quatre temps par des mesures primaires relatives au moteur

6.5.5.3 Émissions de SO₂

À l'heure actuelle, seules quelques centrales électriques à moteur Diesel sont équipées de systèmes FGD, et elles ne fonctionnent qu'un nombre limité d'heures. Les coûts d'investissement pour une installation FGD varient fortement selon la méthode opérationnelle choisie. Les coûts de fonctionnement dépendent principalement de la quantité et du type de réactif, des consommations d'eau et d'électricité, des coûts d'entretien et d'élimination des produits finis. L'utilisation de fioul à faible teneur en soufre ou de gaz naturel, s'ils sont disponibles sur le marché, est donc considérée comme le premier choix de MTD. En second lieu, si du fioul à faible teneur en soufre ou du gaz naturel ne sont pas disponibles, l'utilisation d'un système FGD secondaire est considérée comme la MTD pour réduire les émissions de SO₂.

6.5.5.4 Émissions de NO_x

L'utilisation de méthodes primaires et de mesures secondaires, notamment l'utilisation d'un système SCR, est considérée comme la MTD pour réduire les émissions de NOx d'installations à moteur brûlant du combustible liquide. Les méthodes primaires pour moteurs Diesel à combustible liquide sont :

- le « concept Miller »
- le retard de l'injection
- l'injection directe d'eau (DWI, direct water injection)
- l'injection d'air humide (HAM, humid air injection)

Durant la dernière décennie, les émissions de NO_x de moteurs Diesel de grande taille fonctionnant au combustible liquide et de moteurs fonctionnant au fioul lourd ont considérablement été réduites par des mesures primaires relatives au moteur en combinaison avec la SCR, en comparaison des valeurs précédentes, tout en conservant une grande efficacité du moteur.

Une limitation de l'applicabilité de la SCR est donnée pour de petits moteurs Diesel et à deux temps qui doivent fonctionner avec des charges variant souvent. Ces unités fonctionnent souvent sur des systèmes isolés destinés à ne fonctionner qu'un nombre réduit d'heures. Selon la demande en électricité, ces moteurs doivent être démarrés et arrêtés plusieurs fois par jour.

La SCR est une technique appliquée aux moteurs Diesel, mais ne peut pas être considérée comme la MTD pour des moteurs avec de fréquentes variations de charges, comprenant des périodes de démarrage et d'arrêt fréquentes du fait de contraintes techniques. Une unité SCR ne fonctionnerait pas de manière efficace si les conditions de fonctionnement et donc la température du catalyseur variaient fréquemment en dehors de la fourchette de températures effectives nécessaires. SCR fait donc partie des MTD, mais aucun niveau d'émission spécifique n'est associé à la MTD au sens général.

La conclusion relative aux MTD pour la prévention et la réduction des émissions de NO_x est récapitulée au tableau 6.48.

Type de moteur	MTD	Applicabilité	Contrôle	Commentaires
Installation à moteur Diesel au fioul	moteur de type Miller, retard de l'injection, injection d'eau SCR	SCR peut être appliquée à des installations nouvelles et existantes	Continu	Point de référence O_2 à 15 % vol, Nm^3 à 273 K et 101,3 kPa
Moteur dual fuel en mode secours	moteur de type Miller, retard de l'injection, injection d'eau SCR	SCR peut également être appliquée aux moteurs dual fuel pour le mode combustible gazeux et le mode de secours	-	Point de référence O_2 à 15 % vol, Nm^3 à 273 K et 101,3 kPa
Installations à moteur à combustible léger	moteur de type Miller, retard de l'injection, injection d'eau SCR	SCR peut être appliquée à des installations nouvelles et existantes	Continu	Point de référence O_2 à 15 % vol, Nm^3 à 273 K et 101,3 kPa
Installation à moteur à fioul lourd	moteur de type Miller, retard d'injection, injection d'eau SCR	SCR peut être appliquée à des installations nouvelles et existantes	Continu	Point de référence O_2 à 15 % vol, Nm^3 à 273 K et 101,3 kPa

Tableau 6.48 : Niveaux de NO_x associées aux MTD pour des installations à moteur à combustible liquide avec SCR en tant que MTD

6.5.5.5 Émissions de CO et d'hydrocarbures

Pour minimiser les émissions atmosphériques, un bon entretien du moteur est considéré comme une MTD. Un moteur Diesel présente de faibles émissions de CO et d'hydrocarbures (HC). Les émissions de CO augmentent souvent quand les émissions de NOx diminuent et réciproquement. Le CO peut être réduit par des mesures primaires visant une combustion complète. Des mesures secondaires telles que des catalyseurs d'oxydation pour la réduction de CO sont également considérées comme une MTD.

Les catalyseurs d'oxydation ne sont pas recommandés dans le contexte de combustibles liquides contenant du soufre. Pour les moteurs, des catalyseurs de CO sont disponibles sur le marché et sont considérés comme une partie de la conclusion relative aux MTD. Les premiers catalyseurs combinés CO/NMHC (hydrocarbures non méthaniques) ont été installés dans des installations à moteurs à allumage commandé et l'expérience de fonctionnement est en train d'être collectée.

6.5.5.6 Pollution de l'eau

L'installation à moteur ne nécessite que de faibles quantités d'eau et peut donc fonctionner dans des lieux où l'approvisionnement en eau est restreint, notamment si un refroidissement du radiateur est utilisé. Le besoin réduit en eau est lié à une production moindre d'eaux usées et donc à une pollution thermique moindre des cours d'eau environnants.

6.6 Techniques émergentes pour la combustion de combustibles liquides

Il faut s'attendre à ce que les piles à combustibles soit à l'avenir une technique pour la production d'énergie avec des combustibles liquides propres. Il est possible qu'elles apportent des améliorations en terme de protection de l'environnement et il est prévu qu'elles conduisent à des rendements élevés (atteignant éventuellement 70 % à l'avenir). La principale nécessité avant leur utilisation courante est de prouver leur stabilité de fonctionnement pour une durée de vie qualifiée. À l'heure actuelle, la taille des installations pilotes est petite en comparaison des GIC.

7 TECHNIQUES DE COMBUSTION POUR LES COMBUSTIBLES GAZEUX

7.1 Procédés et techniques utilisés

7.1.1 Déchargement, stockage et manipulation/manutention des combustibles gazeux

Les combustibles gazeux sont acheminés vers les GIC par des pipelines et proviennent soit de puits de gaz, soit d'installations de décompression et de stockage de gaz naturel liquide. La qualité du gaz naturel varie selon le puits duquel il provient. Souvent, la purification du gaz a lieu au sein du site de production, afin de réduire les problèmes de transport dans les pipelines. La figure 7.1 présente le réseau européen de gaz naturel, en indiquant les pipelines intégrés dans le système européen. Le gaz dans les principaux pipelines est à une pression de 80 bars.



Figure 7.1 : réseau européen de gaz naturel
[111, Eurogas, 1998]

Le fournisseur de gaz approvisionne généralement des entrepôts de stockage centralisés en gaz naturel. Dans certains sites, pour les GIC existantes, il existe encore des réservoirs de stockage indépendants. Les réservoirs de stockage de gaz sont souvent situés à proximité des unités de cogénération, mais sont utilisés pour l'alimentation publique en gaz. On ne pratique pas le stockage de gaz sur site pour les nouvelles installations de combustion. Dans ces conditions, on utilise le plus souvent le distillat comme combustible d'appoint, qui est stocké sur site.

Différents gaz peuvent être utilisés dans les installations de combustion de gaz. Si la pression du pipeline d'alimentation est supérieure à la pression d'alimentation requise dans la GIC, il convient de détendre le gaz. Cette détente s'opère généralement dans une turbine afin de récupérer une partie de l'énergie fournie par la détente. La chaleur perdue de la centrale électrique peut être utilisée pour chauffer le gaz détendu et ainsi, augmenter le rendement de production électrique. Le combustible gazeux est alors transféré vers la GIC par des tuyaux.

La combustion dans les turbines à gaz ne se fait qu'avec des gaz propres. De même ici, si la pression du pipeline d'alimentation est supérieure à la pression d'alimentation requise dans la turbine à gaz, il convient de détendre le gaz. Le refroidissement adiabatique du gaz détendu peut être utilisé pour refroidir le gaz épuré qui entre dans le compresseur de la turbine à gaz. Les gaz combustibles à pression atmosphérique provenant d'autres sources doivent être pressurisés afin d'atteindre la pression d'alimentation requise dans la chambre de combustion de la turbine à gaz en question.

7.1.2 Turbines à gaz (TG)

Les turbines à gaz sont utilisées pour la transformation de l'énergie chimique du combustible en énergie mécanique. On les utilise pour la production d'énergie électrique et pour faire fonctionner les pompes et les compresseurs. Le nombre de turbines à gaz utilisées dans le monde a considérablement augmenté au cours des dix dernières années, et de nos jours, on utilise plus en plus de turbines à gaz pour la production d'électricité en base ou semi-base. Cette augmentation peut s'expliquer par l'approvisionnement abondant en gaz naturel à un prix avantageux et par le développement d'une nouvelle génération de turbines à gaz présentant un rendement, une puissance et une fiabilité supérieures. La figure 7.2 présente une décomposition, par mode de combustion, des turbines à gaz au niveau mondial.

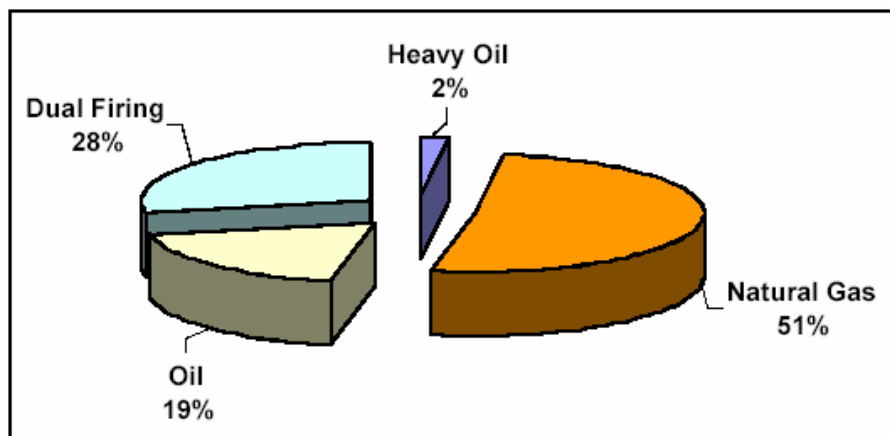


Figure 7.2 : mode de combustion des turbines à gaz – situation mondiale
[32, Rentz, et al., 1999], [164, Lenk et Voigtländer, 2001]

Les turbines à gaz sont utilisées sur une large gamme de puissance thermique, des petites turbines à gaz d'environ 100 kWe aux grosses turbines à gaz de 310 MWe. Les turbines à gaz peuvent être alimentées avec plusieurs combustibles gazeux ou liquides. Le gaz naturel est le combustible gazeux généralement utilisé pour les turbines à gaz, mais les gaz à pouvoir calorifique faible ou moyen peuvent également être utilisés, comme le gaz de charbon des unités de gazéification du charbon, le gaz des hauts-fourneaux et le gaz des unités de gazéification de la biomasse. Les turbines à gaz à haute performance peuvent brûler de nombreux combustibles liquides, des naphas aux résidus. Le fait d'utiliser des combustibles générateurs de cendres, comme les pétroles bruts et résiduels, exige des systèmes de traitement complets. Les exigences appliquées à l'utilisation de combustibles liquides pour l'alimentation des turbines à gaz sont décrites dans la Section 6.1.7.

Les turbines à gaz sont utilisées dans différents types d'installations de combustion comme les unités à cycle combiné, les installations de cogénération et les installations de gazéification intégrée du charbon. Les turbines à gaz aérodérivatives sont disponibles jusqu'à 50 MWe, et présentent des rendements allant jusqu'à 42%. On les utilise aussi beaucoup sur les plateformes en mer. Les turbines à gaz à haute performance (Figure 7.3), dont les puissances sont comprises entre 200 et 300 MWe peuvent atteindre des rendements de 39%.

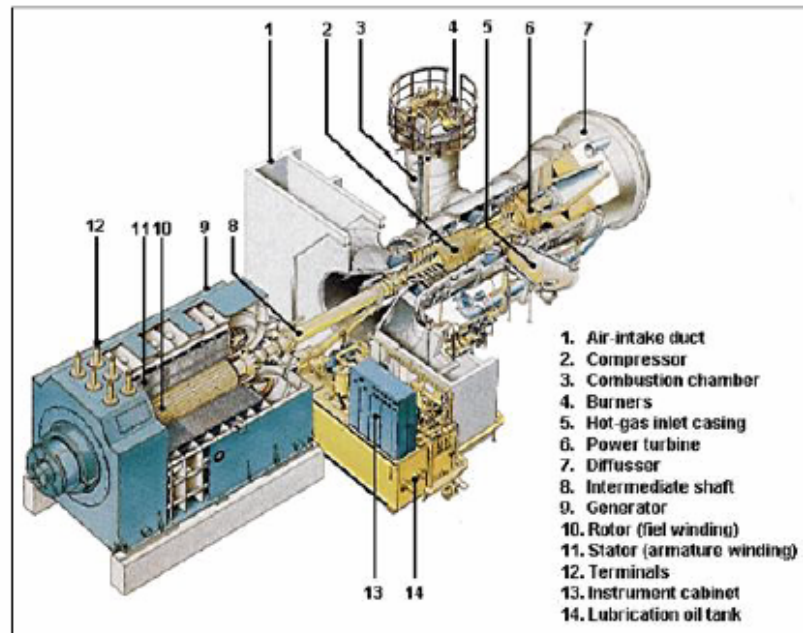


Figure 7.3 : unité de production d'électricité par turbine à gaz
[104, Siemens, 2001]

On utilise de plus en plus les nouvelles turbines à gaz dans les installations de cogénération pour tenter d'améliorer le rendement global et les émissions. Le rendement des turbines à gaz à cycle simple varie entre environ 30 et 42% tandis que le rendement des cycles combinés peut atteindre 58%, et que lorsqu'ils sont utilisés dans une centrale de cogénération, on peut obtenir des valeurs de rendement énergétique global de 85%. Il convient de souligner que les valeurs de rendement mentionnées s'appliquent à des turbines à gaz propres et neuves, en pleine charge et en conditions ISO. Dans d'autres conditions, les valeurs peuvent être considérablement plus basses. Le développement rapide des turbines à gaz devrait mener à des rendements et des puissances encore supérieurs dans le futur.

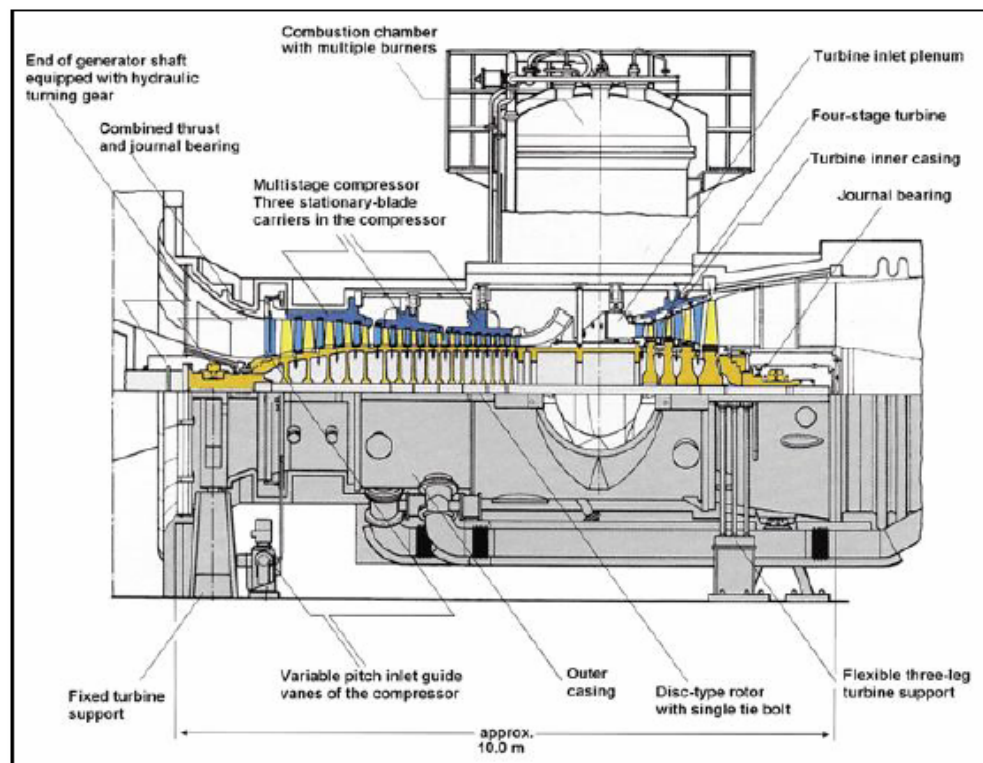


Figure 7.4 : turbine à gaz (159 MW) avec chambre de combustion de type silo
[104, Siemens, 2001]

Une turbine à gaz se compose principalement de trois éléments: un compresseur, une chambre de combustion et une turbine de détente (Figure 7.4). L'air ambiant entre dans le compresseur grâce au système d'entrée d'air, est filtré puis comprimé à une pression comprise entre 10 et 30 bars pour les

turbines à gaz aérodérivatives ou les plus grandes turbines à gaz industrielles. Etant donné qu'une turbine à gaz consomme de grandes quantités d'air de combustion, la présence de concentrations de contaminants, même faibles, dans l'air peut engendrer un encrassement considérable de la turbine à gaz. Ceci peut être dû à la précipitation de certains contaminants sur les aubes du compresseur, affectant directement les performances de la turbine à gaz. Les photographies ci-dessous montrent cet encrassement, en présentant la première rangée d'aubes avant et après nettoyage de la turbine [164, Lenk and Voigtländer, 2001].

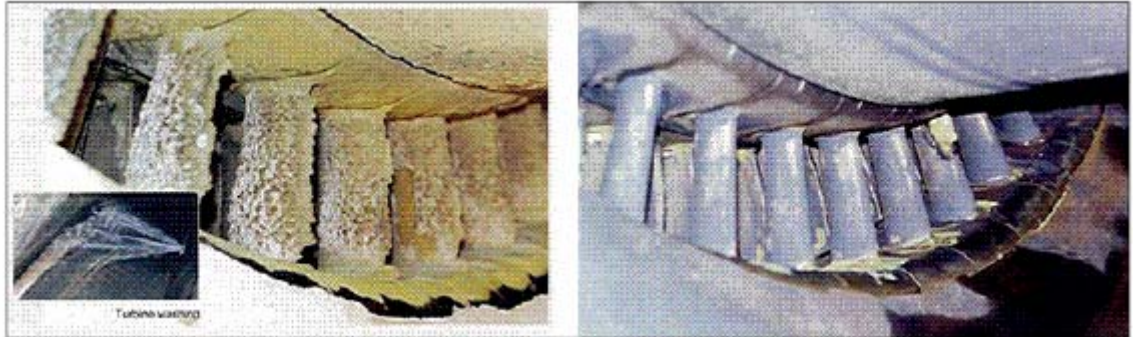


Figure 7.5 : première rangée d'aubes avant et après nettoyage de la turbine [164, Lenk and Voigtländer, 2001]

L'air de combustion est filtré afin d'éviter ce phénomène. Dans la(/les) chambre(s) de combustion, le combustible et l'air comprimé sont brûlés à des températures comprises entre 1235 to 1430 °C (pour les grandes turbines à gaz). Après le procédé de combustion, le gaz se détend dans la turbine et engendre une puissance électrique dans le générateur, soutirant la puissance requise pour faire fonctionner les compresseurs (Figure 7.3).

Les turbines à gaz peuvent comporter un ou deux arbres. Les turbines à gaz à arbre unique sont dotées d'un arbre continu, et toutes les étapes se font donc à la même vitesse. Ces turbines sont plus adaptées aux applications à entraînement de générateur, au sein desquelles il n'est pas nécessaire (ou lorsqu'on ne veut pas) de disposer d'une variation de vitesse considérable. Dans certains cas, on installe un réducteur de vitesse entre la turbine à gaz et le générateur.

Dans la turbine à gaz à double corps, la partie basse pression de la turbine (turbine motrice) est séparée de la partie haute pression, qui entraîne le compresseur. La turbine basse pression peut fonctionner sur une large gamme de vitesses, ce qui en fait une turbine idéale pour les applications à vitesse variable. Cependant, cette caractéristique est moins importante pour les applications en centrales électriques, car l'équipement entraîné (c'est-à-dire le générateur) fonctionne à une vitesse constante en fonctionnement normal, se rapportant à la fréquence du réseau.

Dans la plupart des turbines à gaz à haute performance pour les exploitations terrestres, on utilise la technologie éprouvée des avions et des turbines à vapeur. Les matériaux utilisés dans les turbines à gaz stationnaires peuvent être classés en trois principaux groupes : les aciers inoxydables (à base de fer), les alliages à base de nickel et les alliages à base de cobalt. En général, les matériaux utilisés pour les compresseurs sont les mêmes que ceux des parties haute pression des turbines à vapeur. Les matériaux à base de nickel sont généralement utilisés pour les éléments de la chambre de combustion. Pour les aubes de la turbine à gaz, on utilise des superalliages à base de nickel, du fait de leurs bonnes propriétés mécaniques à température élevée.

Du fait de l'optimisation des propriétés mécaniques des superalliages, la résistance à la corrosion de ces alliages n'est pas optimale, en particulier à des températures élevées. On applique des revêtements afin d'améliorer la résistance à la corrosion et à l'oxydation des matériaux des aubes de la turbine. On applique aussi des revêtements sur les aubes du compresseur afin d'améliorer leur résistance à la corrosion (à basse température, les condensats de solutions humides et acides sont corrosives pour ces éléments).

7.1.3 Moteurs à allumage par compression

Les moteurs à gaz à allumage par compression, présentant une puissance thermique de plus de 50 MW sont rarement utilisés et donc brièvement décrit dans ce document. Dans les années 60 et 70, les centrales électriques à moteur étaient surtout utilisées pour des applications de courte durée, comme le secours, l'écrêtage de la production électrique ou la production électrique de petite échelle. Aujourd'hui, on utilise des centrales électriques à moteur en base plus grande présentant des puissances atteignant 150 MWe et des installations de cogénération plus petites et décentralisées. Cette tendance s'explique par l'ouverture, la privatisation et la décentralisation des marchés de l'électricité dans de nombreux pays, et du développement, au cours des dernières décennies, de moteurs semi-rapides à haut rendement, convenant aux fonctionnements en base. On trouve sur le marché des moteurs diesel semi-rapides dotés puissance atteignant 50 MWth ou plus, de moteurs diesel au gaz (de type "haute pression" et "basse pression" (dual fuel)) avec une puissance atteignant 40 MWth et des moteurs à allumage commandé avec une puissance maximale de 18 MWth [63, Wärtsilä, 2000].

7.1.3.1 Moteurs à allumage commandé

Les moteurs à allumage commandé à quatre temps fonctionnant au gaz fonctionnent souvent selon le concept du mélange pauvre. L'expression « mélange pauvre » désigne le rapport entre l'air de combustion et le combustible dans le cylindre, qui est un mélange pauvre car la quantité d'air dans le cylindre est supérieure à la quantité d'air nécessaire à la combustion. Afin de stabiliser l'allumage et la combustion du mélange pauvre, dans les moteurs plus grands, on utilise une préchambre avec un mélange plus riche d'air et de combustible. L'allumage se fait grâce à une bougie d'allumage située dans la préchambre, et engendre une source d'allumage à énergie élevée pour la charge principale de combustible dans le cylindre. Le mélange de combustible et d'air en combustion se détend, poussant le piston. Enfin, les produits de la combustion sont évacués du cylindre, ce qui achève le cycle. L'énergie dégagée par la combustion du combustible est transmise au volant d'inertie, via le mouvement piston. Un alternateur est accouplé au volant d'inertie en rotation et produit de l'électricité. Ce type de moteur est conçu pour utiliser le gaz basse pression comme combustible.

7.1.3.2 Moteurs dual fuel

Le moteur dual fuel est un nouveau type de moteur sur le marché, mis au point pour les pays où le gaz naturel est disponible. Ce moteur peut fonctionner avec des combustibles différents comme le gaz naturel basse pression, ou les combustibles liquides comme le diesel, les huiles lourdes, les biocarburants, etc. Il peut fonctionner à pleine puissance en mode dual fuel. En mode gaz, le moteur fonctionne selon le principe du mélange pauvre, c'est à dire qu'il y a environ deux fois plus d'air dans le cylindre que le minimum requis pour une combustion complète du gaz. Ceci permet une combustion contrôlée et une puissance spécifique élevée en limitant le risque de détonation ou d'auto-allumage lorsque le procédé est correctement contrôlé. Dans les moteurs à gaz, la compression du mélange air/gaz par le piston ne chauffe pas suffisamment le gaz pour auto-enflammer le mélange, il convient donc d'ajouter une énergie supplémentaire en injectant un petit débit de combustible pilote (diesel, etc.). Un combustible liquide comme le diesel, etc. présente une température d'auto-allumage inférieure au gaz et la chaleur à l'intérieur du cylindre, proche du point mort haut suffit à allumer le combustible liquide, qui en retour, crée suffisamment de chaleur pour brûler le mélange air/gaz. La quantité de combustible pilote varie de 1 à 5% de la consommation totale de combustible à pleine puissance. Le moteur fonctionne selon le cycle diesel en mode combustible liquide et selon le principe quatre-temps en mode gaz. Le mélange d'air et de gaz en combustion se détend, poussant ainsi le piston. Enfin, les produits de la combustion sont évacués du cylindre, ce qui achève le cycle. L'énergie dégagée par la combustion du combustible est transmise au volant d'inertie, via le mouvement piston. Un alternateur est accouplé au volant d'inertie en rotation et produit de l'électricité.

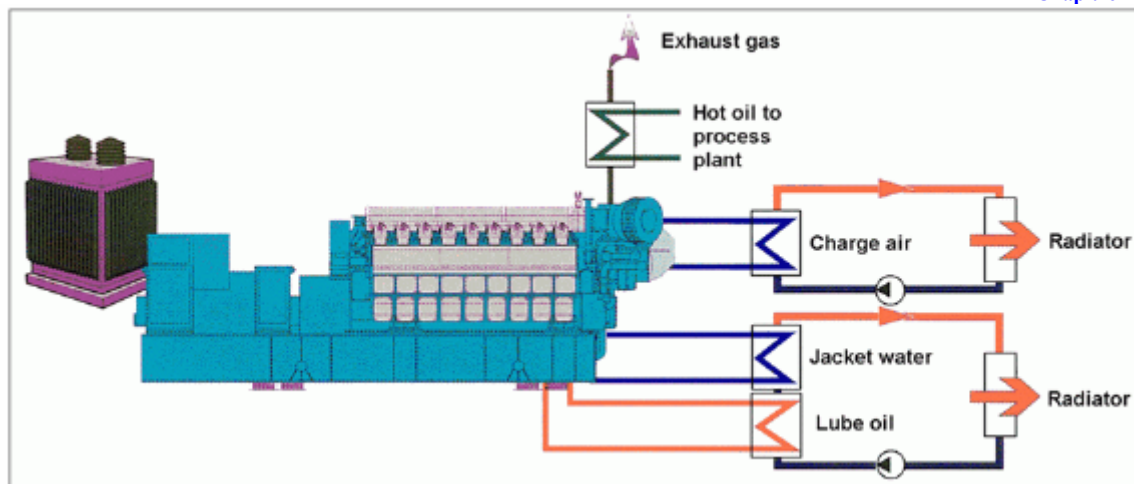


Figure 7.6 : moteur fonctionnant au gaz naturel
[149, Wärtsilä NSD, 2001]

7.1.3.3 Moteurs gaz à injection haute pression

Les moteurs gaz à injection haute pression fonctionnent selon le cycle diesel en mode combustible liquide et combustible gazeux. En mode gaz, un combustible pilote liquide (fioul lourd, etc.) (généralement entre 3 et 5% de la puissance thermique totale) et un gaz comprimé à haute pression entre 350 et 400 bars sont nécessaires. Le moteur peut fonctionner à pleine puissance en mode liquide et gaz. Des moteurs gaz à injection haute pression d'environ 40 MWth ou 20 MWe sont disponibles sur le marché.

7.1.3.4 Cogénération par le biais de moteurs à gaz

Une des applications de récupération de chaleur dans les centrales de cogénération avec des moteurs à gaz est de générer de la vapeur basse pression pour des utilisations industrielles. La pression varie généralement entre 3 et 16 bars, une vapeur de pression supérieure et une production de vapeur plus importante peut être atteinte grâce à une combustion supplémentaire ou à des chaudières auxiliaires. Une vapeur de 8 bars est adaptée aux refroidisseurs de dessalement ou d'absorption, tandis que certains procédés industriels exigent des pressions de vapeur supérieures. Le rapport entre la consommation d'électricité et de chaleur dépend énormément de l'application de l'installation industrielle en question. Une installation classique de cogénération générant de la vapeur à 7 ou 8 bars, présente généralement une consommation totale de combustible de 60 – 70% lorsqu'elle ne produit que de la vapeur, qui peut atteindre 90% pour la production d'eau chaude. Le rendement total dépend de la quantité de chaleur du circuit de refroidissement d'eau du moteur qui peut être récupérée. Le système de production de vapeur dispose d'une chaudière auxiliaire au fioul ou au gaz en parallèle de la chaudière alimentée par les gaz d'échappement du moteur et est flexible dans les applications au sein desquelles de grandes quantités de faible pression de vapeur sont nécessaires. La chaleur contenue dans les gaz d'échappement du moteur peut également être directement ou indirectement utilisée (via un préchauffeur d'air – « LUVO ») pour sécher l'air de combustion préchauffé, etc. selon les besoins du procédé industriel.

La seconde solution permettant d'améliorer la capacité de production de vapeur est d'équiper la chaudière de récupération (alimentée par les gaz d'échappement) d'un point de combustion supplémentaire. Pour les plus gros moteurs à allumage commandé, la teneur en oxygène est généralement de 11 à 12% vol. et pour un moteur Diesel à gaz haute pression, elle est souvent supérieure. Cet oxygène peut être utilisé comme air de combustion principal pour l'allumage supplémentaire. Le système permet également de produire de la vapeur haute pression et présente un bon rendement thermique pour le combustible additionnel de l'allumage supplémentaire. Il n'existe pour l'instant que quelques moteurs alternatifs équipés d'allumage supplémentaire, du fait de la difficulté d'entretenir la flamme de combustion avec les impulsions des gaz d'échappement du moteur et la teneur relativement faible en oxygène des gaz de combustion. [63, Wärtsilä, 2000].

Un concept de cogénération utilisant un cycle combiné d'eau d'alimentation dans lequel la chaleur perdue provenant des gaz d'échappement du moteur et des circuits de refroidissement est utilisée pour augmenter le rendement d'une installation existante, comme une chaudière à vapeur par exemple, est intéressant. Le rendement électrique d'une installation à moteur à gaz peut être augmenté en équipant l'installation d'une turbine à vapeur. Les turbines à vapeur les plus utilisées dans cette application sont les turbines mono-étagée et la pression de vapeur généralement utilisée est comprise entre 12 et 20 bars.

7.1.4 Chaudières et systèmes de chauffage à gaz

Les chaudières à gaz des centrales électriques sont similaires aux chaudières au fioul décrites dans le chapitre 6. Lorsqu'elles ne sont conçues que pour une utilisation au gaz, la chambre de combustion est légèrement plus petite mais dans la plupart des cas, ces chaudières sont conçues pour brûler également du combustible liquide, pour l'alimentation de secours ou pour la co-combustion. La chaleur du combustible brûlé est utilisée pour la production de vapeur d'eau surchauffée, qui se détend dans une turbine à vapeur commandant le générateur. Afin de convertir efficacement l'énergie de la vapeur en électricité, les chaudières à gaz modernes utilisent des paramètres de vapeur supercritiques, ce qui permet d'atteindre des rendements d'installations jusqu'à 48% en mode condensation et des chiffres d'utilisation du combustible de 93% en cogénération. L'application du double réchauffage et l'augmentation des paramètres de vapeur supercritiques de 290 bars et 580 °C permettent d'atteindre ces rendements élevés.

Les chaudières au gaz peuvent également être utilisées comme chaudières auxiliaires, pour permettre la mise en marche de l'installation, y compris le démarrage à froid, dans différents types de centrales électriques thermiques. Les chaudières auxiliaires sont aussi utilisées dans la plupart des centrales électriques pour le chauffage des bâtiments et des équipements pendant les périodes d'immobilisation (arrêt). Ces chaudières sont conçues pour produire une vapeur légèrement surchauffée à une pression relativement basse. Ces petites chaudières ne sont pas traitées dans ce document.

Il existe de nombreuses installations de chaudières à gaz dans les industries de procédé et dans les systèmes de chauffage urbain. La plupart d'entre elles sont des installations de taille moyenne (c'est-à-dire entre 50 et 300 MW). Pour ces niveaux de puissance thermique, une augmentation des contraintes concernant les émissions de SO₂ et de NO_x entraînent une plus forte utilisation du gaz naturel. Une grande partie de ces chaudières pourraient également être alimentées avec du combustible liquide pour l'alimentation de secours ou pour la co-combustion.

Les brûleurs des chaudières sont, en général, disposés sur plusieurs niveaux sur les parois (combustion frontal ou opposé) ou sur plusieurs niveaux de façon tangentielle aux quatre coins de la chaudière. Les systèmes de combustion des chaudières à gaz sont similaires à ceux des chaudières au charbon ou au fioul.

Les brûleurs à gaz sont également utilisés dans les systèmes de chauffage de procédé, qui sont parfois appelés four de procédé ou chauffage à combustion directe. Il s'agit d'installations de transfert de chaleur conçues pour chauffer les produits pétroliers, chimiques ainsi que d'autres liquides et gaz s'écoulant dans des tubes. Les liquides ou les gaz s'écoulent dans un ensemble de tubes situés à l'intérieur d'un four ou d'un système de chauffage. Les tubes sont chauffés par des brûleurs à combustion directe qui utilisent des combustibles standards spécifiques comme le fioul lourd, le fioul léger, et le gaz naturel, ou des sous-produits provenant des procédés de l'installation, même si la composition de ces derniers peut grandement varier. La plupart des applications de chauffage industriel aux Etats-Unis utilisent couramment des combustibles gazeux. En Europe, on utilise couramment du gaz naturel et du fioul léger. En Asie et en Amérique du Sud, on préfère généralement le fioul lourd, même si l'utilisation de combustibles gazeux est en augmentation. Des informations plus détaillées sur les systèmes de chauffage au gaz et au combustible liquide sont disponibles dans les Sections 6.1.4 et 6.1.10.2.

Les combustibles gazeux sont utilisés comme combustibles de support ou de démarrage pour les chaudières au charbon, lignite ou fioul. Ces techniques de combustion sont décrites dans les chapitres 4 et 6.

7.1.5 Combustion à cycle combiné

Actuellement, environ la moitié des nouvelles installations de production d'énergie construites sont des centrales électriques à cycle combiné. Dans ces installations, une turbine à gaz est associée à une turbine à vapeur pour produire de l'électricité. Pour des raisons techniques et de coûts, les seuls combustibles pouvant être utilisés dans les turbines à gaz à cycle combiné (CCGT, combined cycle gas turbine) sont le gaz naturel et le fioul léger (comme combustible d'appoint). La Figure 7.7 présente le schéma en trois dimensions d'une centrale électrique à turbine à gaz à cycle combiné construite en Finlande.

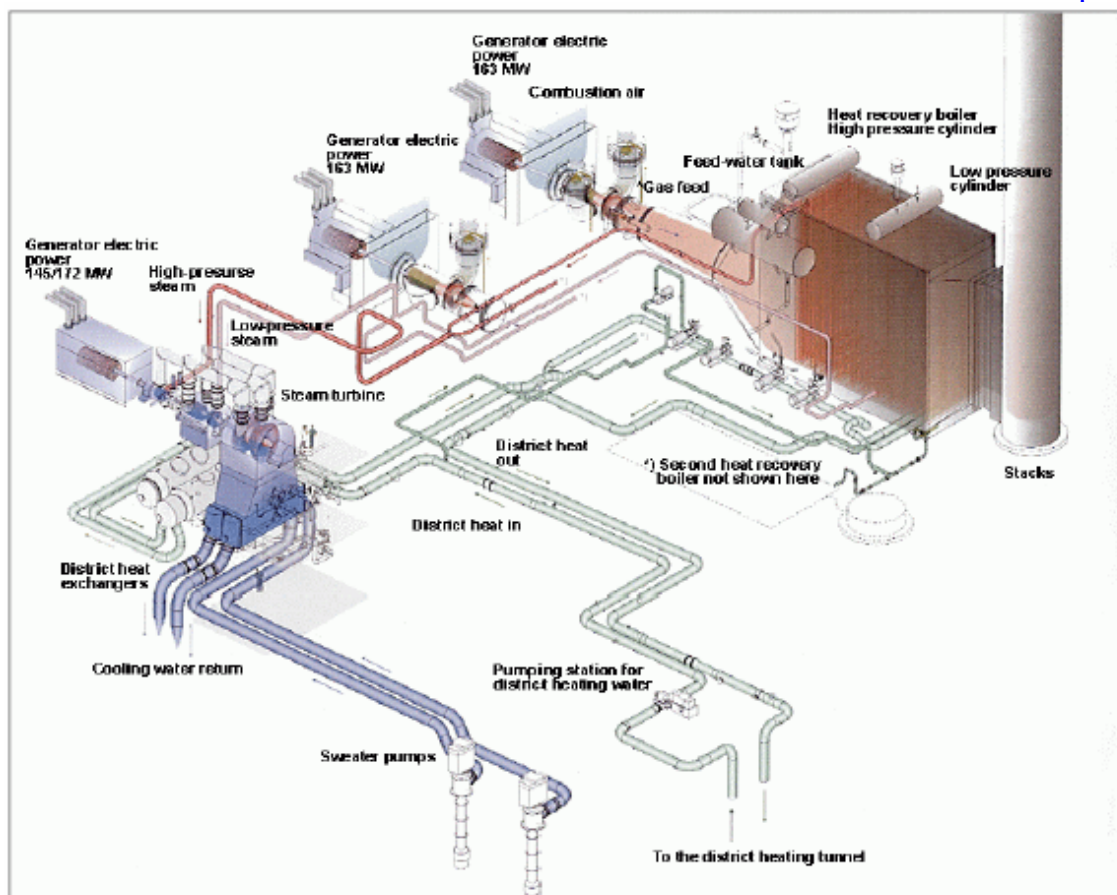


Figure 7.7 : centrale électrique à turbine à gaz à cycle combiné
[96, Helsinki Energy, 2001]

Dans les centrales électriques à cycle combiné, les turbines à gaz produisent de l'électricité à un rendement entre 33 et 38%. Les gaz d'échappement de la turbine à gaz ont généralement une température comprise entre 430 à 630 °C, selon le type de turbine et les conditions ambiantes. Ce gaz chaud est transféré vers un générateur de vapeur à récupération de chaleur (HRSG, heat recovery steam generator), où il est utilisé pour produire de la vapeur, qui se détend ensuite dans une centrale électrique à turbine à vapeur, en principe similaire à une centrale électrique à condensation. Les principaux avantages d'une installation HRSG sont sa faible consommation spécifique de chaleur et ses faibles coûts d'investissement, qui ont fait de l'installation CCGT une installation compétitive, malgré le coût élevé du gaz naturel. Au cours des 20 dernières années, la consommation spécifique de chaleur d'une installation CCGT est passée de 2.2 à 1.7, c'est-à-dire que le rendement est passé de 45 à 58%. Les turbines à gaz connaissent aujourd'hui encore un développement rapide et il est possible que dans le futur, on puisse atteindre une consommation spécifique de chaleur pour la CCGT inférieure à 1,67 (rendement supérieur à 60%). Dans les installations CCGT actuelles, environ 2/3 de la production provient de la turbine à gaz et le tiers restant de la turbine à vapeur. Cependant, les récentes expériences de mise en service ont montré qu'il est difficile d'atteindre les très hauts rendements prévus.

Comme moins d'un tiers de l'oxygène de l'air d'alimentation de la turbine à gaz est consommé lors de la combustion dans la chambre de combustion de la turbine, il est possible de procéder à une combustion supplémentaire de combustible dans la turbine à gaz. Dans les installations CCGT modernes, ceci entraîne une légère augmentation de la consommation spécifique de chaleur de la production d'énergie. Cependant, en cogénération industrielle, on l'utilise souvent pour contrôler la production de vapeur du HRSG indépendamment du rendement de la turbine à gaz. Dans les applications de cogénération, une combustion supplémentaire améliore également le rendement énergétique global de la cogénération.

Le gaz naturel et le fioul léger sont des combustibles très propres et ils permettent une combustion quasi complète dans les chambres de combustion de la turbine à gaz ; il n'y a pas de problème de cendres, de produit de carbonisation ou de SO_2 dans les centrales à CCGT. Le seul problème vient des NO_x , qui, dans les installations modernes, est contrôlé en utilisant des brûleurs spéciaux bas NO_x et parfois une SCR ajouté au HRSG. Pour les brûleurs anciens, les NO_x peut être contrôlé grâce à des vaporisations d'eau et de vapeur dans les brûleurs, mais ceci affecte la consommation spécifique de chaleur de l'installation.

Les turbines à gaz sont par définition très bruyantes, elles sont donc construites dans des enceintes spéciales d'atténuation acoustique, et l'entrée d'air et les sorties de gaz d'échappement de la turbine à gaz sont équipées de silencieux.



Figure 7.8 : centrale électrique à turbine à gaz à cycle combiné récemment construite en Belgique.

Dans le secteur de la production d'énergie, on distingue plusieurs configurations de procédé de turbine à gaz pour l'utilisation de l'énergie contenue dans les effluents gazeux de la turbine à gaz :

- Cycle combiné sans combustion supplémentaire (HRSG)
- Cycle amont (boîte à vent chaud)

7.1.5.1 Cycle combiné avec ou sans combustion supplémentaire (HRSG)

Au sein de ce procédé, le combustible est exclusivement alimenté dans la chambre de combustion et il n'y a pas de combustion supplémentaire dans un générateur de vapeur à récupération de chaleur. La vapeur générée par le générateur de vapeur à récupération de chaleur à partir de l'énergie thermique contenue dans les gaz d'échappement de la turbine à gaz est ensuite utilisée pour produire de l'électricité via une turbine à vapeur. Ce type de turbine à gaz à cycle combiné permet d'atteindre des rendements aussi élevé que 58,5 %. Le combustible utilisé est généralement du gaz naturel ou du fioul léger, mais l'utilisation de charbon, dans une installation de gazéification, qui devra être installée en amont de la turbine à gaz, est également possible (voir chapitre 4). Un schéma d'un cycle combiné sans combustion supplémentaire est présenté dans la Figure 7.9.

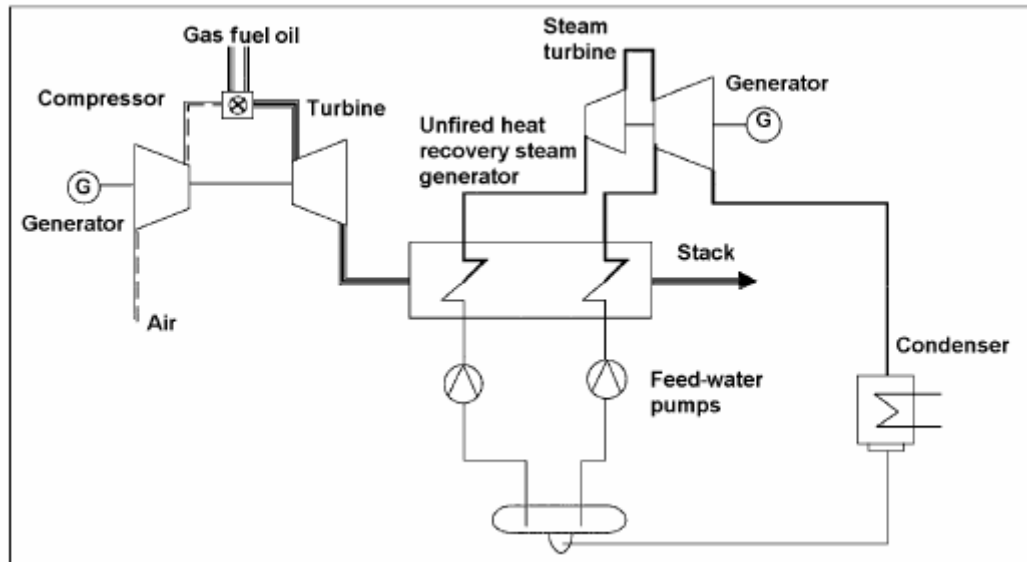


Figure 7.9 : schéma d'une centrale électrique à cycle combiné avec générateur de vapeur à récupération de chaleur (HRSG)
[32, Rentz, et al., 1999]

On utilise surtout une configuration multi-arbre dans les installations étagées, dans lesquelles les turbines à gaz sont installées et exploitées avant que l'exploitation du cycle de vapeur ne soit commencée, et dans lesquelles le but est d'exploiter les turbines à gaz indépendamment du système de vapeur. Les systèmes de cycle combiné multi-arbre comportent une ou plusieurs génératrices de turbines à gaz et des HRSG qui fournissent la vapeur à travers un circuit commun vers une unité de production séparée à turbine à vapeur unique.

Les systèmes de dérivation des gaz d'échappement, utilisés dans les systèmes à cycle combiné multi-arbre pour permettre un démarrage et un arrêt rapides, et une flexibilité d'exploitation ne sont pas nécessaires dans les systèmes mono-arbre ou dans les systèmes multi-arbre comprenant une turbine à gaz et une turbine à vapeur.

Les HRSG sont généralement des échangeurs de chaleur de type convection, équipés de tubes fins, et qui font passer la chaleur des gaz d'échappement dans le cycle de vapeur d'eau. Les gaz d'échappement sont refroidis, à une température aussi basse que possible, pour atteindre un rendement le plus haut possible. La température est limitée du fait du risque de corrosion par une condensation possible des produits acides (soufre) provenant des gaz d'échappement. On considère que 100°C est une température normale pour les gaz d'échappement.

Les HRSG peuvent être construits en configuration horizontale (avec circulation naturelle du système d'évaporation) ou verticale (avec circulation forcée du système d'évaporation). Le choix dépend des exigences d'espace et/ou des préférences des clients. On utilise fréquemment les deux types de configuration.

7.1.5.1.1 Cycle combiné avec combustion supplémentaire (cycle amont)

Dans un cycle amont, la chaleur des gaz d'échappement de la turbine à gaz est utilisée comme air de combustion dans une centrale électrique classique équipée de chaudières à vapeur fonctionnant au gaz ou au charbon. Il existe plusieurs options pour intégrer ce cycle à un procédé de centrale électrique classique. Même si cette intégration peut être faite dans les nouvelles conceptions, les cycles amont ont généralement été utilisés dans le passé comme option de repowering (réalimentation) pour augmenter le rendement des installations existantes (voir exemple 6.2.3.1 dans le Chapitre 6) et/ou pour augmenter la capacité d'alimentation en chaleur des installations de cogénération. Plusieurs types de turbines à gaz combiné à un cycle amont sont utilisés et présentent des puissances atteignant 765 MWe (1600 MWth) et peuvent atteindre des rendements jusqu'à 48 %. La figure 7.10 présente un schéma de cette technologie.



Figure 7.10 : schéma d'une centrale électrique combinée à un cycle amont
[32, Rentz, et al., 1999]

Dans un cycle amont (cycle combiné avec combustion supplémentaire) les préchauffeurs d'air qui chauffaient l'air d'alimentation ne sont pas nécessaires et doivent être retirés. On choisit généralement une turbine à gaz avec approximativement le même débit de gaz d'échappement que le débit d'air de combustion de la chaudière. La teneur en oxygène des gaz d'échappement de la turbine à gaz étant inférieure (en comparaison avec l'air de combustion normal), moins de combustible peut être brûlé dans la chaudière existante. Ceci engendre une température moyenne plus basse de la chaudière et donc une production plus faible de vapeur dans la chaudière. La température des fumées à la sortie de la zone de radiation de la chaudière sera à peu près la même que dans la situation existante. Ceci engendre une chaleur en excès à des températures plus basses. Afin d'utiliser cette excès de chaleur, on installe un économiseur haute pression et un économiseur basse pression dans la chaudière. Dans ces économiseurs (parallèles aux préchauffeurs d'eau d'alimentation existants) une partie de l'eau d'alimentation sera préchauffée, et par conséquent, la quantité de vapeur d'extraction de la turbine à vapeur sera diminuée.

Il est également possible de créer un procédé de combustion à deux étapes en utilisant les gaz d'échappement de la turbine à gaz dans la chaudière existante afin de réduire considérablement les émissions de NO_x . Aux Pays-bas, on connaît un cas dans lequel une réduction de 50% des émissions de NO_x a pu être obtenue.

La capacité électrique de la turbine à gaz est de 20 à 25% de la capacité totale de la centrale électrique.

7.1.5.1.2 Cycle amont avec chauffage de l'eau d'alimentation

Cette configuration de procédé est une combinaison des deux cycles combinés mentionnés ci-dessus. Dans ce cas-ci, une partie du condensat et de l'eau d'alimentation est préchauffée dans le générateur de vapeur à récupération de chaleur. La turbine à gaz ou le générateur de vapeur à récupération de chaleur du moteur alternatif est relié à la turbine à gaz/ au générateur de vapeur, mais uniquement du côté eau/vapeur ; il n'y a donc pas de remplacement de l'air de combustion par les gaz d'échappement de la turbine à gaz ou du moteur alternatif. Les moteurs alternatifs sont adaptés à un préchauffage de l'eau d'alimentation à basse pression.

En utilisant le chauffage de l'eau d'alimentation, les gaz d'échappement du générateur principal (turbine à gaz ou moteur alternatif) sont refroidis dans les échangeurs de chaleur par préchauffage de l'eau d'alimentation. En général, on installe deux échangeurs de chaleur, un pour le chauffage de l'eau d'alimentation à basse pression, l'autre pour le chauffage de l'eau d'alimentation à haute pression. Les échangeurs de chaleur sont installés parallèlement aux préchauffeurs d'eau d'alimentation existants (alimentés à la vapeur).

Les extractions de chaleur du générateur principal peuvent être éliminées ou réduites, ce qui génère alors une augmentation de la puissance électrique délivrée par le générateur principal. Ceci exige que la chaleur des gaz d'échappement du générateur principal contribue entièrement à la puissance électrique délivrée par l'installation et à son rendement. Il apparaît que les meilleurs résultats dans le chauffage de l'eau d'alimentation sont obtenus avec un générateur principal à haut rendement et disposant d'une capacité thermique suffisante pour obtenir le chauffage complet de l'eau d'alimentation du cycle aval.

Cependant, l'augmentation de la production d'énergie est limitée la capacité de débit de la turbine à vapeur et par la puissance nominale du générateur. Grâce à cette option, l'amélioration du rendement est d'environ 2 à 5%, selon le générateur principal et la capacité de la turbine à vapeur existante.

Une comparaison de la capacité du système de préchauffage de l'unité avec la chaleur disponible dans les gaz d'échappement de la turbine à gaz permet de fixer le nombre de générateurs principaux nécessaires et l'augmentation maximum de la capacité thermique.

L'augmentation de la flexibilité (production d'électricité contre production de chaleur) représente un avantage important, obtenu grâce aux modifications décrites. L'installation de vapeur peut fonctionner indépendamment du générateur principal. La flexibilité reste cependant limitée par le débit maximum alloué au travers de turbine à vapeur à basse pression.

Comme le cycle amont avec chauffage de l'eau d'alimentation n'affecte pas les procédés de combustion de la chaudière, les émissions de la chaudière ne sont pas non plus affectées. Les émissions totales sont influencées par la contribution des gaz d'échappement du générateur principal.

7.1.6 Cogénération

Seuls 40 à 60% de l'énergie combustible (désignés comme pouvoir calorifique inférieur du combustible) peuvent être convertis en énergie électrique dans les centrales électriques ne produisant que de l'électricité. Le reste se perd sous forme de chaleur basse température perdue dans l'air, dans l'eau ou dans les deux. Les utilisateurs finaux ayant besoin de grandes quantités de chaleur pour le chauffage des locaux et pour de nombreux procédés industriels, la question suivante se pose : comment rendre cette chaleur rejetée par les centrales électriques de condensation utile ? La réponse thermodynamique à cette question est relativement simple: il faut élever la température de la chaleur rejetée au niveau utile requis, par exemple de 70 à 120°C pour le chauffage des locaux et de 120 à 200°C pour les procédés industriels. Cependant, ceci se fait au détriment de la production d'énergie.

La cogénération est un moyen d'améliorer le rendement énergétique en influençant la structure du système d'alimentation en énergie. Dans tous les cas, la cogénération permet des économies de combustible en comparaison avec la production séparée de chaleur et d'électricité à partir de combustibles fossiles. Si la demande de chaleur locale est suffisamment importante, et que la centrale de cogénération est par conséquent d'une taille suffisante, la cogénération peut également permettre d'économiser de l'argent. Du point de vue technique, toutes les centrales électriques peuvent être modifiées pour appliquer la méthode de cogénération. La possibilité d'installer une turbine à gaz dans une installation de cogénération est en partie liée aux coûts d'investissement relativement faibles et au rendement de cycle élevé qu'elle offre.

La chaleur des gaz d'échappement de la turbine à gaz est utilisée pour produire de la vapeur dans un générateur de vapeur à récupération de chaleur (aussi appelé chaudière de récupération). La vapeur peut être entièrement utilisée pour produire de l'électricité, comme dans le cycle combiné, ou peut être partiellement extraite (ou parfois entièrement) et utilisée pour l'alimentation en vapeur des consommateurs qui peuvent alors utiliser la vapeur dans leurs propres procédés ou pour d'autres applications, comme le chauffage urbain ou le dessalement d'eau de mer.

Il existe de nombreuses configurations permettant de répondre aux exigences des installations spécifiques. Voici les plus communes, classées en fonction de la demande de chaleur et d'électricité :

- Turbine à gaz avec générateur de vapeur à récupération de chaleur, et approvisionnement des consommateurs de vapeur avec toute la vapeur produite
- Turbine à gaz avec générateur de vapeur à récupération de chaleur, avec turbine à vapeur à contre-pression et approvisionnement des consommateurs de vapeur avec toute la chaleur produite
- Turbine à gaz avec générateur de vapeur à récupération de chaleur avec extractions de la vapeur vers les consommateurs et/ou utilisation de la vapeur d'extraction pour d'autres applications de chauffage et un condensateur de vapeur à vide. Cette conception offre généralement plus de flexibilité au niveau du rapport énergie/chaleur

- Cycles de turbine à gaz à injection de vapeur (STIG, steam injected gas turbine) dans lesquels la vapeur est également produite par les rejets thermiques mais partiellement injectée dans la turbine à gaz. Ces cycles se font surtout avec des turbine à gaz aérodérivatives sans utilisation turbine à vapeur. Ils sont surtout utilisés dans les applications de cogénération avec demandes de vapeur dans les procédés intermittents.

Le rapport de production d'électricité/chaleur est une donnée importante dans une centrale électrique à cogénération. Evidemment, l'énergie électrique pouvant avoir deux à quatre fois plus de valeur que la chaleur, il est préférable d'avoir un rapport énergie/chaleur aussi élevé que possible, en association avec une consommation spécifique de chaleur globale faible. Une fois de plus, les lois de la physique imposent leurs limites. Comme indiqué ci-dessus, quand le niveau de la température de la chaleur récupérée est élevé, la puissance provenant du procédé est moindre et la chaleur gagnée provenant du procédé est plus élevée. Dans le cas où un rapport énergie/chaleur élevé est nécessaire, une CCGT est plus adaptée qu'un procédé vapeur classique. Dans une installation à CCGT à condensation, 2/3 de la puissance délivrée provient de la turbine à gaz et la perte de puissance liée à la cogénération ne se produit que dans la turbine à vapeur, produisant ainsi le tiers restant. Le rapport de production d'électricité/chaleur d'une CCGT à charge nominale peut être de 1,1 dans les applications de chauffage urbain, de 0,9 dans l'industrie de la pâte à papier et du papier, tandis que les mêmes chiffres avec cogénération de vapeur uniquement sont respectivement de 0,6 et 0,3. Les chiffres annuels moyens sont généralement bien inférieurs, du fait, parmi d'autres éléments, d'une exploitation à charge partielle et de cycles de démarrage/arrêt.

Pour que la cogénération soit compétitive sur le marché, deux paramètres nécessaires sont déterminants: un prix élevé et une forte demande d'électricité, et une demande locale en chaleur suffisamment élevée. Si la demande en énergie et en chaleur est faible, la taille de l'installation peut être en dessous des limites de compétitivité économique.

	Consommation spécifique de chaleur de la production d'énergie (1)	Rapport électricité / chaleur (2)	Consommation spécifique de chaleur totale du système de cogénération (3)	Consommation spécifique de chaleur du système séparé ; charbon (4)	Consommation spécifique de chaleur du système séparé ; CCGT (5)
Combustion (condensation) traditionnelle au charbon	2.3				
Turbine à gaz à cycle combiné (CCGT) à condensation	1.8				
Cogénération industrielle traditionnelle (6)	5.0	0.28	1.1	1.36	1.25
Cogénération industrielle CCGT	2.4	0.9	1.15	1.67	1.43
Cogénération industrielle Chauffage urbain	2.9	0.6	1.1	1.55	1.36
Cogénération CCGT Chauffage urbain	2.1	1.1	1.1	1.73	1.47
Chaudières au charbon, chaleur uniquement			1.1		
Chaudières au fioul lourd, chaleur uniquement			1.1		
Chaudières au gaz, chaleur uniquement			1.07		
Remarques : 1) Combustible utilisé (PCI)/ Puissance nette 2) Puissance calorifique nette/ Puissance nette 3) Combustible utilisé (PCI)/ (Puissance nette + Puissance calorifique nette) 4) Consommation spécifique de chaleur associé à la production séparée d'électricité dans des installations classiques au charbon et de chaleur dans des chaudières uniquement (consommation spécifique de chaleur = 1.1) produisant les mêmes quantités d'électricité et de chaleur que dans un système de cogénération. A comparer avec la consommation spécifique de chaleur indiqué dans la 3 ^{ème} rangée 5) Consommation spécifique de chaleur associé à la production séparée d'électricité dans des installations de CCGT à condensation et de chaleur dans des chaudières uniquement (consommation spécifique de chaleur = 1.1) produisant les mêmes quantités d'électricité et de chaleur que dans un système de cogénération. A comparer avec la consommation spécifique de chaleur indiqué dans la 3 ^{ème} rangée 6) Vapeur vive 80 bars 480 °C; contre pression 4 bars Toutes les chiffres correspondent à un fonctionnement nominal à pleine charge					

Tableau 7.1 : comparaison indicative de la cogénération avec la production séparée de chaleur et d'électricité

[59, Finnish LCP WG, 2000]

Dans le tableau 7.1, les consommations spécifiques de chaleur totales du système (les trois dernières colonnes de droite) sont comparables pour chaque ligne. Elles indiquent la quantité de combustible nécessaire dans un système de cogénération et dans un système séparé pour une même puissance de production électrique et une même puissance calorifique (thermique), mais avec une production d'électricité et de chaleur séparée. On constate que dans chaque cas, le système séparé – qu'il soit traditionnel ou basé sur une CCGT – consomme clairement plus de combustible que le système de cogénération fournissant le même service énergétique. Lorsque la base de comparaison est la production d'énergie traditionnelle (à condensation), la réduction de la consommation de combustible par cogénération varie de 20%, pour la cogénération industrielle classique, à 57% pour la cogénération à CCGT pour le chauffage urbain. La CCGT à condensation est examinée pour le secteur de la production séparée d'énergie, les économies sont moindres, 12% et 34 % respectivement. Ces chiffres sont uniquement fournis pour donner une idée générale des économies d'énergie obtenues par cogénération ; les chiffres réels dépendent toujours des spécificités de chaque projet et du système d'alimentation en énergie.

Pour que la cogénération soit compétitive sur le marché, deux paramètres nécessaires sont déterminants: un prix élevé de l'électricité, et une demande locale en chaleur suffisamment élevée. Si la demande en chaleur est faible, la taille de l'installation peut être en dessous des limites de compétitivité économique.

Les grosses charges locales de chaleur industrielle sont surtout présentes dans l'industrie de la pâte à papier et du papier, dans les raffineries et dans l'industrie chimique et, dans certains cas, dans les industries textiles et alimentaires. Voir aussi Section 7.1.3.4 "cogénération par moteurs à gaz" pour les informations concernant les moteurs alternatifs.

Cycle de Cheng

Dans le "cycle de Cheng", la chaleur des gaz d'échappement provenant de la turbine à gaz est utilisée pour la production de vapeur à un niveau de pression, qui est entièrement injectée dans la turbine à gaz. En pratique, le cycle de Cheng est appliqué aux installations de cogénération, et permet de fournir aux utilisateurs une alimentation normale en vapeur, avec une demande variable en chaleur. Il convient de noter que de l'eau d'appoint est nécessaire pour la production de vapeur ; elle doit être considérée comme une perte globale du fait de son déchargement dans l'air, avec les gaz d'échappement. Le rendement augmente lorsque le rapport du compresseur diminue. On compte un rendement de turbine supérieur à 50% pour une température d'entrée de turbine de 1 200 °C [58, Eurelectric, 2001].

7.1.7 Réduction des émissions atmosphériques provenant des turbines à gaz et des cycles combinés.

7.1.7.1 Réduction des émissions de poussières

Les poussières de combustible contenues dans le gaz naturel sont éliminées à l'eau sur le site de production si nécessaire. Les émissions de poussières ou de particules provenant des turbines à gaz brûlant du gaz naturel ne représentent pas un problème environnemental, dans des conditions normales d'exploitation et de contrôle de la combustion.

D'autres gaz, comme les sous-produits d'usines chimiques, peuvent contenir des poussières. Par comparaison avec le gaz naturel, ces gaz doivent être conformes aux différentes valeurs limites d'émission et doivent être brûlés ou faire l'objet d'une co-combustion dans des centrales électriques dotés de mesures primaires et secondaires de réduction des émissions de poussières si ces limites ne peuvent être respectées.

7.1.7.2 Réduction des émissions de SO₂

Le soufre lié au combustible dans le gaz naturel, présent sous forme de H₂S, est éliminé à l'eau sur le site de production. Ainsi, on obtient des qualités de combustible directement conformes aux valeurs limites d'émission de SO₂ pour toutes les applications. D'autres gaz, comme les sous-produits d'usines chimiques, peuvent contenir du soufre. Par comparaison avec le gaz naturel, ces gaz doivent être conformes aux différentes valeurs limites d'émission et doivent être brûlés ou faire l'objet d'une co-combustion dans des centrales électriques dotés de technologies de FGD (désulfuration des fumées) si ces limites ne peuvent être respectées.

7.1.7.3 Réduction des émissions de NO_x

7.1.7.3.1 Injection d'eau ou de vapeur

Les brûleurs bas NO_x (voie sèche) (DLN, dry low NO_x) ont atteint un niveau de développement acceptable, l'injection d'eau/de vapeur se pratique désormais en Europe, même si ce n'est pour le moment qu'à une faible échelle, comme mesure de réduction de NO_x. Cependant, pour les installations existantes, il s'agit de la technologie la plus facile à appliquer, et qui peut être appliquée en association avec des mesures secondaires de réductions de NO_x. Au Canada, environ la moitié des turbines à gaz avec réduction des NO_x sont équipées d'injection d'eau/de vapeur.

L'injection d'eau/de vapeur peut être pratiquée par injection d'un mélange de combustible et d'eau ou de vapeur ou par injection d'eau ou de vapeur par le biais des injecteurs directement dans la chambre de combustion. L'évaporation ou la surchauffe de la vapeur exige une énergie thermique, qui n'est alors plus disponible pour chauffer la flamme. Ainsi, la température de la flamme diminue et la formation de NO_x est réduite. Comme l'indique la Figure 7.11, le taux de réduction des émissions dépend fortement de la quantité d'eau ou de vapeur utilisée. Afin d'atteindre des taux élevés de réduction des émissions, de grandes quantités d'eau ou de vapeur sont nécessaires. Parfois la quantité d'eau ou de vapeur injectée est supérieure à la quantité de combustible brûlé. L'utilisation d'eau plutôt que de vapeur permet d'atteindre un taux supérieur de réduction des émissions (pour un rapport eau/combustible ou vapeur/combustible donné), ce qui s'explique par le fait que plus d'énergie est nécessaire pour évaporer l'eau (en pratique il faut approximativement deux fois plus de vapeur pour obtenir la même réduction des émissions de NO_x).

L'injection d'eau est souvent utilisée lorsque la vapeur n'est pas disponible, par exemple dans les applications à cycle simple et dans la compression des pipelines, tandis que l'injection de vapeur est généralement choisie dans les cycles combinés alimentés au gaz naturel, au sein desquels la vapeur est déjà disponible car elle provient du système de récupération des rejets thermiques

La vapeur, ou l'eau, injectée dans les turbines à gaz doit être d'une très haute pureté, ce qui exige l'utilisation d'une installation de traitement de l'eau de grande qualité, qui en retour peut créer un effluent liquide nécessitant d'être éliminé. De plus, l'eau ou la vapeur doivent être injectées à des pressions élevées, en général 20 bars ou plus. L'utilisation d'injection d'eau ou de vapeur peut également réduire la durée de vie d'une turbine à gaz.

Il est possible d'atteindre des taux de réduction des émissions de NOx compris entre 60 et 80%, sans limites de CO. Dans le cas où des valeurs limites d'émissions de CO doivent être respectées, on obtient des taux de réduction des NOx variant entre 40 et 60%. Le rapport eau/combustible ou vapeur/combustible dépend du type de turbine à gaz (par exemple pour la flamme) et varie entre 1 et 1,2. Les émissions de NOx peuvent être abaissées à environ 80 – 120 mg/Nm³ (à 15 % O₂). La Figure 7.11 présente les taux de réduction par injection d'eau ou de vapeur.

L'injection de vapeur ou d'eau a une influence sur les paramètres généraux de la turbine à gaz, comme la puissance, le rendement, et le débit massique des rejets. Par exemple : le rendement d'une turbine à gaz est réduite par l'injection d'eau/de vapeur, et l'on peut observer des problèmes de stabilité de la flamme en cas de rapport eau/combustible élevé [32, Rentz, et al., 1999].

Les coûts d'investissement pour le retrofit (reconversion) des turbines à gaz avec injection d'eau ou de vapeur peut varier considérablement. Ces coûts sont surtout liés au conditionnement de l'eau et aux dispositifs d'injection utilisés. Les coûts additionnels d'exploitation liés à l'injection d'eau ou de vapeur sont dus à une augmentation de la consommation de combustible.

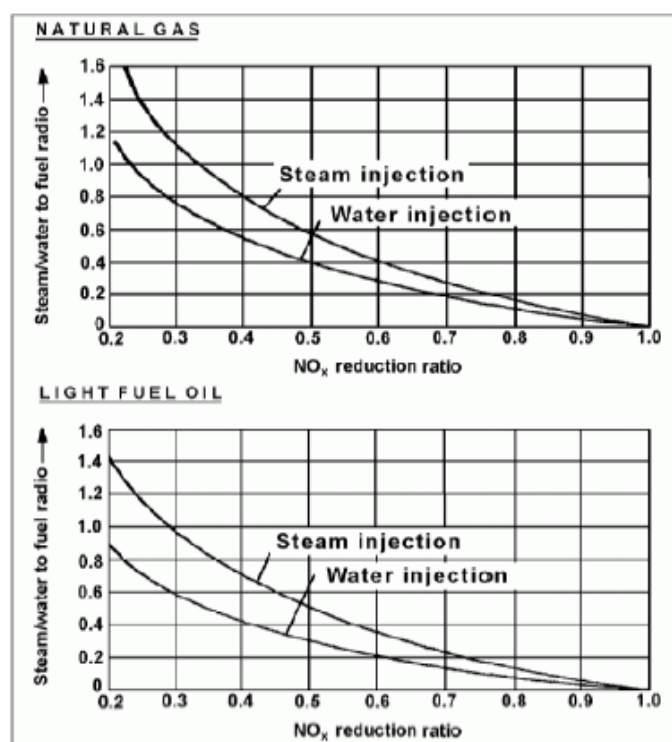


Figure 7.11 : réduction NOx par injection de vapeur ou d'eau
[32, Rentz, et al., 1999]

Les principaux défauts de cette technique de réduction NOx sont l'augmentation des émissions de CO et d'hydrocarbures, la réduction du rendement thermique de l'installation, et l'augmentation de la consommation de combustible. L'injection de vapeur engendre une perte de rendement plus importante que l'injection d'eau (3 à 4% pour l'injection d'eau). De plus, l'injection directe d'eau ou de vapeur engendre une plus grande sollicitation des matériaux que l'injection d'un mélange de combustible et d'eau ou de vapeur. Par conséquent, cette dernière option est préférable. [32, Rentz, et al., 1999].

Les niveaux de missions peuvent beaucoup varier, selon la charge de la turbine. Dans de nombreuses installations la vapeur ne peut être produite qu'en cas de charges élevées, ce qui signifie que les émissions ne seront réduites qu'une fois ce niveau de charge de base atteint. Ceci rend l'injection de vapeur peu utile pour les turbines à gaz comportant de nombreux changements de charges. Un retrofit (reconversion) pour utilisation d'injection de vapeur dans une turbine à gaz de 140 MWh coûte environ 1,7 million €.

L'injection d'eau ou de vapeur pour réduire les NOx peut seulement être opérée jusqu'à une certaine limite. Si le débit de vapeur injecté dans le brûleur de combustible est trop élevé (en général, le fournisseur de la turbine à gaz fixe une limite de débit de vapeur/débit de gaz combustible = 1,2), les effets sur le compresseur sont considérables. La quantité de vapeur (ou d'eau) peut également être responsable de problèmes dans la chambre de combustion (brûleurs, chemises de débit, chemisage, pièces de transition), avec des effets spécifiques sur la durée de vie et sur les risques de pannes avec endommagement de la section aval de la turbine. De plus, l'augmentation de la concentration d'eau dans le débit des rejets émis de la chambre de combustion vers la section de la turbine a un impact sur l'intégrité des injecteurs et des aubes. De fait, le coefficient d'échange de chaleur de la chambre de combustion à la surface des injecteurs et des aubes est proportionnel à la concentration d'eau. C'est pourquoi si la turbine à gaz fonctionne avec une grande quantité de vapeur ou d'eau pour contrôler les NOx, des dégâts mécaniques et une réduction du rendement peuvent apparaître, augmentant les coûts d'entretien et le risque de panne.

L'injection d'eau ou de vapeur exige une préparation de l'eau utilisée dans le procédé. Dans les sites où l'eau ou la vapeur ne sont pas utilisées pour d'autres applications, les coûts d'investissement et d'exploitation sont élevés. Dans les cas où des stations de compression des gaz – d'une capacité en taille comprise entre 20 et 250 MW de puissance thermique, avec des conditions d'exploitation changeantes et un nombre restreint d'heures d'exploitation annuelles – sont situées dans des lieux isolés, les coûts totaux sont élevés. De plus, pour les turbines à gaz existantes, la conversion du système de combustion d'une turbine à gaz en système d'injection d'eau ou de vapeur exige un grand nombre de changements dans la conception et la disposition de la turbine à gaz. Cette technologie n'est adaptée au système de transmission des gaz en Europe.

7.1.7.3.2 Technologies bas NOx (voie sèche) (DLN)

Actuellement, les chambres de combustion à bas NOx (voie sèche) sont utilisées dans les grandes turbines à gaz et leur utilisation semble être de plus en plus commune dans les petites installations (par exemple turbines à gaz dont les capacités sont même inférieures à 20 MWe). La technologie DLN a également été récemment utilisée dans des turbines à gaz exploitées en mer (voir aussi Sections 7.1.12 et 7.5.5).

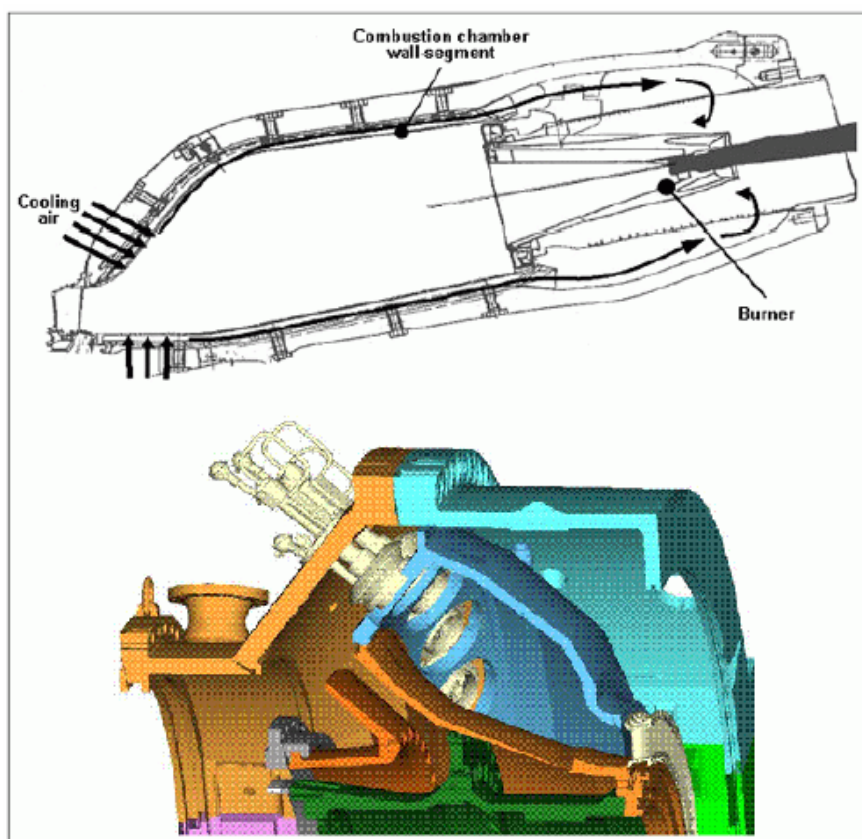


Figure 7.12 : schéma de chambre de combustion à DLN (bas NO_x par voie sèche)

La caractéristique basique des chambres de combustion bas NO_x (voie sèche) (exemple Figure 7.12) est que le mélange d'air et de combustible ainsi que la combustion se font tous les deux en deux étapes successives. En mélangeant l'air de combustion et le combustible avant la combustion, on obtient une distribution homogène de la température et une température de flamme inférieure, ce qui engendre une réduction des émissions de NO_x. Les chambres de combustion bas NO_x (voie sèche) représentent actuellement une technologie bien établie, en particulier pour les turbines à gaz utilisant le gaz naturel. Des développements supplémentaires sont nécessaires pour les turbines à gaz utilisant de combustibles liquides: car dans ces exploitations de turbines, le mélange de l'air et du combustible ainsi que l'évaporation du combustible liquide doivent avoir lieu avant la combustion. La taille des particules ayant un impact sur la vitesse d'évaporation, les recherches actuelles se concentrent sur la mise au point de systèmes atomiseurs plus efficaces. Des brûleurs hybrides sont exploités dans une centrale électrique à turbine à gaz en Suède avec du fioul léger en mode de prémélange, depuis près de deux ans: ils ont permis une réduction considérable des NO_x, mais les valeurs atteintes ne sont pas aussi faibles que celles obtenues avec la combustion du gaz naturel. Des systèmes DLN pour les turbines à gaz alimentés par deux combustibles (dual fuel) (gaz/fioul) sont également en cours de développement. Un fabricant a laissé entendre que ces systèmes DLN dual fuel sont d'ores et déjà disponibles et ont déjà été testés.

Les systèmes de combustion bas NO_x (voie sèche) sont extrêmement efficaces et fiables. Actuellement, presque toutes les turbines à gaz utilisées dans l'industrie sont équipées de systèmes bas NO_x (voie sèche). Un retrofit (reconversion) pour installation d'un brûleur moderne bas NO_x (voie sèche) coûte approximativement 2 millions € pour une turbine à gaz de 140 MWth. Du fait de leur rendement élevé, les nouveaux brûleurs offrent une exploitation avantageuse d'un point de vue économique, notamment car il n'existe pas de pertes importantes d'énergie provenant des pertes de combustible, ou sous la forme d'hydrocarbures, etc. Les coûts d'investissement sont environ 15% supérieurs et les coûts d'entretien 40% plus élevés que dans les turbines à gaz sans DLN. La combustion bas NO_x (voie sèche) est extrêmement spécifique à chaque modèle, c'est-à-dire que chaque fabricant développe sa technologie pour chaque modèle présentant une demande suffisante pour justifier les recherches nécessaires pour la développer. Pour les modèles plus anciens ou les modèles ne faisant pas l'objet d'une demande suffisante, il est possible que cette technologie ne soit pas disponible. De plus, les versions précédentes de cette technologie peuvent présenter des niveaux d'émissions de NO_x légèrement supérieurs à ceux des versions développées récemment.

7.1.7.3.3 Réduction Catalytique Sélective (SCR)

De nombreuses turbines à gaz n'utilisent actuellement que des mesures primaires pour réduire les émissions de NO_x, mais des systèmes SCR ont été installés sur certaines turbines à gaz en Autriche, au Japon, aux Pays Bas et aux Etats-Unis (particulièrement en Californie). On estime qu'environ 300 turbines à gaz au niveau mondial sont équipées de systèmes SCR. D'autres applications de la technologie SCR sur des turbines à gaz sont planifiées au Danemark et en Italie [32, Rentz, et al., 1999]. La Figure 7.13 et la Figure 7.14 expliquent comment les catalyseurs de SCR sont utilisés au sein du concept de CCGT, premièrement dans un HRSG horizontal puis dans une installation à débit vertical [161, Joisten, et al.,].

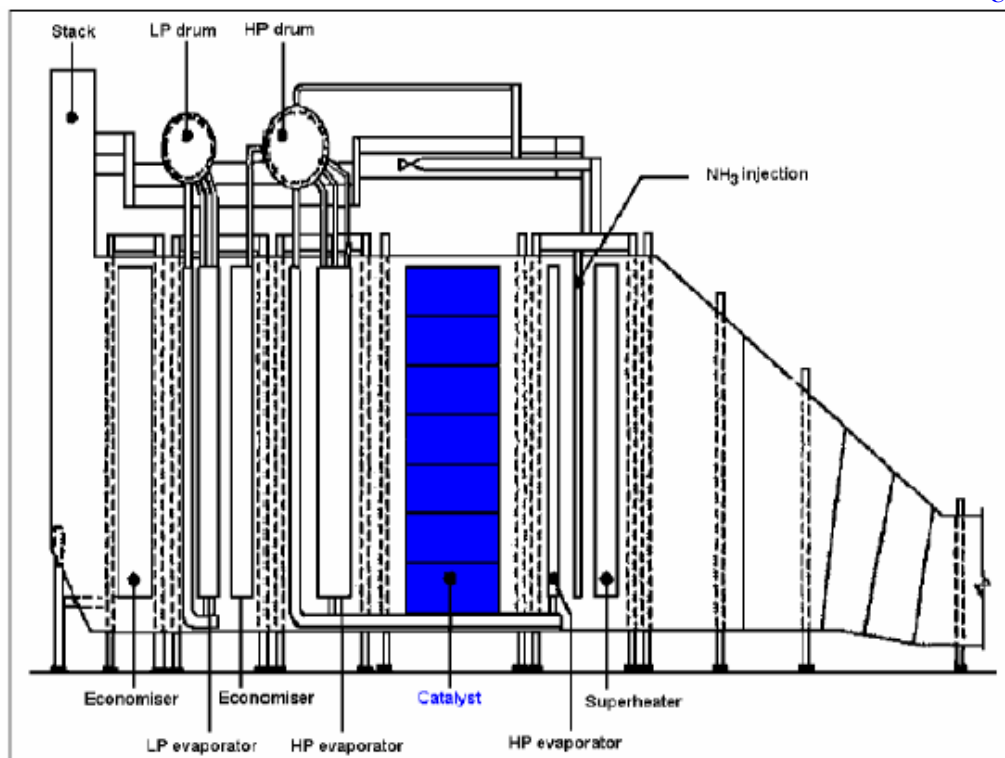


Figure 7.13 : conception HRSG et installation SCR
[161, Joisten, et al.,]

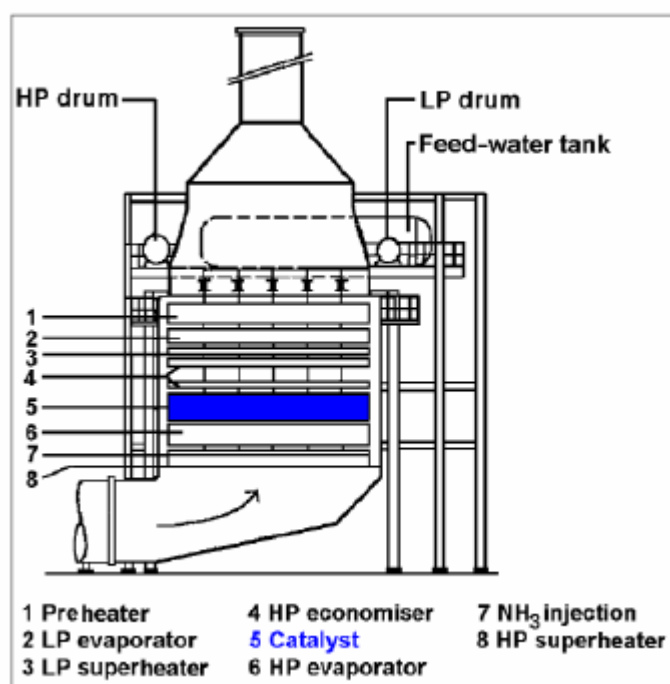


Figure 7.14 : installation SCR avec débit vertical
[161, Joisten, et al.,]

Comparaison des coûts de réduction des NOx pour les turbines à gaz en 1993 et en 1999

Technologie de réduction NOx	Puissance de la turbine (MW)	Réduction des émissions (ppm)	1993		1999	
			USD/tonne	centimes d'USD par kWh	USD/tonne	centimes d'USD par kWh
Injection d'eau/de vapeur	4 – 5	Non contrôlé → 42	1750 – 2100	0.47 – 0.50	1500 – 1900	0.39 – 0.43
DLN (bas NOx par voie sèche)	4 – 5	Non contrôlé → 42	820 – 1050	0.16 – 0.19	non disponible ²	non disponible
DLN (bas NOx par voie sèche)	4 – 5	Non contrôlé → 25	non disponible ²	non disponible	270 – 300	0.006 – 0.09
Combustion catalytique ¹	4 – 5	Non contrôlé → 3	non disponible	non disponible	1000	0.32
SCR basse température	4 – 5	42 → 9	non disponible	non disponible	5900	1.06
SCR traditionnelle	4 – 5	42 → 9	9500 – 10900	0.80 – 0.93	6300	0.47
SCR haute température	4 – 5	42 → 9	9500 – 10900	0.80 – 0.93	7100	0.53
SCONox	4 – 5	25 → 2	non disponible	non disponible	16300	0.85
Injection d'eau/de vapeur	20 – 25	Non contrôlé → 42	980 – 1100	0.24 – 0.27	980	0.24
DLN (bas NOx par voie sèche)	20 – 25	Non contrôlé → 25	530 – 1050	0.16 – 0.19	210	0.12
Combustion catalytique ¹	20 – 25	Non contrôlé → 3	non disponible ²	non disponible	690	0.22
SCR basse température	20 – 25	42 → 9	non disponible	non disponible	2200	0.43
SCR traditionnelle	20 – 25	42 → 9	3800 – 10400	0.30 – 0.31	3500	0.20
SCR haute température	20 – 25	42 → 9	3800 – 10400	0.30 – 0.31	3800	0.22
SCONOX	20 – 25	25 → 2	non disponible	non disponible	11500 ³	0.46
Injection d'eau/de vapeur	160	Non contrôlé → 42	480	0.15	480 ⁴	0.15
DLN (bas NOx par voie sèche)	170	Non contrôlé → 25	non disponible ²	non disponible	124	0.05
DLN (bas NOx par voie sèche)	170	Non contrôlé → 9	non disponible	non disponible	120	0.055
Combustion catalytique ¹	170	Non contrôlé → 3	non disponible	non disponible	371	0.15
SCR traditionnelle	170	42 → 9	3600	0.23	1940	0.12
SCR haute température	170	42 → 9	3600	0.232	2400	0.13
SCONOX		25 → 2	non disponible	non disponible	6900 ²	0.29

Remarques :

(1) Les coûts sont estimés sur la base de l'utilisation de la technologie de chambre de combustion catalytique Catalytica Xonon™ qui a été mise sur le marché en 1999. L'estimation des coûts annualisés fournie par le fabricant ne s'appuie pas sur des installations "démontrées en pratique".

(2) « non disponible » indique que cette technologie n'était pas disponible en 1993, ou qu'elle était obsolète en 1999.

(3) Le fabricant SCONOX™ a fourni une estimation pour une installation de 83 MW. L'estimation a été adaptée à l'échelle de la taille de l'installation.

(4) L'unique turbine à gaz en base installée en 1990 est la seule turbine en base équipée d'une injection de vapeur. Toutes les machines en base ayant été installées ensuite ont été équipées de technologie DLN. C'est pourquoi on suppose que les chiffres de 1993 sont les mêmes pour l'injection de vapeur.

Table 7.2 : comparaison des coûts de réduction de NOx pour les turbines à gaz en 1993 et en 1999 (les coûts de retrofit (reconversion) ne sont pas pris en compte)
[182, OSEC, 1999]

Les coûts répertoriés dans le Tableau 7.2 dépendent fortement des conditions aux limites de la turbine à gaz et il est possible qu'un transfert à d'autres installations ne soit pas réalisable. Les données de coût ne s'appliquent pas aux installations offshore.

7.1.8 Réduction des émissions de NO_x des moteurs à allumage commandé et des moteurs dual fuel (mode gaz)

Le paramètre le plus important régissant le taux de formation de NO_x dans les moteurs à combustion interne est la température de combustion : plus la température est élevée, plus la teneur en NO_x des gaz d'échappement est élevée. Une des méthodes de réduction de la température de combustion consiste à réduire le rapport combustible/air. La même quantité spécifique de chaleur dégagée par la combustion du combustible est alors utilisée pour chauffer une masse plus importante de gaz d'échappement, ce qui engendre une température maximum de combustion plus basse. Cette mesure primaire, appelée approche « mélange pauvre » dans les moteurs alternatifs, est analogue aux chambres de combustion à bas NO_x (voie sèche) utilisées dans les turbines à gaz. Les moteurs à gaz (à allumage commandé et dual fuel) présentent des niveaux de NO_x faibles grâce à la technique du mélange pauvre. Dans certaines applications spécifiques, (par exemple dans les grandes installations des zones de non-conformité aux Etats-Unis) les turbines à gaz sont équipées de SCR pour une réduction supplémentaire des NO_x.

Les moteurs à allumage commandé à mélange pauvre et les moteurs dual fuel en mode gaz sont souvent équipés d'un catalyseur d'oxydation principalement utilisé pour l'élimination du CO. L'émission de COVNM provenant des moteurs à allumage commandé à gaz à mélange pauvre et des moteurs dual fuel en mode gaz dépend de la composition du gaz naturel. Selon la législation en vigueur et selon la composition du gaz naturel, des techniques secondaires de réduction des émissions de COVNM peuvent, dans certains cas, être nécessaires et l'on peut utiliser des catalyseurs d'oxydation pour la réduction simultanée du CO et des COVNM.

Dans le cas de la SCR, une solution d'urée est généralement utilisée comme agent de réduction de choix pour les systèmes SCR appliqués aux moteurs. Pour les applications à charges variables, les émissions du moteur sont mesurées à différents niveaux de charge au moment de la mise en service. Les valeurs d'émissions mesurées sont ensuite enregistrées dans les dispositifs de contrôle du système, ce qui permet de s'assurer que l'agent de réduction est injecté dans le flux de gaz d'échappements en quantités correctes, selon les niveaux variables de NO_x. Le type de catalyseur et la taille du réacteur de SCR sont adaptés aux contraintes de chute de pression de chaque application spécifique, afin que les performances du moteur ne subissent aucun changement [167, Rigby, et al., 2001].

7.1.9 Réduction des émissions de NO_x des chaudières à gaz

Les chaudières et les systèmes de combustion sont généralement conçus pour une combustion à bas NO_x. Il existe essentiellement trois façons de réduire les émissions de NO_x:

- Application de brûleurs bas NO_x. Les conditions permettant d'obtenir des émissions faibles de NO_x sont une température faible dans la première zone de combustion et un temps de séjour suffisant des gaz de combustion dans le foyer pour une combustion complète. Ceci réduit la température de la flamme.
- La recirculation des fumées est une méthode qui peut être efficace si un important pourcentage des émissions est constitué de NO_x thermique. Elle permet de réduire la température de la flamme ainsi que la concentration en oxygène.
- La combustion en deux étages réduit la réaction entre l'oxygène et l'azote de l'air au cours du procédé de combustion. Il est possible d'atteindre des émissions de NO_x substantiellement faibles par alimentation en air en trois étages autour du brûleur individuel, et adjonction d'air au-dessus des brûleurs individuels et par dosage précis de ces flux d'air.

Les émissions standard de NO_x pour les chaudières à gaz sont inférieures à 100 mg/Nm³.

7.1.10 Traitement de l'eau et des eaux usées

Pour la turbine à gaz et le HRSG, l'eau déminéralisée est nécessaire pour les applications suivantes:

- Pour compenser la purge d'eau des tambours du HRSG. Si l'injection d'eau ou de vapeur est utilisée, la perte en eau doit également être compensée par un apport en eau d'appoint. La qualité doit respecter les exigences des fabricants et il convient donc de procéder à un traitement de l'eau. La déminéralisation est généralement suffisante pour répondre à ces exigences.
- L'eau déminéralisée est généralement utilisée pour nettoyer le compresseur de la turbine à gaz. Le condensat du cycle eau/ vapeur est parfois uniquement utilisé pour le nettoyage, mais en règle générale, l'eau déminéralisée alimente une unité d'eau de lavage séparée. Pour le nettoyage à l'arrêt, on ajoute un détergent à l'eau déminéralisée pour améliorer l'effet nettoyant.

Les eaux usées provenant de la turbine à gaz et du HRSG (si utilisé) comprennent:

- L'eau de purge du système de circulation de la chaudière permettant de maintenir la qualité de l'eau de la chaudière. Afin de protéger la chaudière de la corrosion, l'eau de la chaudière contient en général des additifs comme de l'ammoniac, de l'hydroxyde de sodium et/ou des phosphates. En pratique, cette eau de purge est trempée et évacuée dans les systèmes d'égout ou vers une station d'épuration si l'eau ne répond pas aux critères d'autorisation.
- Les eaux usées du procédé de nettoyage à l'eau de la turbine à gaz peuvent être évacuées ou peuvent devoir être considérées comme des déchets chimiques, selon les détergents utilisés pour le nettoyage et selon les matières du compresseur devant être éliminées.
- L'eau contaminée par le pétrole ou par des fluides contenant du pétrole, est généralement collectée dans un système de récupération et transférée séparément vers une installation de traitement.
- Les restes d'eaux usées provenant de l'installation, comme l'eau d'épuration, sont généralement déversées dans le système d'égout domestique.

Il convient de procéder à un traitement supplémentaire des eaux usées provenant de la turbine à gaz (et/ou du HRSG si utilisé) afin de répondre aux exigences d'autorisation concernant le déversement des eaux usées.

7.1.11 Réduction des émissions sonores

Les grandes installations utilisées dans les centrales électriques fonctionnant au gaz peuvent engendrer des émissions sonores, et/ou des bruits dus aux vibrations des machines. Dans ce cas-là, les émissions sonores peuvent être réduites de la façon suivante:

- En disposant les turbines à gaz, les turbines à vapeur et les générateurs dans des enceintes
- En ventilant les enceintes avec des ventilateurs plus silencieux
- En ajoutant un doublage à la structure de support de la turbine à gaz
- En équipant les cheminées de silencieux de qualité
- En disposant les pompes d'alimentation des chaudières dans des enceintes
- En construisant une station de pompage autour des pompes pour la circulation de l'eau de refroidissement
- En utilisant des ventilateurs peu bruyants dans les tours de refroidissement (il convient de noter que les émissions sonores provenant des systèmes d'eau de refroidissement à passage unique sont plus faibles que celles de tours de refroidissement).

7.1.12 Installations de combustion offshore

Les installations de production de pétrole et de gaz dans le secteur offshore du Royaume-Uni et de la Norvège, s'appuyant sur une structure de support en béton ou en acier, et dont les installations en surface sont des équipements de traitement du pétrole et du gaz, utilisent généralement les turbines à gaz pour la production d'énergie et parfois des entraînements par pompe ou par compresseur, avec des moteurs alternatifs à combustion interne ("diesels") pour une production de secours ou peut-être aussi pour le système de pompe à incendie. Ces installations de combustion exploitées sur des plateformes offshore dans la Mer du Nord, telles que la Directive IPPC les décrit, c'est-à-dire dotées de puissance thermique nominale de plus de 50 MW, fournies par les turbines à gaz, exploitent un total de 270 turbines. Ces turbines sont pour la plupart alimentées au gaz naturel produit à partir du champ en exploitation. Une partie de ce gaz n'est pas utilisable dans d'autres applications et a donc dû être torché ou émis à l'atmosphère. Par conséquent, il n'est pas, ou ne peut pas, être entièrement traité et varie en composition et en pouvoir calorifique, d'un champ à l'autre, et même au sein d'un même champ selon les périodes [124, OGP, 2000].



Figure 7.15 : plateforme pétrolière en Mer du Nord [150, Marathon OIL, 2000]

Pour des raisons techniques et de sécurité, 44 % des turbines exploitées offshore sont des turbines dual fuel qui peuvent être alimentées au gaz naturel provenant du champ en exploitation ou au diesel. Les turbines dual fuel sont généralement utilisées pour produire l'énergie électrique nécessaire aux activités conduites sur la plateforme. Elles fonctionnent au diesel lors des opérations en conditions anormales ou de secours, par exemple lorsque la production de gaz a été arrêtée. Le diesel est également utilisé pour les opérations de mise en marche, lorsqu'une quantité limitée de gaz naturel est disponible. Les 56% restants de turbines exploitées offshore sont des turbines ne fonctionnant qu'au gaz et sont surtout utilisées pour les entraînements mécaniques, comme la compression du gaz [124, OGP, 2000]. Il existe deux types basiques de turbines à gaz industrielles utilisées dans les exploitations offshore: les turbines à gaz aérodérivatives et les turbines à gaz à grand débit. Le moteur alternatif dual fuel est un nouveau type de générateur principal utilisé sur le marché offshore (voir Section 7.1.3.2 pour des informations supplémentaires sur ce type de moteur).

La turbine à gaz de type aérodérivative s'adapte mieux aux charges variables que l'unité à grand débit et est donc très largement utilisée pour le pompage du gaz et du pétrole, ainsi que pour la production d'électricité. La turbine peut contenir plus d'un arbre concentrique pour obtenir des performances optimales aux différentes étapes de l'détente du gaz et de la compression de l'air.

Les turbines à grand débit sont surtout utilisées pour la production d'électricité. Elles sont souvent conçues comme une machine à arbre unique, au sein de laquelle le compresseur, la turbine et la turbine motrice sont tous situés sur un seul arbre. Lors de la mise en marche, le rotor entier doit être accéléré, en général grâce à un moteur diesel ou un moteur électrique, jusqu'à atteindre une vitesse auto-entretenue. Ces turbines permettent, lorsqu'elles sont utilisées pour produire de l'énergie, de maintenir un bon contrôle de la vitesse, y compris en cas de perte de charge électrique [123, DTI, 2001].

Les installations offshore de traitement de pétrole et de gaz, même si elles utilisent certains équipements de combustion sont communs aux applications onshore, représentent un environnement plus complexe et potentiellement plus dangereux qu'une installation onshore par exemple, ce qui engendre un coût supérieur du aux raisons suivantes :

- Logistique liée à l'acheminement des personnes et des équipements vers l'installation
- Capacité réduite de logement en cabine pour le personnel supplémentaire au cours des travaux de modification, qui implique une période d'installation plus longue ou la nécessité de louer un flôtel (hôtel flottant)
- Prix de la main-d'oeuvre plus élevé

- Le travail à haute température dans les zones encombrées du procédé représente un risque pour la sécurité; et induit donc une quantité supplémentaire de travail mené dans des chambres (ce qui s'ajoute aux coûts) ou au cours de mise à l'arrêt totale (perte de production)
- Les systèmes de protection contre l'incendie, plus développés et sophistiqués, doivent souvent être aussi modifiés lors des modifications des équipements
- Si les modifications exigent un espace supplémentaire, des travaux coûteux sur la structure doivent être ajoutés, si seulement ils sont réalisables
- La valeur de la production perdue ou différée est souvent plus importante que dans les installations basées à terre.

De plus, les prix de l'espace et du poids sont majorés, ce qui engendre une densité d'équipements bien supérieure à celle d'une installation classique onshore. De plus, on évite généralement toute complexité injustifiée dans les installations offshore du fait des facteurs de poids, d'espace et d'exploitabilité, y compris les facteurs de sécurité [123, DTI, 2001]. Par conséquent, les systèmes plus complexes, comme les installations à cycle combiné, sont très rarement utilisés, car il s'agit de systèmes exigeant une utilisation importante de produit chimique ou des équipements d'appoint offshore, par exemple des dispositifs d'épuration des fumées.

7.1.12.1 Réduction des émissions atmosphériques provenant des turbines à gaz offshore

L'examen des mécanismes de formation de monoxyde d'azote (voir aussi Section 1.3.2.2) indique que la conception d'un équipement de combustion permettant de réduire cette formation par voie thermique implique la limitation de la température et du temps de séjour et la minimisation de la formation de points chauds par optimisation du mélange air/combustible.

Cependant, l'amélioration du rendement thermique par une exploitation à des températures supérieures tend à augmenter les concentrations de monoxyde d'azote, mais peut réduire les pertes de masse du fait de l'amélioration du rendement thermique. Cependant, ce phénomène reste très spécifique à chaque machine. De plus les émissions de NO_x peuvent augmenter en conditions de charge partielle, ce qui doit être pris en compte lors de l'examen des propositions de conception.

Les injections d'eau et de vapeur peuvent être utilisées dans un grand nombre de turbines à gaz. Ceci exige la modification des jets de combustible ou l'installation d'un collecteur d'injection d'eau séparé. L'eau est injectée selon un rapport eau/combustible convenu avec le combustible. Par exemple, dans une installation de 50 MWth, trois tonnes d'eau/heure sont nécessaires pour obtenir une atteinte de 65 % des oxydes d'azote. Ceci engendre une légère augmentation de la puissance délivrée mais un léger déclin du rendement de la turbine.

Cependant, l'eau doit avoir une qualité minimum équivalente à celle "d'eau d'alimentation de chaudière haute pression", et cette qualité et ces quantités ne sont généralement pas directement disponibles dans une installation offshore.

L'injection de vapeur dans la chambre de combustion d'une turbine à gaz présente les mêmes effets que l'injection d'eau en ce qui concerne le refroidissement du foyer et la réduction des oxydes d'azote thermiques. Pour une installation de 50 MWth, environ quatre tonnes d'eau/heure sont nécessaires pour atteindre une réduction de 65 % des oxydes d'azote. Le cycle d'injection de vapeur de Cheng permettant simultanément de réduire les NO_x et d'augmenter le rendement, qui peut être appliqué à toutes les turbines à combustible gazeux et à combustion classique (technologie de flamme de diffusion), peut également être appliquées aux turbines offshore. L'injection classique de vapeur dans les turbines à gaz est décrite dans la Section 7.1.7.3.1 de ce BREF, et permet une réduction des émissions de NO_x de 40 à 60 %, sans augmentation importante des émissions de CO. Cependant, le cycle d'injection de vapeur de Cheng offre des solutions qui rendent cette technique de réduction des NO_x plus adaptée que l'injection classique de vapeur. Le cycle d'injection de vapeur de Cheng fournit un mélange unique de combustible gazeux et de vapeur permettant une réduction de NO_x pouvant atteindre 95%. Encore une fois, l'eau de très bonne qualité requise pour produire de la vapeur n'est généralement pas directement disponible dans une installation offshore [123, DTI, 2001].

Certains fabricants de turbines sont en train de mettre au point une technologie à faibles émissions de NO_x par voie sèche (DLN) qui utilise un dispositif et un logiciel d'analyse de gaz intégrés dans les système de gestion du combustible et du moteur, pour les nouvelles turbines et pour le retrofit (reconversion) d'équipements. Du fait des contraintes spécifiques des installations offshore (c'est-à-dire espace, complexité et poids), qui font de l'injection d'eau et de vapeur une solution peu pratique, on utilise actuellement la technologie à bas NO_x par voie sèche dans quelques turbines à gaz sur les plateformes norvégiennes. Comme l'indique le document [122, Carstensen and Skorpning, 2000], les turbines DLN (turbines de combustion sèche à faible taux d'émissions) sont plus fréquemment installées

sur les applications à entraînement mécanique. Ceci vient du fait que de nombreuses turbines utilisées pour la production d'énergie fonctionnent grâce à un système dual fuel. Les turbines associant les caractéristiques de mélange pauvre et les capacités des combustibles liquides n'ont pas encore été suffisamment expérimentées et ne sont donc pas utilisées dans ces types de turbine.

La technique de réduction des NOx des turbines à gaz NOxRED-GT peut être appliquée aux turbines à gaz nouvelles et existantes, mais le principal marché pour cette technique est celui des turbines offshore SAC. L'ammoniac étant injecté en faibles quantités après la chambre de combustion, la technique NOxRED-GT n'affecte ni les conditions de combustion ni le rendement de la turbine. Cette technique peut être utilisée à la fois sur les turbines dual fuel et sur les turbines à combustible unique et est indépendante de la qualité du combustible.

Les techniques post-combustion comme la SCR ont été appliquées aux turbines à gaz dans plusieurs pays européens et dans certaines parties du Japon et de la Californie, afin de respecter les normes de faibles émissions d'oxydes d'azote. La SCR est une réduction chimique des oxydes d'azote par le biais d'un agent de réduction, en général le gaz d'ammoniac. Du fait de l'encombrement et du poids de ce système, et aussi particulièrement des problèmes de sécurité et sanitaires engendrés par le stockage et la manipulation d'ammoniac, cette technique n'a pas été appliquée et n'est pas considérée comme viable pour les installations de combustion offshore pour le moment.

Le Système de Contrôle Paramétrique des Emissions, appelé PEMS (Parametric Emission Monitoring System) peut représenter une solution alternative au Système de Contrôle Continu des Emissions CEMS (Continuous Emission Monitoring System) pour les installations offshore. Le PEMS est très utilisé aux Etats-Unis comme technique de contrôle des NOx. Aux Etats-Unis, l'opérateur de l'installation peut demander à utiliser le PEMS plutôt que le CEMS si l'installation peut prouver que le nouveau PEMS présente "la même ou une meilleure précision, fiabilité, accessibilité et caractère d'actualité que ceux fournis par les CEMS".

7.1.12.2 Rendement des turbines à gaz offshore

Dans les installations offshore, on utilise principalement des configurations à cycle ouvert ou à cycle simple pour des raisons d'encombrement, de poids et d'exploitabilité. Les toutes dernières grandes turbines à gaz peuvent permettre des rendements thermiques pouvant atteindre 40%. Cependant, pour les turbines à gaz existantes en conditions normales d'exploitation, on atteint plutôt des rendements thermiques de 30 à 35 %. Des rendements thermiques plus élevés peuvent engendrer des températures de combustion élevées, ce qui peut augmenter la production de NOx, et donc nécessiter des conceptions de chambres de combustion sophistiquées pour pouvoir atteindre des rendements thermiques élevés et des émissions faibles [123, DTI, 2001].

Le rendement des turbines mêmes est seulement un des facteurs influençant le rendement énergétique total de l'installation offshore. Afin d'obtenir une production énergétique plus efficace sur les plateformes, de nombreux facteurs doivent être pris en compte, parmi lesquels:

- L'optimisation du procédé afin de minimiser la consommation d'énergie et les exigences mécaniques
- L'utilisation d'entraînements à vitesse variable pour les grands équipements de rotation si les charges sont variables
- L'optimisation de la taille des lignes pour réduire les chutes de pression, en utilisant des détendeurs ou des pompes hydrauliques pour utiliser les chutes de pression plutôt que l'étranglement
- L'optimisation de la taille des équipements pour éviter le recyclage et l'exploitation à charge partielle
- L'optimisation et l'entretien des systèmes d'alimentation et de rejet de façon à maintenir les chutes de pression aussi faibles que possible
- L'utilisation de la chaleur dégagée par la turbine à gaz pour les applications de chauffage sur la plateforme.

7.2 Exemples de techniques et de procédés appliqués

Cette partie du chapitre 7 fournit plusieurs exemples des techniques et procédés qui sont actuellement utilisés dans différentes installations de co-combustion. Ces exemples visent à démontrer de quelle façon les techniques spécifiques ont été appliquées aux installations nouvelles ou modifiées (retrofitées) afin de garantir un niveau élevé de protection de l'environnement dans son ensemble en prenant en compte, pour chaque cas, les conditions spécifiques à chaque site et les exigences environnementales. Cependant, les informations collectées ne permettent pas toujours de définir si ou comment chaque technique décrite dans les exemples a été évaluée par rapport à la définition des meilleures techniques disponibles fournies dans l'article 2 (11) de la directive, ainsi que par rapport à la liste des « considérations à prendre en compte de façon générale ou dans des cas spécifiques lors de la définition des meilleures techniques disponibles en gardant à l'esprit les coûts et les avantages probables d'une mesure et les principes de précaution et de prévention », et, par conséquent, la façon dont la technique a été sélectionnée et appliquée. De plus, on ne peut pas assurer que les performances environnementales présentées sont constantes et continues sous toutes les conditions de fonctionnement, sur telle période de temps, si des problèmes sont survenus et quels sont les effets croisés. En outre, on ne sait pas toujours ce qui pousse à appliquer la technique et la façon dont les coûts et les avantages environnementaux sont liés dans chaque cas. C'est pour cette raison que les informations fournies dans les exemples ci-dessous visent uniquement à donner des indications générales sur la pratique actuelle, et ne peuvent pas être considérées comme des points de référence appropriés. Les techniques citées en exemples proviennent des d'informations fournies et évaluées par les membres du groupe de travail technique dans le cadre de l'échange d'informations sur les grandes installations de combustion.

7.2.1 Techniques individuelles de réduction des émissions dans les grandes installations de combustion alimentées au gaz

EXEMPLE 7.2.1.1 INJECTION D'EAU COMME MESURE PRIMAIRE DE REDUCTION DES EMISSIONS DE NOX PROVENANT DES TURBINES A GAZ

Description: Dans l'installation en exemple, l'injection d'eau est appliquée à une turbine à gaz de 25 MWe, mais elle peut aussi être appliquée à des turbines beaucoup plus importantes. L'injection d'eau peut généralement être réalisée par injection d'un mélange de combustible et d'eau ou par injection d'eau par le biais d'injecteurs directement dans la chambre de combustion.

Avantages pour l'environnement : Réduction des émissions de NO_x (présentée dans le Tableau 7.3). Grâce à l'injection d'eau, les émissions ont été réduites de 400 mg/Nm³ à environ 60 mg/Nm³.

	Valeurs d'émissions mesurées
CO (mg/Nm ³)	5 – 7
NO _x (mg/Nm ³)	48 – 57

Tableau 7.3 : émissions de NO_x et de CO avec application d'injection d'eau dans une turbine à gaz [44, Austrian Ministry of Environment, 2000]

Applicabilité: l'injection d'eau peut être appliquée aux turbines à gaz nouvelles et existantes.

Effets croisés: l'injection d'eau pouvant augmenter la quantité de CO dans les gaz de combustion de la turbine, un catalyseur à CO est installé pour oxyder le CO en CO₂. La vapeur, ou l'eau, injectée dans les turbines à gaz doit être d'une très haute pureté, ce qui exige l'utilisation d'une installation de traitement de l'eau de grande qualité, qui en retour peut créer un effluent liquide nécessitant d'être évacué.

Données d'exploitation: Le rendement de la turbine à gaz est de 36 %. L'injection d'eau ou de vapeur pour réduire les NO_x peut seulement être opérée jusqu'à une certaine limite. Si le débit de vapeur injecté dans le brûleur du combustible est trop élevé (en général, le fournisseur de la turbine à gaz fixe une limite de débit de vapeur/débit de gaz combustible = 1,2), les effets sur le compresseur sont considérables.

Aspect économique:

Moteur de la mise en œuvre : faibles émissions de NO_x

Documentation de référence: [44, Austrian Ministry of Environment, 2000], [32, Rentz, et al., 1999], [182, OSEC, 1999].

EXEMPLE 7.2.1.2 TURBINE A GAZ EQUIPEE D'UNE CHAMBRE DE COMBUSTION A BAS NO_x

Description: La turbine à gaz est exploitée en tant que partie de l'installation de chauffage urbain en Autriche. La turbine à gaz a une puissance de 40 MWe et est équipée d'une chambre de combustion à bas NO_x pour réduire la formation de NO_x. La caractéristique basique des chambres de combustion à bas NO_x (voie sèche) est que le mélange d'air et de combustible ainsi que la combustion se font tous les deux en deux étapes successives. En mélangeant l'air de combustion et le combustible avant la combustion, on obtient une distribution homogène de la température et une température de flamme inférieure, ce qui engendre des émissions de NO_x plus faibles.

Avantages pour l'environnement : Faibles niveaux d'émissions de NO_x et de CO.

Applicabilité: La technologie à bas NO_x (voie sèche) est disponible pour les nouvelles turbines à gaz et peut également s'appliquer par retrofit (reconversion) à de nombreux types de turbines à gaz existantes.

Effets croisés: Aucun

Données d'exploitation: Les NO_x et le CO sont mesurés en continu. Les données mesurées sont transférées en ligne aux autorités compétentes.

	Emissions mesurées en moyenne sur une demi-heure, à 15% d' O ₂ (mg/Nm ³)	Remarques
NO _x	33	Brûleur à bas NO _x (voie sèche), mesure en continue
CO	35	Mesure en continue
Poussières	<1	Déterminée par le calcul
NH ₃	<2	Mesure discontinue

Tableau 7.4 : mesure des concentrations d'émissions d'une turbine à gaz avec chambre de combustion à bas NO_x (voie sèche)

Aspect économique : Le coût du retrofit (reconversion) des chambres de combustion à bas NO_x (voie sèche, DLN) peut varier du tout au tout d'un fabricant à l'autre, pour des turbines de même taille. Par exemple, le coût différentiel des chambres de combustion DLN pour une turbine à gaz neuve chez le fabricant A (5.2 MW) est d'environ 180 000 €, tandis que le coût différentiel pour une chambre de combustion DLN similaire, chez le fabricant B (5.1 MW) est de 20 000 €. L'écart de coût est lié aux performances, à la complexité de la conception et aux facteurs de fiabilité/d'entretien. Les coûts d'investissement pour le retrofit (reconversion) peuvent être estimés entre 20 et 40 €/kWe.

Pour les installations nouvelles, on peut estimer que les chambres de combustion DLN ne sont pas plus coûteuses aujourd'hui que les anciennes chambres de combustion classiques. Par conséquent, les coûts supplémentaires engendrés par l'utilisation de chambres de combustion DLN peuvent être considérés comme négligeables.

Moteur de la mise en œuvre : faibles niveaux d'émissions de NO_x et de CO.

Documentation de référence: [32, Rentz, et al., 1999], [44, Austrian Ministry of Environment, 2000], [182, OSEC, 1999].

EXEMPLE 7.2.1.3 SYSTEMES SCR APPLIQUEES AUX TURBINES A GAZ ASSOCIEES A DES CHAUDIERES DE RECUPERATION DE CHALEUR

Description: Le procédé SCR est un procédé largement appliqué pour la réduction des oxydes d'azote provenant des GIC (voir chapitre 3 pour des informations plus détaillées). Ce procédé est appliqué dans de nombreux pays, comme aux Etats- Unis et au Japon, et largement en Europe, en particulier en Autriche, en France, en Allemagne, et aux Pays-Bas. En Italie, la SCR a également été appliquée, mais uniquement à une turbine à gaz n'utilisant pas de combustible commercial. Des applications futures sont prévues au Danemark. Aux Etats-Unis (en particulier en Californie, comme indiqué plus haut), l'utilisation de turbines à gaz à SCR se fait surtout dans des applications de cogénération. Environ 85%

des 300 unités équipées estimées ont une puissance comprise entre 20 et 80 MWth. Certaines unités ont une puissance comprise entre 3 et 10 MWth [32, Rentz, et al., 1999].

Exemples :

- Dans le cas A, une turbine à gaz à cycle unique spécifiée dans une autorisation délivrée en Californie, Etats-Unis, avec une limite de 5 ppmvd NO_x (approximativement 10 mg/Nm³) à 15 % d'O₂ obtenue en moyenne sur trois heures avec une fuite d'ammoniac limitée à 20 ppmvd à 15 % d'O₂. La détermination a été réalisée pour une turbine à gaz de 42 MW, avec injection d'eau et SCR. La turbine est exploitée depuis 1995 [183, Calepa, 1999].
- Dans un autre cas (cas B), une turbine à gaz à cycle combiné (CCGT) spécifiée dans une autorisation délivrée en Californie, Etats-Unis, avec une limite de 2,5 ppmvd NO_x (approximativement 5 mg/Nm³) à 15 % d'O₂ obtenue en moyenne sur une heure avec une fuite d'ammoniac limitée à 10 ppmvd à 15 % d'O₂. La détermination a été réalisée pour une turbine à gaz de 170 MW, avec chambre de combustion à bas NO_x (voie sèche) et une SCR [183, Calepa, 1999].
- Dans le troisième cas (cas C), une turbine à gaz à cycle combiné exploitée avec une limite de 3 ppmvd NO_x (approximativement 6 mg/Nm³) à 15 % d'O₂ obtenue en moyenne sur trois heures avec une fuite d'ammoniac limitée à 10 ppmvd à 15 % d'O₂. Ce niveau d'émissions a été atteint avec une turbine à gaz à cycle combiné de 102 MW, en Californie, Etats-Unis. La turbine à gaz est équipée d'une chambre de combustion bas NO_x (voie sèche) et d'une SCR. Elle est exploitée depuis octobre 1997 [183, Calepa, 1999].

D'autres grands projets de centrales électriques à cycle combiné et à cogénération, avec une limite de 2.5 ppmvd NO_x (approximativement 5 mg/Nm³) à 15 % d'O₂ obtenue en moyenne sur une heure, sont actuellement étudiés pour le choix de site par la Commission Energétique de Californie (CEC, California Energy Commission).

Avantages pour l'environnement :

Paramètres	Valeur	Commentaires
Concentration de NO _x dans fumées épurées	5 – 42 mg/Nm ³	Référence à une teneur en O ₂ de 15%
Réduction des NO _x	60 – 85 (95) %	
Ratio molaire NH ₃ /NO _x	0,9 – 1,6	

Table 7.5 : émissions de NO_x mesurées avec utilisation d'un système de SCR dans une turbine à gaz

Applicabilité: Les systèmes SCR peuvent être appliqués aux nouvelles installations mais peuvent également être retrofités sur des installations existantes si ceci a déjà été pris en compte au moment de la conception. La durée de vie d'un système SCR ne dépasse généralement par 5 à 8 ans sans régénération ou remplacement.

Effets croisés: on utilise l'ammoniac comme additif. Ceci peut engendrer l'émission d'une certaine quantité d'ammoniac dans l'air.

Données d'exploitation:

Paramètres	Valeur	Commentaires
Température de fonctionnement (C°)	170 – 510	Catalyseur à base d'oxydes métalliques (V, Ti) sur Ti, silice ou W
	315 – 510	Catalyseur zéolithes (à base de métaux précieux)
Chute de pression dans le catalyseur (10 ⁵ Pa)	0,0047 – 0,015	

Table 7.6 : données d'exploitation de l'utilisation d'un système SCR et d'une turbine à gaz

Aspect économique :

Coût	Part en pourcentage coûts d'investissement totaux
Installation: <ul style="list-style-type: none"> • coffrage du réacteur • fourniture d'ammoniac (stockage, systèmes de vaporisation et d'injection) • conduction des fumées • équipement de surveillance et de contrôle • installations électro-techniques • isolation, peinture, etc. 	30 %
Construction et démarrage	30 %
Planification, concession de licence, imprévus	10 %
Premier remplissage de catalyseur	30 %
Coûts d'investissement totaux pour l'unité SCR	100 %

Tableau 7.7 : composants des coûts pour les SCR des turbines à gaz

Type de catalyseur	Nouveau	SCR Retrofit (reconversion)	SCR après retrofit (reconversion) DLN
Volume de catalyseur requis (m³/MW_e)			
Température élevée	3 – 4	4 – 5	3
Température basse	1.5 – 2	2 – 2.5	1.5
Prix du catalyseur (EUR/m³)			
Température élevée	12000	12000	12000
Température basse	24000	24000	24000

Tableau 7.8 : chiffres des coûts pour les SCR des turbines à gaz

Les coûts d'exploitation correspondants incluent les coûts liés à la consommation d'ammoniac, à la consommation de vapeur, à la consommation d'électricité, au remplacement du catalyseur, à l'entretien et aux réparations, aux assurances et aux taxes, et aux coûts de personnel et d'administration éventuels et aux coûts d'élimination du catalyseur.

Les progrès en matière de technologie SCR effectués au cours des dernières années ont permis une réduction de 20% de la quantité de catalyseur nécessaire pour atteindre un niveau cible donné de NO_x. De plus, l'expérience croissante accumulée en matière de conception et d'installation d'unités de SCR a permis de réduire les coûts d'ingénierie. Ces deux facteurs ont considérablement réduit les coûts de la SCR. Les coûts d'exploitation ont également été réduits grâce aux innovations, comme l'utilisation des fumées chaudes pour préchauffer l'air d'injection d'ammoniac, ce qui permet de réduire les besoins en énergie du système d'injection d'ammoniac [183, Calepa, 1999], [182, OSEC, 1999].

Moteur de la mise en oeuvre : Réduction des émissions de NO_x.

Documentation de référence: [32, Rentz, et al., 1999], [57, Austrian Ministry of Environment, 2000], [183, Calepa, 1999].

EXEMPLE 7.2.1.4 SYSTEMES SCR APPLIQUES AUX INSTALLATIONS A MOTEUR À GAZ

Description : Le procédé SCR est un procédé largement appliqué pour la réduction des oxydes d'azote des gaz d'échappement provenant des grandes installations de combustion. La SCR a également été appliquée dans les installations à moteur à gaz, surtout aux Etats-Unis.

Avantages pour l'environnement : Emissions de NO_x faibles.

Données d'exploitation : Le Tableau 7.9 ci-dessous dresse la liste des principaux paramètres de performance des installations à moteur à gaz:

	Installation A	Installation B
Lieu	ÉTATS-UNIS	ÉTATS-UNIS
Année de mise en service	2002	2001
Type d'installation	Production d'énergie	Production d'énergie
Combustibles	Gaz naturel	Gaz naturel
Technique de combustion	20 moteurs à gaz	5 moteurs à gaz
Puissance	111 MW	14 MW
Mesure secondaire	SCR (Réactif : solution d'urée)	SCR (Réactif : solution d'urée)
NO _x sans SCR (mg/Nm ³)	159	187
NO _x avec SCR et catalyseur neuf (ou régénéré) (mg/Nm ³) à 15 vol-% O ₂	5 – 19	13
Taux de réduction des NO _x par SCR	88 – 97 %	93 %
Fuite d'ammoniac (NH ₃) (mg/Nm ³) à 15 vol-% O ₂	2 – 6	<2

Tableau 7.9 : niveaux d'émissions de deux centrales électriques à moteur alimenté au gaz, équipées de SCR

Applicabilité: Les systèmes SCR peuvent être appliqués aux nouvelles installations mais peuvent également être retrofités sur des installations existantes.

Effets croisés: on utilise l'urée comme additif. Ceci peut engendrer l'émission d'une certaine quantité d'ammoniac dans l'air. Le catalyseur doit être régénéré.

Moteur de la mise en oeuvre : Réduction des émissions de NO_x. Cependant, la SCR a surtout été considérée dans des endroits où les normes locales de qualité de l'air exigeaient une forte réduction des émissions de NO_x ou d'ozone, résultant de l'exploitation dans des zones très peuplées, ou de la contribution de plusieurs industries ou sources mobiles.

Documentation de référence: [78, Finkeldei, 2000], [184, Krishnan, 2002].

EXEMPLE 7.2.1.5 LE CYCLE D'INJECTION DE CHENG PERMETTANT D'OBTENIR SIMULTANEMENT LA REDUCTION DES NOX ET L'AUGMENTATION DU RENDEMENT

Description: Le cycle d'injection de vapeur de Cheng offre des solutions qui rendent cette technique de réduction des NO_x plus adaptée que l'injection classique de vapeur. Le cycle d'injection de vapeur de Cheng fournit un mélange unique de combustible gazeux et de vapeur permettant une réduction des NO_x pouvant atteindre 95%, sans augmentation importante des émissions de CO.

Le rendement thermique du procédé est réduit si la vapeur est produite dans une chaudière séparée. Cependant, l'augmentation de la puissance fournie par la turbine pouvant atteindre 60%, 50% étant la moyenne. Le rendement thermique augmente si l'on utilise un générateur de vapeur à récupération de chaleur (HRSG) pour la production de vapeur. La vapeur utilisée par trois turbines est produite par un HRSG installé au niveau de la conduite d'échappement d'une des turbines à gaz. Ceci rend l'installation moins coûteuse et moins chronophage. Le cycle d'injection de vapeur de Cheng exige la même pureté d'eau que l'injection de vapeur classique.

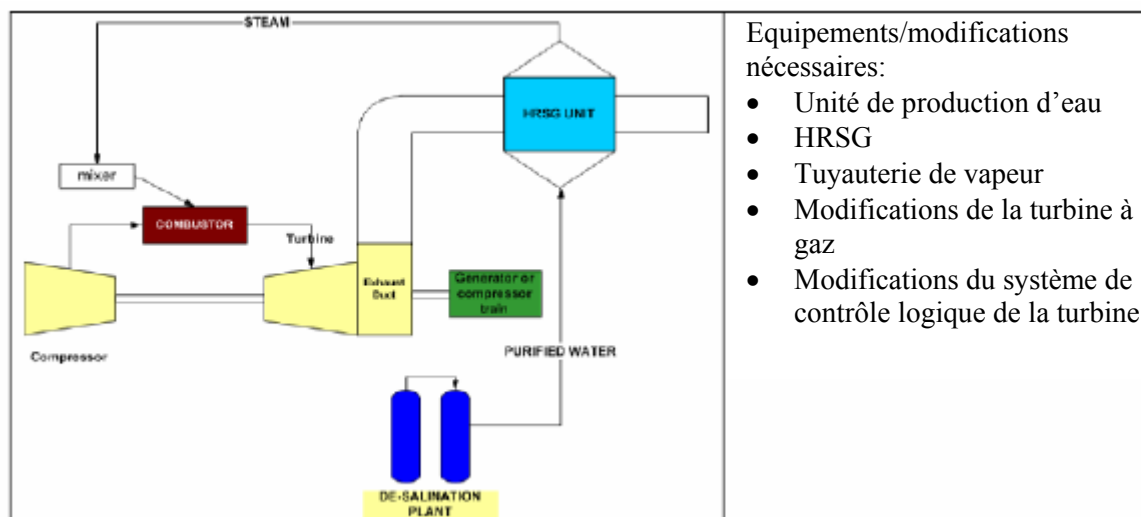


Figure 7.16 : plan de principe du Cycle d'Injection de vapeur de Cheng

Etant donné que la vapeur va atteindre la même pression et la même température que les fumées dans la chambre de combustion, l'augmentation de la puissance fournie sera supérieure à celle obtenue avec un cycle combiné.

Avantages pour l'environnement :

- Réduction des NO_x (jusqu'à 95 %)
- Pas de pénalité en termes d'augmentation de CO liée à l'injection de vapeur
- Possibilité de rapport vapeur/combustible supérieur aux autres technologies d'injection
- Augmentation du rendement thermique, jusqu'à 45%, ce qui réduit les émissions de CO_2 par kWh produit.

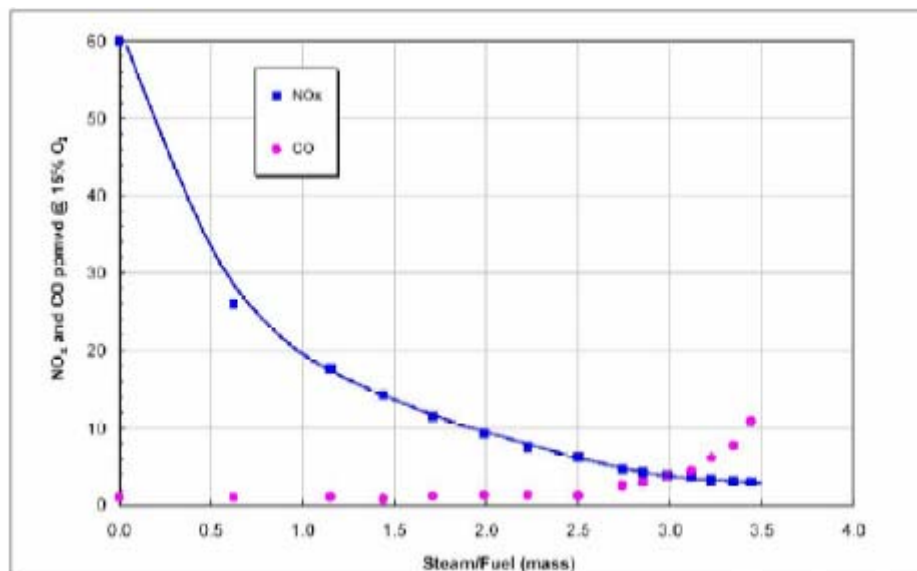


Figure 7.17 : émission de NO_x et de CO en fonction du rapport de vapeur/combustible

Rapport vapeur/combustible	Niveau NOx atteint (ppm)	Rendement thermique
0	Configuration standard	34.5
1.5	25	39
3	7	44

Tableau 7.10 : émissions NOx atteintes et rendement thermique pour des turbines à chambre de combustion classique, avec injecteur de combustible modifié

Applicabilité: Le Cycle d'Injection de Vapeur de Cheng est utilisé dans une centaine d'installations au Japon, aux Etats-Unis et en Europe. Cette technologie peut, en règle générale, s'appliquer à toutes les turbines fonctionnant au combustible gazeux, à combustion classique (technologie de diffusion de la flamme).

Les modifications et installations nécessaires sont les suivantes :

- Remplacement des injecteurs de combustible
- Modification du système de contrôle de la turbine à gaz
- Réduction d'une voie d'échappement et installation d'une chaudière (HRSG)
- Acheminer la vapeur du HRSG vers les ensembles de générateur/compresseur de la turbine à gaz
- Production d'eau par osmose inverse ou par distillation sous vide.

Effets croisés: Contrairement à d'autres concepts d'injection de vapeur, le Cycle de Cheng est doté d'un système unique de contrôle qui permet au rendement thermique de pointe (maximum) de la centrale de suivre les changements de charge. Ceci s'applique particulièrement bien aux installations offshore au sein desquelles la charge de la turbine n'est pas constante.

Données d'exploitation : Le Cycle d'Injection de Vapeur de Cheng peut être utilisé pour toutes les charges d'exploitation. Si nécessaire, l'injection de vapeur peut simplement être mise à l'arrêt pendant l'exploitation. Les seuls effets de cette mise à l'arrêt sont une augmentation des émissions de NOx et de la consommation de combustible, pour le maintien de la puissance délivrée.

Economie: Exemple de calcul:

- Puissance installée: 3x 22 MW chacune, total : 66 MW.
- Un HRSG installé au niveau du conduit d'échappement d'une des turbines à gaz produit de la vapeur pour les trois turbines
- Rapport vapeur/combustible de 2,5
- Réduction des NOx à un niveau <10 ppm
- Les coûts additionnels pour la structure de support pour l'installation d'une plate-forme offshore doivent être pris en compte.

	Coût (millions NOK)	Poids (t)
Reconstruction de la turbine à gaz	30	~1
HRSG	10	30
Installation de dessalement pour la production d'eau	6	16

Table 7.11 : coûts et poids pour un cycle d'injection de vapeur de Cheng sur un ensemble GE LM 2500

Moteur de la mise en oeuvre:

- Retrofit (reconversion) en cycle de Cheng possible pour toutes les turbines à gaz à technologie de combustion classique (technologie de diffusion de la flamme)
- Peu d'espace requis sur la turbine à gaz pour les modifications. Par conséquent, il est possible d'atteindre des niveaux d'émissions inférieurs aux niveaux de DLE/DLN dans des installations offshore non équipées de turbines DLE/DLN
- Coûts de retrofit (reconversion) et d'entretien inférieurs à ceux des systèmes DLE/DLN existants
- Un système de combustion classique avec une injection de vapeur de Cheng présente une disponibilité supérieure à celle des systèmes DLE/DLN. Elle est donc plus applicable sur trains de compression de gaz
- Emissions plus faibles que dans les systèmes DLE/DLN sans substitution de CO/imbrûlés

- De nombreuses installations offshore disposent déjà d'un HRSG sur la plate-forme, ce qui rend les besoins de modifications, de coûts d'investissement et d'installation plus faibles
- Augmentation de la puissance fournie et réduction de la consommation de combustible

Littérature de référence : [196, ASME,], [197, ASME,], [198, ASME,], [199, Cheng, 1997]

EXEMPLE 7.2.1.6 TECHNOLOGIE CATALYTIQUE DE REDUCTION DE LA POLLUTION POUR LA REDUCTION DU CO ET DES NO_x AU SEIN DES TURBINES A GAZ A CYCLE COMBINE

Description: la technologie en exemple utilise un seul catalyseur qui fonctionne en deux cycles: oxydation/absorption et régénération. Le catalyseur fonctionne en oxydant simultanément le CO en CO₂, le NO en NO₂, et en absorbant ensuite le NO₂ sur sa surface par le biais de l'utilisation d'un absorbeur à base carbonate de potassium déposé sur la surface. La régénération du catalyseur se fait par passage d'un mélange contrôlé de gaz de régénération sur la surface du catalyseur, en l'absence d'oxygène. Les gaz de régénération sont la vapeur, l'hydrogène et de dioxyde de carbone. La régénération n'utilise pas d'ammoniac et peut fonctionner à des températures comprises entre 150 to 370 °C.

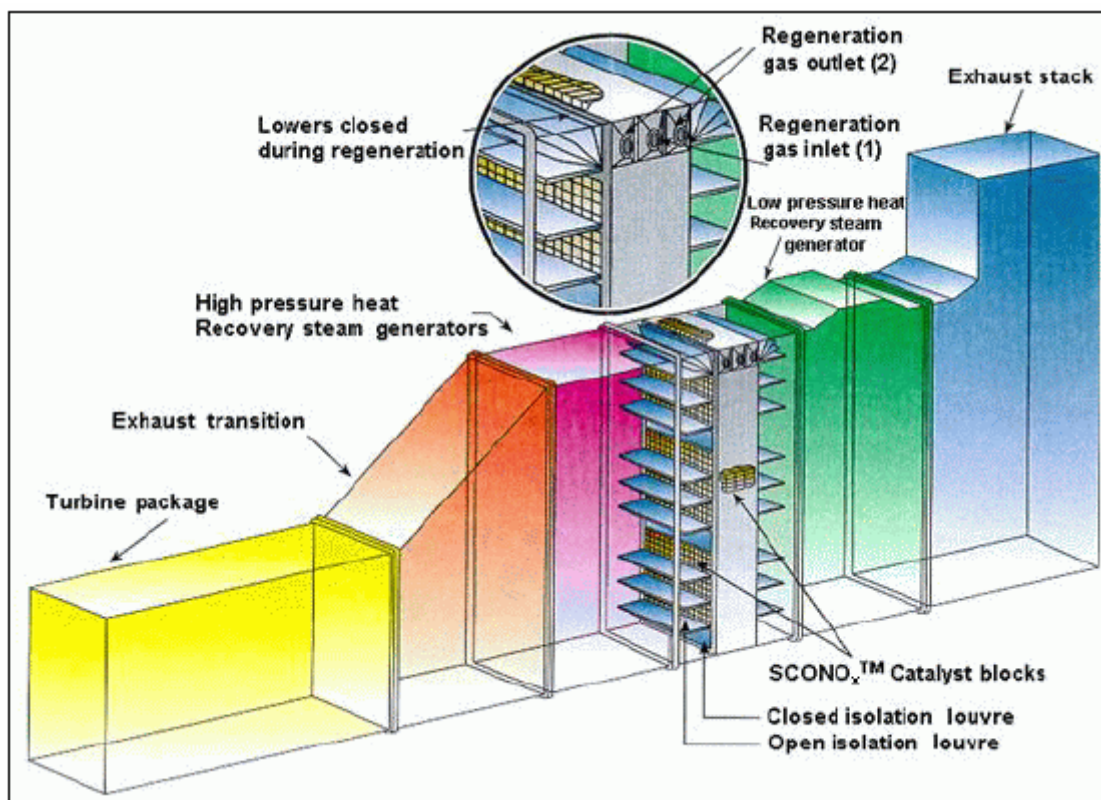


Figure 7.18 : représentation schématique du système catalytique
[26, ABB, 2000]

Avantages pour l'environnement : Grâce à cette technologie, les turbines à gaz à cycle combiné peuvent être exploitées avec des niveaux d'émissions de NO_x très faibles. En même temps, le système réduit les émissions de CO et de composés organiques volatils non méthaniques. En association avec un catalyseur d'élimination de soufre, ce système peut également être utilisé pour réduire les composés soufrés provenant des gaz d'échappement.

Applicabilité: Applicable aux installations nouvelles et retrofitées. Cette unité peut être installée en sortie de chaudière ou du "générateur de vapeur par récupération de chaleur", à l'intérieur de l'enveloppe réservée au système de SCR.

Effets croisés: Le système émet du CO₂, de l'H₂O et du N₂, ainsi que du SO₂ à l'état de trace vers la cheminée. Du fait de l'empoisonnement du catalyseur, un lavage annuel du catalyseur avec de l'eau déionisée et une solution de carbonate de potassium (K₂CO₃) est nécessaire. Les fluides de lavage utilisés peuvent être neutralisés et éliminés par le biais du système d'égout, et ne sont pas nocifs pour l'eau et le sol.

Données d'exploitation:

Emissions de NO_x inférieures à 2 ppm (4 mg/Nm³ sous forme de NO₂ en conditions normales : 0 °C, 1013 mbar)

Taux de conversion du CO en CO₂ de 90%

Destruction des composés organiques volatils non méthaniques (COVNM) supérieure à 90% à 315°C.

La destruction du formaldéhyde et de l'acétaldéhyde a été mesurée à respectivement 97% et 94% à 150°C.

Economie: Les chiffres du coût estimé présentés font référence à une centrale électrique au gaz classique, de 400 MW. Les chiffres de l'estimation du coût indiqués ci-dessous s'appliquent à une hypothèse de 8 000 heures de fonctionnement par an et à une réduction de NO_x de 25 à 5 ppm (50 à 10 mg/Nm³ sous forme de NO₂ en conditions normales : 0 °C, 1013 mbar), ce qui équivaut approximativement à 666 tonnes (métriques) de NO_x éliminées annuellement. Sont inclus les coûts d'investissement, les coûts d'exploitation et d'entretien et les coûts indirects annuels.

Coûts d'investissement: 19,2 millions €

Ceci inclut: -équipement de l'installation
- livraison – mise en place
- mise en service/démarrage.

Il s'agit du coût total indiqué par le fournisseur.

Coûts d'exploitation et d'entretien: 1,6 million €.

Ceci inclut: -entretien général
-consommation de vapeur et de gaz naturel dans le cycle de régénération
-chute de pression dans l'unité (convertie en consommation d'énergie)
-coût moyen/an pour le remplacement du catalyseur (durée de vie du catalyseur : 7 ans)
-élimination/restitution du catalyseur

Les coûts indirects supplémentaires annuels à la charge de l'entrepreneur ne sont pas inclus.

Une réduction de NO_x de 25 à 2 ppm (50 à 4 mg/Nm³ sous forme de NO₂ en conditions normales : 0 °C, 1013 mbar) contribuera à une augmentation des coûts d'investissement lié au besoin d'un catalyseur supplémentaire. Elle augmentera également d'une certaine façon les coûts d'exploitation et d'entretien liés à l'augmentation de la consommation de gaz naturel et de vapeur, ainsi qu'à l'augmentation de la chute de pression.

Moteur de la mise en oeuvre: Nécessité de respecter des émissions de NO_x très faibles, et limitations dans l'utilisation d'équipement de réduction de la pollution atmosphérique utilisant de l'ammoniac, en particulier pour les installations situées dans des zones à forte densité de population.

Littérature de référence: [26, ABB, 2000].

7.2.2 Amélioration des performances environnementales des grandes installations de combustion existantes alimentées au gaz

EXEMPLE 7.2.2.1 INSTALLATION DE COGENERATION A CYCLE COMBINE AVEC RETROFIT (RECONVERSION) DES CHAMBRES DE COMBUSTION

Description: L'installation en exemple a été mise en service en 1994 et est constituée de deux turbines à gaz (2 x 67.8 MWe) avec deux chaudières de récupération (2 x 26.5 MWth), comportant une combustion auxiliaire et une turbine à vapeur (48.8 MWe). Le combustible standard est le gaz naturel. Le fioul léger est utilisé comme combustible d'appoint. Les chambres de combustion des turbines à gaz ont été retrofitées en 1997 afin de réduire les émissions de NO_x. La réduction de NO_x en fonctionnement au fioul est réalisée par injection d'eau déminéralisée.

Avantages pour l'environnement: Des niveaux d'émissions plus faibles sont obtenus grâce à la technique à bas NO_x, prenant en compte la taille de l'installation. Les mesures permettant d'utiliser la chaleur perdue engendrent un rendement énergétique global élevé, et minimisent donc la consommation des ressources et les émissions de CO₂.

Applicabilité: Les chaudières existantes, dans une installation ancienne, peuvent être transformées en chaudières de récupération. En général, les mesures de retrofit (reconversion) de cette nature peuvent être appliquées aux installations existantes.

Effets croisés: les mesures primaires de réduction des émissions ne produisent aucun résidu. Le traitement de l'eau d'alimentation produit des boues.

Données d'exploitation: En 1999, un total de 530 GWhe d'électricité et de 585 GWh de chaleur pour le chauffage urbain a été produit. L'installation a fonctionné 4 456 heures. La valeur annuelle moyenne du rendement électrique net s'élève à 39,5% et à 83,1% pour le rendement énergétique global (net). Le débit volumique des gaz d'échappement s'élève à 2 x 526000 m³/h pour une teneur en O₂ de 14.5 %. Le Tableau 7.12 présente les émissions atmosphériques pour l'année 1999.

	Contrôle	Valeur mensuelle moyenne ¹ (avec 15 % O ₂)	Emissions spécifiques (kg/TJ de combustible)
NOx (mg/Nm ³)	Continu	60	46,7
CO (mg/Nm ³)	Continu	6	3,6
¹ Equivalant à la valeur annuelle moyenne pour la charge nominale			

Tableau 7.12 : émissions atmosphériques mesurées en 1999

En 1999, 132 millions de Nm³ de gaz naturel (équivalent à 43.9 MJ/kWhe) et 181 m³ de fioul léger ont été consommés (en combustible).

Le flux d'eaux usées de l'installation provient du traitement de l'eau d'alimentation et du condensat ainsi que du traitement de l'eau utilisée dans le circuit de chauffage urbain (8575 m³/an). La source principale est la régénération des échangeurs d'ions. Les eaux usées de ce procédé sont éliminées, après neutralisation. L'AOX est la seule substance contrôlée régulièrement. Sa concentration moyenne est de 0,097 mg/l. Quelques 2,9 tonnes de fioul et de substances contaminées par le fioul ont été recyclées et 1,6 tonnes de matériaux filtrants ont été éliminées.

La zone résidentielle adjacente étant située à une distance de seulement 110 à 300 mètres des composants simples de l'installation, d'importantes mesures de réduction sonore ont dû être mises en place. Elles comprennent l'isolation acoustique des chaudières et des conduites, l'installation d'amortisseurs de bruit et l'encapsulation des composants bruyants.

Moteur de la mise en oeuvre: l'installation de production de cogénération fait partie du concept énergétique municipal qui a pour objectif, sur le long terme, de fournir un chauffage urbain à prix avantageux. Par conséquent, la production de chaleur doit autant que possible être associée à une production d'électricité. La limite supérieure de puissance de l'installation est définie par la demande en chaleur et les possibilités de commercialisation de l'électricité.

Littérature de référence: [98, DFIU, 2001].

7.2.3 Performances environnementales des installations de combustion alimentées au gaz

EXEMPLE 7.2.3.1 INSTALLATION DE COGENERATION A CYCLE COMBINE AVEC BRÛLEURS AUXILIAIRES ET COMBUSTION AU GAZ ET AU FIOUL

Description: Une installation de cogénération à cycle combiné a été installée en Allemagne en 1995, avec une puissance thermique nominale totale de 640 MWth. Elle comporte trois turbines à gaz dotées de trois chaudières de récupération, comportant une combustion auxiliaire, une chaudière et deux turbines à vapeur. La chaudière est utilisée en pointe et pour une sécurité d'alimentation supérieure. L'exploitation de l'installation entière est optimisée pour couvrir la demande en chaleur. Chacune des turbines à gaz présente une puissance thermique nominale de 135 MWth et une puissance nominale de sortie de 35,5 MWe. Chacune des chaudières de récupération a une puissance thermique nominale de 49 MWth. Les turbines sont alimentées en vapeur, qui est aussi utilisée pour la production du chauffage urbain dans les condenseurs et les autres échangeurs de chaleur, appelés préchauffeurs de charge de pointe. La vapeur alimente également un filet pour la vapeur de procédé. Le rendement électrique en 1998 était de 40,2% et le rendement global de 59,7%.

Mesures primaires pour la réduction des émissions de NO_x: Un système supplémentaire d'injection de vapeur a été installé pour la réduction des NO_x. Le système de réduction injecte de la vapeur dans la chambre de combustion, à des débits proportionnels à la consommation de gaz naturel. Ceci augmente la puissance et le rendement de la turbine. De plus, les émissions de NO_x sont réduites de 30%.

Autres mesures: Des précipitateurs électrostatiques sont installés pour éliminer la vapeur d'huile qui apparaît lors de l'aspiration des réservoirs d'huile de graissage (efficacité de séparation = 92%).

Avantages pour l'environnement: Niveaux d'émissions de NO_x, SO₂ et de poussières plus faibles.

Applicabilité: l'installation a été rétrofitée à partir d'une ancienne installation de cogénération alimentée au lignite et au fioul lourd. Une des chaudières de l'ancienne installation a été réutilisée dans la conception de la nouvelle installation et a été rétrofitée pour fonctionner soit au gaz naturel ou soit au fioul léger.

Effets croisés: inconnus.

Données d'exploitation: L'installation a fonctionné 6 538 heures, soit l'équivalent de 4 885 heures à pleine charge. Les valeurs limites d'émissions de l'installation complète dépendent du rapport entre la consommation énergétique de la combustion auxiliaire et la consommation énergétique de la turbine à gaz. Les valeurs limites d'émissions des unités seules diffèrent également des teneurs en O₂ associées, la teneur en O₂ pour l'exploitation en mode double doit également être calculée en pondérant avec la part de consommation énergétique. Les Tableaux suivants présentent trois modes d'exploitation et les mesures d'émissions associées.

Mode d'exploitation	Puissance thermique nominale de la turbine à gaz (MW)	Puissance thermique nominale de la combustion auxiliaire (MW)	Débit volumique des gaz de combustion (Nm ³ /h)	Teneur corresp. en O ₂ (%)
I	123	35,6	375000	13,3
II.	119	8,5	360000	14,5
III.	122	0	375000	15,0

Tableau 7.13 : mode d'exploitation des turbines à gaz et des combustions auxiliaires

Polluant	Mode d'exploitation	Contrôle	Valeur moyenne journalière (mg/Nm ³)	Emissions spécifiques (kg/TJ de combustible)
NO _x	I	Continu	73	56,16
NO _x	II.	Continu	73	53,91
NO _x	III.	Continu	82	63,13
CO	I	Continu	60	46,12
CO	II.	Continu	27	19,88
CO	III.	Continu	9	6,97

Tableau 7.14 : émissions atmosphériques mesurées en 1998

En 1998, 102.63 millions de Nm³ de gaz naturel et 123 tonnes de fioul ont été consommés (en combustible). Le Tableau 7.15 indique la consommation des grandes sources annexes.

Substances annexes	Lubrifiants	HCl (33 %)	NaOH (50 %)	Ca (OH) ₂	FeCl ₃
Application	Turbines/ systèmes hydrauliques	Traitement/conditionnement de l'eau d'alimentation/traitement des eaux usées			
Consommation (tonnes)	1,4	169	77	23	7,4
Consommation spécifique (g/MWe)	3,4	410,5	187	55,9	18

Tableau 7.15 : consommation des grandes sources annexes en 1999

Un système d'adoucissement d'eau est appliqué à l'eau de la chaudière. Si l'on utilise de l'eau de surface, elle est également décarbonisée. L'installation est exploitée avec des systèmes d'égout séparés. L'un d'eux est utilisé pour un système d'égout de type domestique et le deuxième pour les eaux de pluie et les eaux de la chaudière, du système de refroidissement, des séparateurs d'hydrocarbures et des réservoirs de décantation. En 1998, 251180 m³ d'eau de refroidissement et 45182 m³ d'eaux usées provenant du procédé de production ont été éliminés.

Economie: les coûts d'investissement totaux pour l'installation s'élève à 118 millions € en 1998. Le total des coûts d'exploitation pour 1998 est de 56,1 millions €.

Moteur de la mise en oeuvre: l'application obligatoire de valeurs limites d'émissions plus strictes signifiait que le retrofit (reconversion) d'une ancienne installation de cogénération alimentée au lignite et au fioul lourd aurait été nécessaire. Dans le même temps, la durée de vie de l'installation devait être allongée et les résultats économiques devaient être améliorés. C'est pourquoi une installation de combustion à cycle combiné a été construite.

Littérature de référence: [98, DFIU, 2001].

EXEMPLE 7.2.3.2 INSTALLATION DE COGENERATION A CYCLE COMBINE AU GAZ SANS COMBUSTION AUXILIAIRE

Description: L'installation en exemple a été construite en Allemagne entre 1994 et 1996, et a été dotée d'une puissance totale de 380 MWe pour la production d'électricité et de 340 MWth pour la production de chaleur pour le chauffage urbain (à l'étape de conception). Elle comporte deux turbines à gaz (TG1 et TG2), deux chaudières de récupération et trois condensateurs pour l'effluent gazeux du chauffage urbain. Chacune des turbines à gaz est équipée d'un compresseur à 21 étages et de 72 brûleurs située dans une chambre de combustion annulaire. Chacune présente une puissance électrique délivrée maximale de 185 MWe. Le combustible standard est le gaz naturel. Le fioul léger est utilisé comme combustible d'appoint. Les chaudières de récupération (chaudières à tambour à double pression) produisent de la vapeur à haute et à basse pression (77 bars/525 °C et 5.3 bars/203°C). La turbine à vapeur (turbine à contre-pression) fonctionne à pression glissante et génère jusqu'à 108 MWe.

Mesures permettant un rendement optimisé: afin d'atteindre des rendements élevés, les turbines à gaz fonctionnent à un rapport de compression de 15:1. La température des turbines à gaz atteint 1 100°C. L'installation globale atteint un rendement électrique brut de 47.4 % (au point de conception). L'exploitation de l'installation étant optimisée pour couvrir la demande en chaleur, elle fonctionne souvent à charge partielle. La conception à deux turbines offre dans ces cas-là une grande flexibilité.

Avec deux turbines en fonctionnement, on peut atteindre des rendements élevés pour des charges comprises entre 60 et 100%. Avec une seule turbine à gaz, ces rendements sont atteints avec des charges comprises entre 30 et 50%. En charge minimum, le rendement de la turbine à gaz diminue de 8% par rapport à un fonctionnement à pleine charge. L'utilisation de la chaleur est optimisée de la façon suivante :

- En contrôlant l'utilisation de la chaleur des gaz d'échappement
- En préchauffant l'air de combustion de la turbine à gaz à charge partielle
- En utilisant la chaleur perdue du transformateur

Ces mesures permettent d'atteindre un rendement énergétique global de près de 90%. Les rendements de l'installation entière sont résumés dans le Tableau 7.16.

	Rendement brut par rapport	
	Au point de conception	A la valeur moyenne annuelle de 1999
Rendement électrique de la cogénération	47,4 %	44,8 %
Rendement électrique de la production séparée	52,6 %	49,6 %
Rendement énergétique global	89,2 %	85,9 %

Tableau 7.16 : rendements d'installations à cycle combiné sans combustion auxiliaire

Mesures primaires de réduction des émissions NO_x : la chambre de combustion annulaire des turbines à gaz est équipée de 72 brûleurs bas NO_x. La réduction des NO_x en mode d'exploitation au fioul peut être atteinte grâce à l'injection d'eau déminéralisée. L'air de combustion peut être préchauffé pour réduire les émissions dans le cas d'une exploitation à charge partielle ou pour réduire le risque de gel. Ces mesures permettent d'obtenir des émissions de NO_x <100 mg/Nm³ pour le gaz naturel et <150 mg/Nm³ pour le fioul.

Mesures de réduction des émissions sonores : la zone résidentielle étant située à seulement 16 mètres du mur du bâtiment, il convient d'obtenir des valeurs limites d'émissions très faibles. Il est possible d'atteindre un niveau sonore de 45 dB(A) dans la zone résidentielle en utilisant les mesures suivantes :

- Façade et toit appropriés
- barrière sonore surélevée et isolation acoustique des orifices d'admission d'air de combustion
- Tuyaux insonorisés
- Canaux d'air de combustion et de gaz d'échappement équipés d'amortisseurs acoustiques
- Cheminée à mur double
- Conception "silencieuse" des soupapes et des gaines de ventilation d'échappement

Avantages pour l'environnement : Des niveaux d'émissions plus faibles sont obtenus grâce à la technique bas NO_x, prenant en compte la taille de l'installation. Les mesures permettant d'utiliser la chaleur perdue engendrent un rendement énergétique global plus élevé, et minimisent donc la consommation des ressources et les émissions de CO₂.

Applicabilité : L'installation a été conçue pour couvrir une demande en chaleur importante. C'est le principal prérequis pour un fonctionnement raisonnable des installations présentant ce type de configuration. D'un autre côté, les éléments de l'installation présentant de façon indépendante des émissions faibles, ils peuvent également être intégrés dans des centrales électriques de conception différente.

Effets croisés : les mesures primaires de réduction des émissions de produisent aucun résidu. L'eau de refroidissement et les eaux usées issues de l'exploitation de l'installation sont traitées sur le site. Par conséquent, des déchets de criblage et des boues sont produites.

Données d'exploitation : En 1999, un total de 1 182,2 GWhe d'électricité et de 1 083,5 GWh de chaleur pour le chauffage urbain a été produit. Les 3 070 heures en équivalent pleine charge sont le résultat de la demande de chaleur pour le chauffage urbain. Le débit volumique des gaz d'échappement s'élève à 1 450 000 m³/h pour une puissance thermique nominale de 470 MW. Le Tableau 7.17 présente les émissions atmosphériques pour l'année 1999.

	Contrôle	Valeurs moyennes journalières à 15 % O ₂	Emissions spécifiques (kg/TJ de combustible)
--	----------	---	--

Alimentation au gaz naturel		GT 1	GT 2	GT 1	GT 2
NOx (mg/Nm ³)	Continu	76,0	65,7	62,65	55,31
CO (mg/Nm ³)	Continu	6,7	11,3	5,58	9,48
Alimentation au fioul		GT 1	GT 2	GT 1	GT 2
NOx (mg/Nm ³)	Continu	79,6	131,4	101,88	112,29
CO (mg/Nm ³)	Continu	19,1	13,6	24,44	11,46

Tableau 7.17 : émissions atmosphériques mesurées en 1999

En 1999, 249,616 millions de Nm³ de gaz naturel et 9 463 m³ de fioul léger ont été consommés (en combustible). Le Tableau 7.18 indique la consommation des grandes sources annexes.

Substances annexes	Lubrifiants	HCl (33 %)	NaOH (50 %)	Saumure de NaCl	NH ₄ OH
Application	Turbines/systèmes hydrauliques	Traitement des eaux usées/traitement de l'eau d'alimentation			
Consommation	1 735 litres	72 t	40 t	58 t	300 litres
Consommation spécifique (g/MWh _e)	1,5	61	34	49	0,25

Tableau 7.18 : consommation des grandes sources annexes en 1999

Un des flux d'eaux usées provient du traitement de l'eau d'alimentation et du condensat (12 000 m³/an). Après sédimentation, cette eau alimente le système d'égout municipal. Les autres eaux usées proviennent de l'élutriation de la chaudière, de la vidange de tout le système et des condensats (11 014 m³/an). Ces eaux usées alimentent directement le système d'égout municipal, après refroidissement. Les eaux usées provenant de la régénération des échangeurs d'ions font l'objet de contrôles réguliers de la concentration d'halogènes organiques absorbables (AOX). La valeur moyenne de la concentration d'AOX au cours des 5 dernières années est de 0,053 mg/l.

Economie: Les coûts d'investissement totaux pour la nouvelle installation et le retrait de l'ancienne installation au charbon s'élève à 327 millions EUR en 1997. Les informations détaillées sur les coûts ne sont pas disponibles.

Moteur de la mise en oeuvre: l'ancienne installation de cogénération de ce site ne pouvait pas atteindre des valeurs limites d'émissions plus faibles en 1996. De plus, elle n'était plus exploitable de façon économique. La nouvelle installation a permis d'atteindre de meilleurs rendements et de réduire la main d'œuvre nécessaire pour exploiter l'installation. Le site disposait déjà des infrastructures complètes d'alimentation et d'évacuation. L'ancienne installation a été entièrement démolie et une nouvelle installation a été construite, car le retrofit (reconversion) de l'ancienne installation n'aurait pas permis d'atteindre les niveaux de rendement de la nouvelle.

Littérature de référence: [98, DFIU, 2001].

EXEMPLE 7.2.3.3 INSTALLATION DE COGENERATION A CYCLE COMBINE ALIMENTEE AU GAZ NATUREL SANS COMBUSTION AUXILIAIRE POUR UN RESEAU D'ALIMENTATION DE CHEMIN DE FER

Description: l'installation en exemple produit de l'électricité avec une fréquence 16,67 Hz pour le système d'alimentation électrique des chemins de fer allemands. Elle comporte deux turbines à gaz (toutes les deux de 180MW_{th}, ou toutes les deux de 60 MWe), deux chaudières de récupération et une turbine à vapeur (57 MWe). L'association de deux turbines à gaz avec des alternateurs de 16,67 Hz a été utilisée pour la première fois dans cette installation. La température du gaz chaud à l'entrée de la turbine est de 1 280°C. Le gaz à la sortie de la turbine a une température de 540 °C, à 1,053 bars et produit de la vapeur à une température maximum de 530°C à 62 bars dans la chaudière de récupération. Après être passés dans la chaudière de récupération, les fumées passent à travers un économiseur et sont finalement dirigés vers la cheminée, à une température de 110°C. Une cheminée supplémentaire est installée pour chaque turbine à gaz pour une exploitation indépendante sans cycle de vapeur.

La vapeur est conduite vers la turbine à vapeur à passage unique, où elle est détendue. La pression dans le condensateur chute à 0,07 bar. Les chaudières de récupération sont dotées d'une seconde étape au cours de laquelle on produit de la vapeur basse pression à 198 °C à 4.5 bar. Cette vapeur est également conduite vers la turbine à vapeur. Le système de refroidissement en circuit fermé comporte quatre radiateurs à nids d'abeilles entraînés par ventilateur et une pompe à eau de refroidissement.

L'installation a été mise en service en 1994 (TG- unité 1) et en 1995 (TG –unité 2). Le rendement électrique net s'élève à 49,6 % à pleine charge et descend à 42 % en demi charge (50%). Pour les charges encore inférieures, l'une des turbines à gaz est éteinte, ce qui engendre une augmentation soudaine du rendement à 48%. Pour une charge de 25%, le rendement est finalement réduit à 40%. Le temps de démarrage d'une turbine à gaz est de 26 minutes à pleine charge. 14 minutes après le démarrage de la première turbine à gaz, la seconde peut être mise en marche. Après 40 minutes de fonctionnement, 120 MWe sont disponibles par l'exploitation des turbines à gaz seules. La mise en marche des chaudières de récupération demande de trois à six heures. Pour l'exploitation en cycle combiné, la vitesse de variation de charge maximale est de 20 MW/min.

Avantages pour l'environnement: la construction du brûleur hybride (étape de diffusion et de prémélange) en association avec une chambre de combustion adaptée garantit des concentrations faibles de NOx. Le rendement électrique net élevé, de près de 50%, permet une utilisation rentable des ressources.

Applicabilité: la conception globale de l'installation a été optimisée pour la production d'électricité pour le système d'alimentation électrique des chemins de fer. Cependant, des composants indépendants peuvent être intégrés dans d'autres centrales électriques pour optimiser les émissions.

Effets croisés: l'eau d'appoint de la tour de refroidissement est traitée dans une installation de décarbonisation lente, qui produit une boue contenant principalement de la chaux. Des eaux usées et de petites quantités de résidus sont également produites.

Données d'exploitation: En 1999, 501 GWhe d'électricité nette ont été produits. Le nombre d'heures équivalent pleine charge s'élève à 2 830. Le Tableau 7.19 fournit les émissions atmosphériques des turbines à gaz en 1999. Le débit des fumées est de 2 x 500 000 m³/h à charge pleine.

Polluant	Mesure	niveau d'émission mesuré en mg/Nm ³	Emissions spécifiques (kg/TJ de combustible)
Poussières			
NOx	Continu	41,6	32
CO	Continu	1,8	1,4

Tableau 7.19: niveaux d'émission mesurés en 1999

En 1999, 101,8 millions de Nm³ de gaz naturel (= 0.2 Nm³/kWhe) ont été utilisés comme combustible. La consommation des plus importantes sources annexes est décrite dans le Tableau 7.20.

Substance annexe	Lubrifiants	Sulfate de chlorure ferreux III	Chaux vive de calcium hydraté	Ammoniaque	HCl	NaOH
Application	Traitement de l'eau					
Consommation (t/an)	0,5	60	70	0.5	20	13
Consommation spécifique (g/MWhe)	1	120	140	1	40	26

Tableau 7.20 : consommation des grandes sources annexes en 1999

Le débit d'eaux usées de l'ensemble de l'installation atteint 75 m³/h à pleine charge. Environ 60 m³/h proviennent du système de refroidissement. Ces eaux usées sont évacuées dans le pré-clarificateur sans traitement. Les eaux usées provenant de l'installation d'adoucissement de l'eau (15 m³/h) sont neutralisées et évacuées dans le pré-clarificateur avec l'effluent du système de refroidissement. Les concentrations d'impuretés dans ce mélange d'eaux usées sont indiquées dans le Tableau 7.21 pour l'année 1999. Ces résultats indiquent le niveau initial de pollution avant que les eaux n'entrent dans la centrale électrique.

	Valeur moyenne sur 14 mesures (si non spécifié) (mg/l)	Emissions spécifiques (g/MWhe)
--	--	--------------------------------

Cl	339	137
AOX	0.06	0.024
DCO	67	27.1
P	17.5	7.07
N	8	3.23
Zn	<50*	-
Cr	<2*	-
Cd	<0.1*	-
Cu	<5*	-
Pb	<3*	-
Ni	<5*	-
Matière filtrable	8.7	3.52
Sulfate	624	252.2
Hg	<0.1*	-
valeur de pH	8.3	-
* Ces valeurs sont le résultat d'une mesure unique et ne peuvent donc pas représenter des charges spécifiques		

Tableau 7.21 : concentrations d'impuretés dans les eaux usées de la centrale électrique

La seule source de quantités considérables de résidus est le traitement de l'eau d'appoint de la tour de refroidissement. En 1999, 214,4 tonnes de cette boue ont été évacuées dans une décharge et 50,3 tonnes ont été utilisées pour l'épandage (agriculture). De plus, 10 tonnes de détergent usé provenant du nettoyage des turbines et six tonnes de résidus provenant du séparateur de lubrifiants ont été produites.

Les obligations légales en matière de réduction du bruit sont adaptées au site résidentiel qui est situé à environ 500 m de l'installation. Grâce aux atténuateurs acoustiques, il est possible d'atteindre un niveau d'émissions sonores de 30 dB(A) à cette distance.

Economie: les coûts d'investissement totaux s'élèvent à 185 millions € (1995). Ceci équivaut à des coûts d'investissement spécifiques de 1043 €/kWe.

Moteur de la mise en oeuvre: La restructuration du réseau ferroviaire dans l'ancienne Allemagne de l'Est après 1989 exigeait la construction d'une nouvelle centrale électrique répondant aux caractéristiques suivantes :

- Court délai de construction de l'installation
- Rendement élevé
- Faible poids sur l'environnement
- Faibles coûts d'investissement et d'exploitation

Littérature de référence: [98, DFIU, 2001].

7.2.4 Techniques d'amélioration des performances environnementales des installations de combustion exploitées sur des plateformes offshore

Cette section présente les techniques de prévention et de réduction des émissions émises par les installations de combustion exploitées sur des plateformes offshore. Elles sont toutes actuellement disponibles sur le marché. Les exemples sont fournis pour illustrer les techniques ayant établi de bonnes performances environnementales. Les techniques données en exemple s'appuient sur des informations fournies par le secteur industriel, et sur l'évaluation du Bureau Européen de l'IPPC.

EXEMPLE 7.2.4.1 SYSTEME DE MODELISATION PARAMETRIQUE DES EMISSIONS (PEMS)

Description: le CEMS (système de contrôle paramétrique des émissions) constitue l'ensemble des équipements nécessaires pour déterminer la concentration ou le taux d'émission de gaz ou de particules, en utilisant des mesures d'analyse de polluant et des équations de conversion, des graphiques, ou des programmes informatiques pour fournir des résultats dans le domaine des normes de limitation d'émission applicables.

Afin de disposer d'un système de contrôle rentable et d'une sauvegarde des informations dans le cas où le CEMS connaîtrait des dysfonctionnements, le PEMS a été mis au point au début des années 70, pour les turbines à gaz. Plutôt que de contrôler directement les émissions de NO_x, le PEMS calcule les émissions de NO_x à partir des paramètres d'exploitation essentiels, comme la température, la pression, et la consommation de combustible. Aujourd'hui, on utilise largement le PEMS plutôt que le CEMS pour contrôler les émissions de NO_x, SO_x, hydrocarbures totaux, COV et CO pour les turbines, chaudières et torches.

Etant donné que le PEMS utilise déjà les capteurs existants des systèmes de contrôle de l'installation, les coûts d'investissement sont réduits au développement logiciel et à sa mise en œuvre. De même, l'utilisation des capteurs existants ne nécessite pas de personnel supplémentaire doté de compétences spéciales pour manipuler et étalonner les instruments, comme dans le cas du CEMS. Ceci est particulièrement avantageux dans le cas des installations offshore. Même si le PEMS doit régulièrement être contrôlé en utilisant le CEMS, les coûts d'exploitation du PEMS sont considérablement plus faibles que ceux du CEMS. Enfin, le PEMS n'exige pas de juxtaposition de matériel.

Un PEMS complet comprend un module mathématique, un module assurance qualité et un module de rapport. Le module mathématique peut être évalué de trois façons différentes : (1) principes premiers, (2) régression statistique et (3) intelligence artificielle, réseau neuronal et régressions non linéaires. Dans le cas où l'on choisit l'approche des principes premiers, on évalue le module en s'appuyant sur la connaissance physico-chimique de la formation des NO_x. Les caractéristiques d'exploitation et la conception de la turbine varient selon le type de turbine. Le module pour chaque turbine doit donc être réglé grâce aux mesures des émissions de NO_x et aux paramètres d'exploitation consignés pour s'ajuster aux facteurs du module. Les approches de régression statistique et d'intelligence artificielle exigent un ensemble de données d'exploitation historiques associé à des mesures simultanées d'émissions de NO_x pour mettre au point les modules.

Le module assurance qualité comprend une procédure de vérification des capteurs et une procédure de vérification PEMS. Le PEMS n'est pas plus précis que la précision des paramètres d'exploitation utilisés dans le module PEMS. La vérification des signaux du capteur est essentielle pour détecter les dérives du signal afin d'éviter des prévisions incorrectes. La vérification du capteur peut se faire en comparant les signaux avec les signaux de capteurs en surnombre (redondants) ou avec des valeurs calculées à partir d'un module mathématique utilisant les signaux d'autres capteurs. Une alarme sonne lorsque le système détecte une dérive du capteur. De plus, un PEMS complet doit également comprendre la détection d'une dérive du PEMS, comme assurance qualité supplémentaire.

Le PEMS est très utilisé aux Etats-Unis comme technique de surveillance des NO_x, et approuvé comme Meilleure Technique Disponible au Royaume Uni. Aux Etats-Unis, l'opérateur de l'installation peut demander à utiliser le PEMS plutôt que le CEMS si l'installation peut prouver que le nouveau PEMS présente "la même ou une meilleure précision, fiabilité, accessibilité et caractère d'actualité que ceux fournis par le CEMS". La précision du PEMS est calculée sur 720 heures de surveillance des émissions d'exploitation, par les PEMS alternatifs et par les CEMS vérifiés. La précision relative du CEMS est de 20% dans le CFR 40, chapitre 60 et de 10% dans le CFR 40, chapitre 75. (CFR = "Code of Federal Regulations" – Code des Règlements Fédéraux).

Avantages pour l'environnement: l'utilisation de la modélisation peut permettre aux opérateurs de turbines à gaz de mieux connaître les valeurs des émissions des équipements en temps réel. Ceci constitue un avantage de taille. Par conséquent, la technique peut indiquer les points d'exploitation optimaux des équipements. Ce contrôle peut être manuel ou automatique. Un système sur terre (onshore), qui entraîne des trains de compresseur parallèles, a été utilisé et a permis une réduction de 8% des émissions de CO₂ pour une tâche fixe. La technique peut également être utilisée pour signaler une détérioration des performances de la turbine qui pourrait si elle n'était pas détectée, engendrer une augmentation des émissions de NO_x. Lorsqu'elle est correctement appliquée, cette méthode peut générer une baisse des coûts d'exploitation.

Applicabilité: La modélisation paramétrique peut être retrofitée sur la plupart des turbines à gaz. Certains opérateurs préfèrent cette technique à l'installation de systèmes de surveillance des émissions, dont les inconvénients sont les exigences de grands espaces, la faible précision des instruments, et les coûts élevés d'entretien. Le PEMS offre des solutions économiquement rentables pour le surveillance des émissions, en particulier pour les installations offshore.

Effets croisés: Dans certaines situations, la consommation d'énergie doit être réduite. Une fois installée, cette option présente peu d'inconvénients par rapport à l'option de « systèmes de contrôle continu des émissions ». La modélisation paramétrique permet également d'accumuler des informations utiles sur le contrôle des émissions qui peuvent facilement être utilisées pour fournir un cadre pour les rapports annuels d'émissions.

Données d'exploitation:

Economie: les coûts logiciels ne dépassent normalement pas 80 000 € par installation. Cependant, les coûts d'entretien et d'exploitation doivent être pris en compte. Les coûts d'installation dépendent du niveau d'appareil de contrôle existant et dépendent donc de ce qui reste à ajouter pour que tous les paramètres requis soient contrôlés. L'expérience montre que les coûts d'installation peuvent ajouter 160 000 € aux coûts logiciels. Une fois cette option installée, elle exige peu d'entretien, même si une vérification annuelle des profils d'émissions, en utilisant des compteurs d'émission portables, est nécessaire. Le coût total de cette vérification s'élève à environ 30 000 € par an. Les coûts d'investissement du PEMS équivalent à environ 50% de ceux du CEMS et les coûts d'entretien environ 1/3. De plus, l'exploitation au quotidien ne nécessite pas d'attention spéciale et n'engendre pas de coûts spéciaux.

Moteur de la mise en oeuvre: la modélisation paramétrique a d'abord connu un élan important en Norvège, où les fortes taxes sur les niveaux de CO₂ ont forcé les opérateurs à évaluer toutes les options de contrôle possibles. Cet élan s'est poursuivi au Royaume Uni, où la modélisation paramétrique a été installée sur plusieurs stations de compression de gaz – engendrant une réduction des coûts de combustible. Elle permet un contrôle précis et peu coûteux des NO_x.

Littérature de référence: [119, Guinée], [120, Bakken and Skogly,], [121, Fripp,], [206, Pavilion, 2003], [200, Southern Research Institute, 2000], [201, Macak III, 1996], [202, Lefebvre, 1998], [203, EPA, 2002], [204, The Cadmus Group, 2000], [205, Tronci, et al., 2002].

EXEMPLE 7.2.4.2 INTEGRATION ENERGETIQUE DE CHAMPS MULTIPLES

Description: Utilisation d'une source d'énergie centrale pour un certain nombre d'installations participantes. Ceci peut impliquer une ou deux centrales principales fournissant de l'énergie à d'autres domaines, par le biais de câbles électriques. Les exemples comprennent une plateforme « mère » fournissant de l'énergie à de nombreux champs satellites par le biais d'un câble sous-marin, ou le développement de champs multiples en tant que partie d'une ceinture, alimentée par deux centrales principales.

Avantages pour l'environnement: les centrales offshore sont toujours alimentées par des turbines à gaz. Le fait d'avoir une turbine à gaz par plateforme n'est pas rentable. On utilise beaucoup la « réserve tournante » pour permettre une marge suffisante de maintien de la production au cas où le système de production d'énergie venait à défaillir. L'intégration de plusieurs champs dans une seule centrale peut garantir la maximisation des rendements des turbines à gaz et la minimisation de la réserve tournante, réduisant ainsi les émissions de CO₂ et de NO_x.

L'intégration énergétique entre installations a été étudiée et appliquée au Royaume-Uni et en Norvège, et peut être intéressant d'un point de vue économique dans des situations spécifiques, comme indiqué ici.

Cependant, les pertes réseaux doivent être prise en compte lors du calcul du bénéfice pour l'environnement, qui, dans la plupart des cas, est marginal. La réduction des émissions peut être plus importante si la production d'énergie peut être basée sur un cycle combiné et/ou sur des turbines bas NOx.

Applicabilité: l'intégration énergétique est un projet capital et important qui ne peut être utilisé que dans des situations spécifiques, comme par exemple dans le cas de l'installation d'une nouvelle plateforme ou d'une plateforme normalement autonome à proximité d'une installation « mère ». Il est peu probable que le retrofit (reconversion) des installations existantes en un réseau intégré de distribution d'énergie soit rentable. Cependant, ces projets sont actuellement évalués.

Effets croisés: Adopter l'intégration énergétique permet toujours de réduire la consommation d'énergie.

Données d'exploitation: La référence [125, Evans and McConnell, 1994] résume les expériences de la plateforme offshore Marathon Brae, où East Brae a été ajoutée au champ existant, et a été alimentée en énergie par les dispositifs existants par le biais de câbles sous-marins. Ceci a permis d'éviter un poids supplémentaire sur la plateforme et de réaliser des économies sur les coûts de 98 millions €. Un des avantages rapportés est celui de la possibilité de maintenir l'alimentation en énergie d'une installation, même lors de ces mises à l'arrêt. Il existe aussi un exemple d'installation sur terre (onshore), où les champs de production de BP à Prudhoe Bay en Alaska sont alimentés à partir d'une seule centrale électrique, encore une fois avec des bénéfices économiques et pour l'environnement.

Economie: l'intégration énergétique est un investissement capital important. Des économies de coûts ont été faites. Cependant, ces coûts doivent être comparés à ceux de l'installation des câbles et des équipements de contrôle.

Moteur de la mise en oeuvre: la mise en œuvre d'une intégration énergétique ne peut être envisagée dans certains cas, et il est peu probable qu'elle puisse être utilisée pour la seule réduction des émissions. Les considérations économiques constituent l'élément clé de la décision. Dans le champ de Brae, l'objectif était de réduire les coûts de plateforme en maximisant l'utilisation de l'infrastructure existante, et en utilisant la puissance excédentaire. Les bénéfices en matière d'émissions ont été constatés.

Littérature de référence: [125, Evans and McConnell, 1994], [78, Finkeldei, 2000].

EXEMPLE 7.2.4.3 CHAMBRES DE COMBUSTION A BAS NOX PAR VOIE SECHE (DLN) APPLIQUEES AUX TURBINES A GAZ OFFSHORE

Description: la principale caractéristique des chambres de combustion bas NOx (voie sèche, DLN) est que le mélange d'air et de combustible ainsi que la combustion se font tous les deux en deux étapes successives. En mélangeant l'air de combustion et le combustible avant la combustion, on obtient une distribution homogène de la température et une température de flamme inférieure, ce qui engendre une réduction des émissions de NOx. Depuis 1995, 11 nouvelles turbines à gaz à combustible unique ont été équipées de telles chambres de combustion DLN, sur les plateformes de production de gaz et de pétrole en Norvège. De plus, deux turbines à gaz traditionnelles existantes ont été retrofitées en moteur de type DLE.

Les turbines à gaz DLN exigent une alimentation en gaz combustible avec des propriétés comme le CO₂, le N₂, la compressibilité, la densité relative (densité spécifique) et le pouvoir calorifique pour le contrôle du moteur.

Le système de contrôle du moteur peut supporter de petits changements de ces propriétés à condition qu'elles restent dans une certaine marge de tolérance. Cependant, si les changements vont au-delà de cette marge de tolérance, des alimentations actives sont nécessaires. Les paramètres qui peuvent le plus probablement exiger des alimentations actives sont la densité spécifique du gaz combustible, et le pouvoir calorifique. Par conséquent, les installations offshore exigent souvent l'installation de dispositifs comme des calorimètres ou des chromatographes pour le contrôle en ligne du gaz combustible.

Avantages pour l'environnement: niveaux faibles d'émissions de NOx. Cependant, le bénéfice pour l'environnement reste mineur pour les turbines exploitées à charge partielle et dans les cas où la charge variable engendre des allers-retours fréquents de la turbine et un torchage en conséquence.

Applicabilité: les systèmes de combustion DLN sont disponibles pour un certain nombre de nouvelles turbines à gaz. Il existe principalement deux limitations techniques au retrofit (reconversion) de turbines à

gaz existantes. Une des limites est liée au système de combustible. Les turbines dual fuel (combustible mixte : gaz et diesel) ne sont pas encore considérées matures pour cette installation. La seconde limite est liée à l'âge de l'équipement. Le retrofit (reconversion) exige également une remise à niveau considérable du contrôle, et nécessite donc une certaine quantité d'espace supplémentaire associé au manifold à gaz. Cet espace peut ne pas être disponible. Certains ensembles contiennent tous les équipements de service (utilités) à l'intérieur du capot.

Les turbines à gaz ont été utilisées pendant des décennies comme générateur principal fiable dans les installations de production offshore. L'introduction de cette nouvelle technologie de combustion ne s'est pas faite sans certains risques. L'exploitation des turbines a représenté un challenge tant dans le domaine de la disponibilité que des performances pour les installations devant faire face à certains changements de propriétés de gaz ou de températures ambiantes. La technologie de chambre de combustion bas NOx à prémélange pauvre est entrain d'atteindre le stade de maturité requis pour être utilisé dans les installations offshore.

L'expérience d'exploitation indique pour l'instant une fiabilité des turbines DLN inférieure à celle des turbines avec brûleurs traditionnels, engendrant des mises à l'arrêt et des torchages plus fréquents. Ceci vient en partie de la plus grande complexité d'exploitation du système DLN. La « courbe d'apprentissage » indique que des améliorations ont été enregistrées mais certains problèmes, dus aux caractéristiques fondamentales de la technologie, sont difficiles à résoudre.

Effets croisés: les faibles niveaux d'émissions de NOx peuvent engendrer une augmentation des émissions de CO et d'hydrocarbures imbrûlés. Le type de turbine prédominant en Norvège aura un rendement thermique inférieur avec un équipement à bas NOx, par rapport aux turbines conventionnelles, en particulier à charge partielle. La perte de rendement à charge partielle peut atteindre 13%, ce qui signifie que les émissions de CO2 augmentent alors de 13%.

Données d'exploitation: à pleine charge, une turbine à gaz normale présente des émissions de NOx d'environ 360 mg/Nm³ NOx (à 15 % d'oxygène), tandis que dans des conditions similaires, la version DLN produit environ 50 mg/Nm³ de NOx (à 15 % d'oxygène) et 30 mg/Nm³ de CO à 75 – 100 % de charge, les mesures étant faites en conditions ISO.

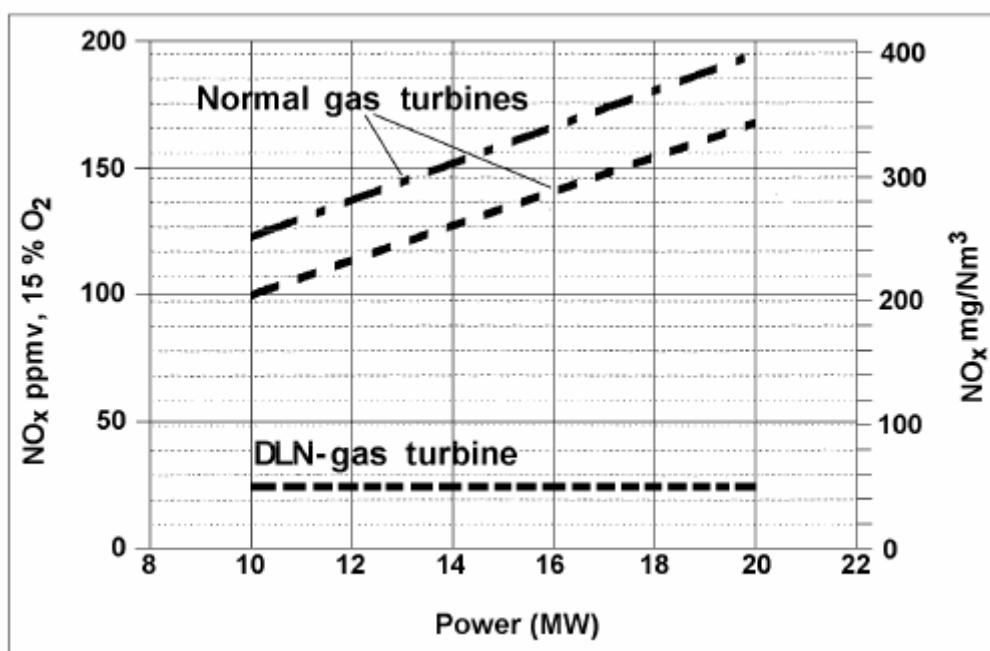


Figure 7.19 : émissions de NOx provenant des turbines à gaz offshore, avec chambre de combustion DLN
[122, Carstensen and Skorping, 2000]

Economie: la période de mise à l'arrêt nécessaire pour l'installation, et la perte économique associée due à la production différée ou perdue, ainsi que l'augmentation des coûts d'entretien sont considérablement supérieurs à ce que les évaluations précédentes avaient indiqué. Une analyse économique a montré de grandes variations des coûts par unité de NOx réduite, allant de 23 NOK/kg NOx (3 €/kg) à presque 1 000 NOK/kg (125 €/kg). Seules 20% des turbines pourraient être retrofitées pour un coût inférieur à 100 NOK/kg NOx (12 €/kg NOx).

Moteur de la mise en oeuvre: valeurs limites d'émissions de NOx basses

Littérature de référence: [122, Carstensen and Skorning, 2000], [78, Finkeldei, 2000].

EXEMPLE 7.2.4.4 REDUCTION DES CHARGES DES EQUIPEMENTS ENTRAINES PAR TURBINE A GAZ

Description: les équipements entraînés par des turbines à gaz comprennent les compresseurs, les pompes, et les équipements de production d'énergie. Ces équipements peuvent être directement entraînés par une turbine à gaz, ou entraînés indirectement par un moteur électrique dont la puissance provient d'une turbine à gaz. La réduction de la charge peut présenter des avantages pour l'opérateur en matière d'environnement et de coûts. Voici quelques exemples de façons de réduire la charge :

- Réduction du recyclage par compresseur
- Réduction du nombre de dérivations de pompe
- Réglage de la boucle de contrôle du procédé de l'installation.

Avantages pour l'environnement: une réduction de la charge des turbines à gaz engendre toujours une réduction de la consommation de combustible et donc une réduction des émissions de CO₂. En général, comme les turbines à gaz sont alors exploitées à des vitesses inférieures, on peut aussi assister à une réduction significative des émissions de NOx. Le nombre de torchage est aussi souvent réduit au fur et à mesure que la stabilité de l'installation augmente.

Applicabilité: les techniques de réduction des charges sont applicables à toutes les turbines à gaz étant donné qu'elles fournissent l'énergie directement ou indirectement à tous les éléments de l'équipements ou de l'installation.

Effets croisés: dans certains cas extrêmes, la quantité d'équipements entraînés peut être réduite, par exemple de trois à deux pompes, et ainsi, encore une fois, il est possible de réduire les coûts. De même, la réserve tournante de production d'énergie peut être réduite.

Données d'exploitation: l'expérience indique que de simples ajustements de l'installation permettent des gains significatifs. Certaines installations présentent par exemple un fort pourcentage de boucles de contrôle de procédé en configuration manuelle. Ces boucles peuvent être ajustées et mises en mode automatique. Par conséquent, des variables telles que l'ajustement de la pression peuvent être réduites, ce qui réduit en retour réduit les charges d'entraînement. Le nombre d'arrêts imprévus peut être réduit, ce qui en retour réduit le nombre de torchages. Le temps passé à ajuster les lignes de protection contre les surtensions peut également être une source d'avantages. L'important dans cette situation est que le personnel prenne conscience des avantages liés à la réduction des pertes de rentabilité.

Economie: la plupart des changements engendrés par l'application de cette technique exigent peu de modifications sur les équipements. Les changements sont plutôt appliqués au contrôle de l'installation, et nécessitent donc peu de dépenses d'investissement. L'ajustement correct des boucles essentielles d'une installation peut être obtenu pour moins de 25 000 GBP. La formation du personnel clé peut s'élever à 10 000 GBP. Par conséquent, on constate souvent une augmentation de la production et une augmentation de la stabilité de l'installation.

Moteur de la mise en oeuvre: rétrospectivement, on constate un faible élan pour la mise en oeuvre de ces changements. Les opérateurs n'ont pas fait entière confiance au système manuel d'ajustement de la boucle de contrôle, etc. Des techniques logicielles sont désormais disponibles pour permettre de procéder à ces changements délicats comme celui de la boucle de contrôle en toute confiance. De nombreux opérateurs se sont depuis rendu compte des avantages de ces techniques et les ont appliquées pour créer des systèmes robustes.

Littérature de référence: [78, Finkeldei, 2000], [207, Underbakke and Jakobsen,]

EXEMPLE 7.2.4.5 UNITE DE COGENERATION A CYCLE COMBINE D'INSTALLATIONS OFFSHORES

Description: l'augmentation des prix du combustible et des préoccupations concernant les émissions ont centré l'attention sur la conservation d'énergie au sein des installations de production de gaz et de pétrole offshore. Ceci a incité à opérer des changements considérables dans les procédures d'exploitation et dans

le développement de la technologie au sein de plusieurs installations de production de gaz et de pétrole. L'attention s'est concentrée sur le maintien de puissances requises faibles, en évitant la consommation superflue de combustible et en concevant des systèmes plus efficaces en énergie. La meilleure façon d'obtenir ces résultats est d'installer des torchages de procédés froids et des cycles de vapeur sur les turbines à gaz nouvelles ou existantes pour former des cycles combinés (CC).

Le concept de cycle combiné consiste en l'association d'un procédé turbine à gaz avec un procédé turbine à vapeur. Les gaz d'échappement de la turbine à gaz sont normalement évacués de celle-ci à une température d'environ 500°C. Ceci représente une grande quantité d'énergie, qui est récupérée en produisant de la vapeur sous pression dans des unités de récupération de chaleur perdue. La vapeur est acheminée vers la turbine à vapeur, ce qui produit une énergie supplémentaire. La vapeur basse pression en sortie de la turbine à vapeur est condensée en utilisant de l'eau de refroidissement (eau de mer) puis ramenée vers l'unité de récupération de chaleur perdue pour la production de vapeur (WHRU-SG, waste heat recovery unit – steam generation). Le WHRU-SG et la turbine à vapeur forment un cycle de rabaissement de la vapeur, qui est un cycle vapeur en circuit fermé. Cette technologie est la technologie traditionnellement utilisée dans les centrales électriques au gaz installées sur terre (onshore).

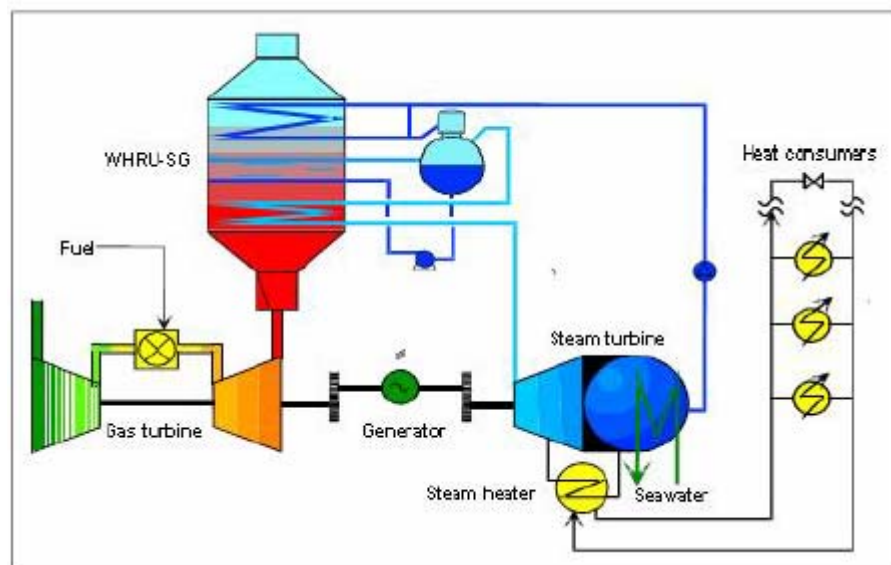


Figure 7.20 : plan de circulation des fluides de l'installation offshore à cycle combiné chaleur et énergie
[25, ABB, 2000]

Avantages pour l'environnement: l'augmentation de rendement lors d'un passage de "cycle simple" à un cycle combiné installé sur des turbines à gaz nouvelles offshore varie de 37 à 50%. Elle permet une réduction de la consommation de combustible et des émissions de CO₂ et de NO_x de 25%, en général. En comparaison avec les plus grandes centrales électriques à cycle combiné, basées sur terre (onshore), le rendement thermique est moindre, du fait du compromis entre le coût et le rendement et du fait que les installations plus importantes, sur terre, présentent des pertes thermiques moins considérables.

Lorsque l'on associe cette technique à l'extraction de vapeur de la turbine à vapeur, "l'installation à cycle combiné" se convertit en "installation de cogénération". la vapeur extraite peut indirectement couvrir des demandes en chaleur grâce à la production de milieux liquides chauffants, ou peut être directement utilisée dans les réchauffeurs du procédé. Selon l'importance de la demande en chaleur, le rendement de l'installation de cogénération varie entre 47 et 80%. Les installations à cycle combiné et les installations de cogénération sont très flexibles, étant donné que la récupération de chaleur peut être maximisée à tout moment quel que soit le niveau de charge ou quelle que soit la demande en chaleur.

Applicabilité: la nécessité de surveiller les coûts et les poids tout en cherchant à appliquer les nouvelles technologies et à optimiser le rendement a réduit le poids de l'unité de récupération de chaleur à une valeur variant entre 30 et 50%. Par exemple, une unité de récupération de chaleur à entrée unique pour une turbine à gaz pèse environ 125 tonnes, tandis que les unités standard pèsent normalement entre 200 et 250 tonnes. Les exigences en matière d'encombrement pour une unité de récupération de chaleur perdue pour la production de vapeur sont supérieures d'environ 25 à 50% à celles d'une production de chaleur traditionnelle. Cependant, ces unités de récupération de chaleur sont placées au-dessus des turbines à gaz, qui sont elles-mêmes généralement situées en haut de la plateforme. Ainsi, l'espace nécessaire est normalement disponible.

Les conditions de vapeur relativement basses permettent d'utiliser des modules de turbine à vapeur basse pression avec un corps de turbine soudé. Par conséquent, le poids d'un patin de turbine à vapeur de 15 à 20 MW sera de 150 à 175 tonnes, ce qui est proche du poids d'une turbine à gaz similaire. Un tel patin est environ de la même taille qu'un patin de turbine à gaz de 20 MW.

On peut en conclure que l'installation à cycle combiné est généralement applicable aux applications offshore nouvelles et rétrofittées.



Figure 7.21 : exemple d'une centrale électrique à cycle combiné installée sur une plateforme offshore sur le plateau continental norvégien [25, ABB, 2000]

Effets croisés: Etant donné que le cycle combiné n'utilise que de l'eau ultra pure dans le circuit fermé, aucun déchet n'est évacué dans l'environnement dans des conditions normales d'exploitation.

Données d'exploitation: Les données d'exploitation suivantes s'appuient sur un cycle combiné avec une production d'énergie totale de 67 MW:

- Pression de la vapeur à l'entrée de la turbine à vapeur: 15 bars
- Température de la vapeur à l'entrée de la turbine à vapeur: 430 °C
- Débit massique de vapeur à l'entrée de la turbine à vapeur: 17,5 kg/s
- Puissance nominale fournie à l'alternateur de la turbine à vapeur: 15,8 MWe

Les données fournies concernant la vapeur s'appuient sur la récupération de chaleur provenant des gaz d'échappement chauds des deux turbines à gaz traditionnelles, avec les données de rejets suivantes :

- Température des rejets gazeux: 481 °C
- Puissance nominale fournie: 2 x 25,9 MWe.

Un cycle de vapeur offshore récupère généralement un tiers de la production énergétique nominale d'une turbine à gaz traditionnelle.

Le cycle de vapeur exige de l'eau de mer comme moyen de refroidissement dans le condenseur de vapeur. La turbine à vapeur exige un débit d'eau de mer d'environ 2 000 m³/h. Les coûts d'investissement pour le système à l'eau de mer peuvent parfois être réduits par intégration avec d'autres utilisateurs d'eau de mer. Le coût de l'eau de refroidissement varie énormément d'un cas à l'autre et sur certaines

plateformes, le coût de l'alimentation en eau de refroidissement pour un retrofit (reconversion) peut être très élevé.

De plus, le cycle de vapeur nécessite une petite quantité d'électricité et d'air pour faire fonctionner les pompes et les vanes. On ajoute une petite quantité d'ammoniac (généralement 1 kg/jour) au cycle de vapeur pour contrôler le pH. La consommation d'eau est généralement d'environ 0,5 m³/h.

Economie: les chiffres de l'estimation des coûts présentés ici s'appliquent à une centrale électrique à vapeur de 16 MW équipée de deux turbines à gaz, plutôt que d'une seule turbine à gaz traditionnelle. La production énergétique totale de la centrale à cycle combiné est alors d'environ 67 MW. Sur une plateforme offshore, les coûts sont très liés à l'espace et au poids. Il convient de noter que sur les plateformes pétrolières, le gaz, dans la plupart des cas, est une substance gratuite ou presque. La consommation réduite de gaz au cours de la phase de production de pétrole augmente le volume de gaz qui doit être réinjecté. Dans les cas où la capacité de compression de gaz est un facteur limitant, ceci peut réduire la capacité de production de pétrole et il peut donc y avoir des motivations économiques négatives liées à l'économie de gaz combustible. La valeur du gaz économisé sera uniquement récupéré beaucoup plus tard dans la vie de l'installation, et aura alors une faible valeur présente nette. Cependant, dans le secteur norvégien, la taxe de réduction du CO₂ peut, dans certains cas, justifier ces investissements.

Moteur de la mise en oeuvre: Demandes d'émissions réduites de NO_x et de CO₂, taxes sur le CO₂ dans le plateau norvégien, et amélioration de la stabilité d'exploitation et de la fiabilité.

Littérature de référence: [25, ABB, 2000].

7.3 Consommation et niveaux d'émissions actuels

7.3.1 Vue d'ensemble du flux massique

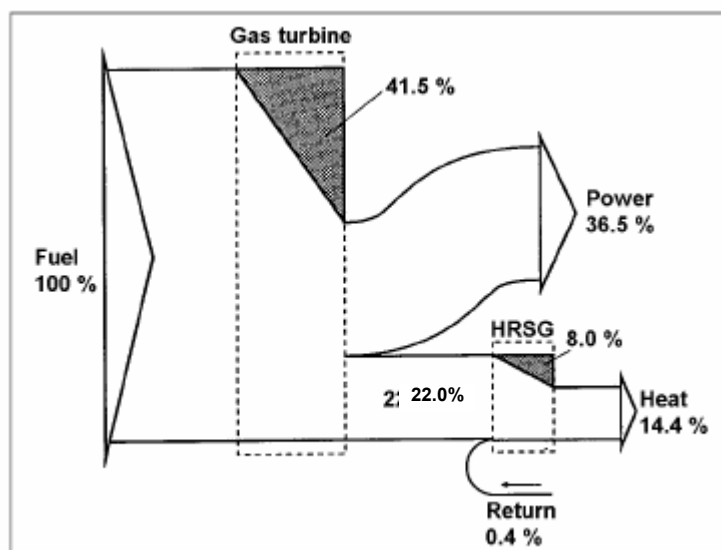


Figure 7.22 : diagramme de Grassmann d'une turbine à gaz avec HRSG
[50, Korobitsyn, 1998]

Le diagramme de Grassman présente le flux d'énergie dans une turbine à gaz à cycle combiné sans combustion supplémentaire. Les zones grisées représentent les pertes internes d'énergie dans la turbine et dans le générateur de vapeur à récupération de chaleur (HRSG).

7.3.2 Vue d'ensemble des combustibles gazeux utilisées dans les grandes installations de combustion

Le gaz naturel est un combustible propre n'engendrant quasiment pas d'émissions de SO_2 ou de particules. Les émissions de CO_2 provenant de la combustion du gaz naturel sont par nature beaucoup plus faibles que celles des autres combustibles fossiles. Le Tableau 7.22 fournit une vue d'ensemble des combustibles gazeux alimentant les grandes installations de combustion.

Substance	Gaz naturel (mol %)	Gaz de haut-fourneau (mol %)	Gaz de raffinerie (mol %)*
N_2	0 – 14	52 – 57	0
CO_2	1 – 2	20 – 21	4 – 5
$\text{CH}_4 - \text{C}_4\text{H}_{10}$	84 – 99	0	0 – 46
CO	0	21 – 23	20 – 50
H_2	0	2 – 4	30 – 45
Soufre	0	quelques uns	20 – 1700 mg $\text{H}_2\text{S}/\text{Nm}^3$
Poussières	0	Dépend du système d'épuration du gaz utilisé, mais normalement $< 40 \text{ mg}/\text{Nm}^3$	0

* Voir BREF Raffinerie. La fourchette dépend du type de gaz (par exemple gaz de raffinerie, gaz hydrogène, gaz de coke, gaz de craquage catalytique fluide)

Tableau 7.22 : vue d'ensemble des combustibles gazeux adaptés utilisés pour l'alimentation des GIC
[58, Eurelectric, 2001]

Les turbines à gaz offshore brûlent du gaz naturel brut fourni directement par les champs pétrolifères adjacents. Ce gaz peut avoir une composition différente du gaz naturel normalement utilisé dans les

turbines à gaz offshore. Le Tableau 7.23 donne la composition classique du gaz naturel provenant d'un champ pétrolifère de la Mer du Nord.

Composant	Mol %	g/mol
Méthane	68.69	46.18
CO ₂ ⁽¹⁾	14.65	27.01
Éthane	8.18	10.31
Propane	4.45	8.22
n-Butane	1.19	2.9
Azote	0.84	0.98
H ₂ O	0.7	0.52
i-Butane	0.49	1.3
n-Pentane	0.30	0.92
i-Pentane	0.26	0.78
Hexane	0.089	0.32
Heptane	0.06	0.25
Octane	0.033	0.15
H ₂ S	0.007	0.01
Hélium	0.0	0.0
⁽¹⁾ La teneur en CO ₂ du gaz naturel brut varie d'un champ à l'autre mais dépasse rarement 10 %.		

Tableau 7.23 : exemple de composition d'un gaz naturel brut provenant d'un champ pétrolifère de la Mer du Nord
[78, Finkeldei, 2000]

Des informations supplémentaires sur le gaz naturel et sur les gaz de raffinerie sont disponibles dans le BREF Huile Minérale et Gaz de Raffinerie.

7.3.3 Rendement des installations de combustion alimentées au gaz

Le rendement des centrales électriques n'a cessé de croître au cours des dix dernières années grâce à l'optimisation du procédé et aux nouveaux développements dans le domaine des matériaux et des techniques de refroidissement, qui ont permis d'atteindre des températures à l'entrée des turbines supérieures. Dans un cycle combiné, la mise en place d'étages de pression plus nombreux et l'augmentation des températures à l'entrée de la turbine admissibles (rendue possible par la mise au point de matériaux résistants à des températures élevées) ont également engendré une augmentation du rendement du cycle vapeur. Le Tableau 7.24 fournit une vue d'ensemble des rendements centrales électriques au gaz, conçues pour la production d'électricité en base. Il convient de souligner que les valeurs de rendement indiquées s'appliquent à des turbines à gaz nouvelles et propres, à pleine charge, dans des conditions ISO et dans des condensateurs à passage unique. Dans d'autres conditions, les valeurs pourraient être plus faible, étant donné que le rendement dépend beaucoup des conditions ambiantes et du type de système de refroidissement utilisé, ainsi que du mode d'exploitation.

	Taille unitaire maximum (MW _e)	Rendements thermiques (%)
Centrale électrique classique		38 – 49
turbine à gaz à cycle simple	275	30 – 42
Moteur à allumage commandé à cycle simple et moteur dual fuel		40 – 47
Cycle combiné avec HRSG	400	46 – 58
Cycle amont et boîte vent chaud		50
Remarques : Ces données ont été obtenues en fonctionnement à pleine charge. Si la charge d'exploitation diminue, les rendements thermiques diminuent considérablement		

Tableau 7.24 : vue d'ensemble des rendements des GIC alimentée au gaz

Le rendement élevé du cycle combiné vient du fait que la turbine à gaz fournit 65 à 70% de la capacité totale et que la conversion d'énergie dans la turbine à gaz est très efficace du fait de l'utilisation de gaz relativement chauds dans la turbine.

L'augmentation du rendement de l'unité est possible du fait de l'augmentation de la température de combustion de la turbine à gaz et de l'augmentation de la température des rejets de la turbine à gaz, qui

donne lieu à une augmentation des températures de la vapeur surchauffée et permet l'utilisation de générateurs de vapeur à récupération de chaleur à pression double ou triple. Si la température des rejets est suffisamment élevée, un réchauffage de la vapeur est économiquement avantageux.

Plusieurs modifications de procédé peuvent être mises en œuvre pour améliorer le rendement thermique des turbines à gaz. La régénération par exemple peut améliorer le rendement en transférant la chaleur perdue vers l'air de refoulement du compresseur, réduisant ainsi la consommation de combustible mais pouvant en retour engendrer une certaine réduction de la puissance. La cogénération est un aménagement au sein duquel l'énergie émise par le procédé de combustion est utilisée pour produire à la fois de l'électricité et de la chaleur utile. L'électricité peut être générée en utilisant directement les gaz de combustion chauds, comme dans la turbine à gaz, ou en les utilisant pour produire de la vapeur à hautes température et pression pour faire fonctionner la turbine à vapeur, comme dans une chaudière classique. La chaleur utile est généralement fournie sous forme de vapeur. Cette vapeur peut être retirée directement ou par le biais d'un échangeur de chaleur dans le cas d'une chaudière classique ou en utilisant un générateur de vapeur à récupération de chaleur (HRSG) qui extrait l'énergie des rejets gazeux, dans le cas de la turbine de combustion. Il est important d'utiliser des combustibles de bonne qualité dans les installations à cycle combiné avec HRSG afin d'éviter des problèmes de corrosion/d'érosion. La chaleur produite peut être utilisée dans différentes applications, par exemple dans les procédés industriels, dans le chauffage urbain, etc.

Certains effets de diminution du rendement doivent être considérés pour les cycles en fonctionnement réel, tel que l'inefficacité de la compression et de la détente, la perte de pression pendant l'ajout ou le retrait de chaleur, la variation des fluides de travail de chaleur spécifique avec la température, la combustion incomplète, etc [87, Molero de Blas, 1995].

7.3.4 Emissions atmosphériques

Dans les installations de combustion alimentées au gaz, en particulier dans les turbines à gaz, la production d'émissions de NOx est principalement due à la formation de NOx thermique, qui est influencée par les paramètres suivants [32, Rentz, et al., 1999]:

- **Composition du combustible** : au fur et à mesure que la teneur en hydrogène du combustible augmente, les émissions de NOx augmentent. Une teneur supérieure en alcane dans le gaz naturel a également tendance à augmenter les émissions de NOx
- **Température de flamme** : lorsque le combustible et l'air sont brûlés selon un rapport stœchiométrique, on atteint la température de flamme la plus élevée, ce qui engendre les émissions de NOx les plus élevées
- **Temps de séjour du mélange combustible/air dans la zone de combustion** : le temps de séjour peut être réduit en utilisant un plus grand nombre de brûleurs, avec un débit d'air et de combustible constants. C'est une façon de réduire la formation de NOx, qui a été appliquée au début du développement de la turbine à gaz.
- **Conditions atmosphériques** : une augmentation de l'humidité contenue dans l'air de combustion facilite également la réduction de la formation de NOx. Ceci engendre une réduction de la température de la flamme, ce qui est comparable à l'injection d'une émulsion eau/combustible dans la chambre de combustion de la turbine à gaz.

La concentration précise de rejet de NOx à atteindre dépend du type de turbine à gaz. Cependant, il existe un conflit entre l'augmentation du rendement de la turbine à gaz et la réduction des émissions de NOx (un rendement élevé de la turbine à gaz est bien sûr également très important car il permet une réduction de la quantité de combustible nécessaire). L'augmentation du rendement de la turbine à gaz mène à l'augmentation des températures de combustion dans la turbine à gaz. Par conséquent, les mesures prises pour réduire les émissions de NOx seront moins efficaces. Cependant, les installations nouvelles à cycle combiné à rendement élevé avec chambre de combustion à bas NOx (voie sèche) permettent d'atteindre des concentrations de rejet de 20 – 50 mg/Nm³ sans utiliser de mesures de réduction des NOx « au point de rejet » (mesures secondaires).(voir Tableau 7.25). Les émissions de NOx des installations existantes ne peuvent être représentées par un seul chiffre, elles varient entre 50 et 75 mg/Nm³, même si les anciennes installations peuvent rencontrer des difficultés à rester en dessous de 75 mg/Nm³. Cependant, il convient de noter que des faibles niveaux d'émissions de NOx peuvent engendrer une augmentation des émissions de CO.

Lorsque la température augmente, le niveau des émissions de NOx augmente moins vite que le rendement de la production d'électricité. C'est la raison pour laquelle les développements techniques visant à augmenter les rendements impliquent un niveau plus élevé de NOx en mg/Nm³.

Type de turbine à gaz	Puissance (MW en conditions ISO)	Température des effluents gazeux (°C)	Volume des effluents gazeux (kg/s)	Emission de NOx (ppm) à 15% O ₂ , en conditions ISO
GE Frame 6	38,34	539	136,98	25
W 251 B12	49,1	520	171,46	9 – 25 (9 ppm depuis 1997)
ABB GTBC	52,6	517	179,17	25
Siemens V64.3	60,5	534	183,7	25
GE Frame 7EA	83,5	530	292,11	9
ABB GTI INI	83,8	505	317,06	15
Siemens V 84.2	106,7	548	346,99	9
ABB GTI In2	109,2	525	375,12	15
W 501 D5	109,8	527	361,97	9 – 25 (9 ppm depuis 1996)
GE Frame 9E	123,4	538	403,7	9 – 25 (9 ppm depuis 1996)
ABB GT 13 E	147,9	516	501,22	25
Siemens V 84.3	152	550	425,01	25
Siemens V94.2	153,6	546	498,95	9
GE Frame 7 FA	159	589	417,75	9
W 501 F	161,3	583	430,46	9 – 15 (9 ppm depuis 1995)
ABB 13E2	164,3	525	524,81	25
GE 9FA	226,5	589	601,92	9 – 25 (9 ppm depuis 1997)
Remarques : GE = General Electric Co. W = Westinghouse ABB = Asea Brown Boveri Siemens = Siemens KWU				

Tableau 7.25 : paramètres sélectionnés et niveaux d'émissions de NOx pour les nouvelles turbines à gaz [185, Smith, 1995]

Etant donné qu'aucun problème technique majeur sur les chaudières de récupération (cycle combiné, cogénération) n'a été observé avec les turbines à gaz équipées de la technologie de SCR, la SCR peut être considérée comme une technique éprouvée pour la réduction des émissions de NOx provenant des installations alimentées au gaz. Les inconvénients de la SCR – la perte de pression, et la perte associée de rendement, ainsi que les émissions éventuelles d'ammoniac – doivent être pris en compte dans l'approche intégrée de prévention de la pollution. D'après [32, Rentz, et al., 1999], on obtient des niveaux de 20 mg/Nm³ en Californie, en utilisant la SCR. Dans ce site, il est nécessaire d'obtenir des valeurs d'émissions de NOx de 20 mg/Nm³ et moins, car les conditions d'air ambiant sont très mauvaises pendant la majorité de l'année du fait de la concentration extrêmement élevée d'ozone ou des périodes continues de smog en été. Au Japon et en Europe, on peut obtenir des niveaux de 30 – 50 mg/Nm³ pour les grandes turbines à gaz (>100 MWth).

L'utilisation de systèmes bas NOx (voie sèche) dans une turbine à gaz peut permettre d'atteindre des niveaux de 9 – 42 ppmvd NO_x (15 % O₂), 9 -50 ppmvd (15 % O₂) pour le gaz. En utilisant le distillat comme combustible, et en utilisant des systèmes bas NOx (voie sèche), on peut obtenir des niveaux de 42 – 90 ppmvd NO_x (15 % O₂), 20 – 30 ppmvd (15 % O₂) [190, Davis and Black, 2000].

Le paramètre le plus importants régissant le taux de formation de NOx dans les moteurs à combustion interne est la température de combustion du gaz. Une méthode pour réduire la température de combustion est la réduction du rapport combustible/air – la même quantité spécifique de chaleur libérée par la combustion du combustible est alors utilisée pour chauffer une masse plus importante de rejets gazeux, ce qui engendre une réduction de la température maximale de combustion et des émissions de NOx. Cette mesure primaire de réduction des NOx appelée « approche mélange pauvre » est utilisée dans certains moteurs à gaz. Les moteurs à allumage commandé à mélange pauvre et dual fuel en mode gaz sont souvent équipés d'un catalyseur d'oxydation principalement pour l'élimination du CO.

Les émissions de COVNM (composés organiques volatils non méthanique) provenant des moteurs à allumage commandé à mélange pauvre et dual fuel en mode gaz dépendent de la composition du gaz naturel. Selon la législation en vigueur et la composition du gaz naturel, des techniques secondaires de réduction des émissions peuvent, dans certains cas, être nécessaires. On utilise alors un catalyseur d'oxydation pour la réduction simultanée du CO et des COVNM.

Installation	Fioul utilisé ou SO ₂	NO _x (en tant que NO ₂)* (mg/Nm ³)	Poussières moyennes (ISO 9096 ou autre méthode équivalente)	Remarques
Moteur Diesel au gaz, mode gaz	combustible principal : gaz naturel, combustible pilote : fioul lourd (2,9 wt-% S, 0,05 wt-% cendres, 9 wt-% microrésidu de carbone)	1584 – 1612	10 ... 13	Centrale électrique 120 MWe en Asie
Moteur gaz à allumage commandé	non disponible	161 – 190	non disponible	Installation 5 MWe en Europe du Nord
Moteur gaz à allumage commandé (réglage bas NO _x)	non disponible	71 – 83	non disponible	Installation 40 MWe en Amérique Consommation de combustible supérieure d'environ 3% par rapport à un moteur gaz à allumage commandé « normale »
Moteur gaz à allumage commandé		5 - 13		SCR (15 % O ₂)
Moteur dual fuel - mode gaz - Mode fioul léger	<0.05 wt-% S, <0.01 wt-% cendres	147 – 177 1531 – 1751	non disponible 6 – 27	Installation 5 MWe en Europe du Nord
* Emission de NO _x à 0°C, 101.3 kPa à 15 vol-% O ₂ , gaz sec				

Tableau 7.26 : émissions de NO_x à pleine puissance du moteur [192, TWG, 2003]

La combustion efficace des combustibles gazeux ne génère pas de particules. Cependant, les effets locaux dominent les niveaux de particules à l'entrée, qui peuvent affecter la turbine. [191, GE, 2002].

Technique de combustion	Puissance (MW _{th})	Mesures de réduction des émissions	Emissions atmosphériques (mg/Nm ³)			Remarques
			NO _x	Poussières	CO	
Chaudière à gaz	50 – 100		60 – 93	2 – 5,4	7 – 14	Toutes ces valeurs sont exprimées en mg/Nm ³ à 3 % O ₂ . Les chaudières industrielles plus petites dont la puissance est comprise entre 20 et 50 MW (th) atteindraient apparemment des limites d'émission d'environ 140 mg/m ³ à 3% oxygène, base gaz sec, 273K
		Sans mesure de réduction	300		100	
		Mesures primaires (MP)	150		100	
			150 – 200			
	100 – 300					
	>300		60 – 180			
Combustion à cycle combinée avec turbine à gaz (gaz naturel)	>50	SCONOX	<6		<1,1 mg/Nm ³ (1ppm)	Retrofit d'une unité existante de cogénération de 32 MW _e et d'une petite turbine à gaz de 5 MW _e , toutes les deux exploitées aux Etats-Unis. la technique peut être appliquée aux installations de plus de 50 MW _{th}
	50 – 100					On obtient des niveaux de NO _x de moins de 50 mg/Nm ₃
	100 – 300	MP (DLN)	18 – 41,6		0,1 – 11,3	On obtient des niveaux de NO _x de moins de 50 mg/Nm ³
		MP (injection d'eau)	80 – 200		<50	
	>300	MP (DLN)	<30		<30	Cette installation a également appliqué le système SCR, qui n'est plus exploité du fait des performances élevées de la technologie DLN
		MP (LNB à deux étapes)	47 – 73		6 – 60	
		MP/SCR	33	<1	30	<2
Turbine à gaz offshore	50 – 100		65 – 355		<8 – 668	Turbines à gaz 41,9 – 79 MW _{th} brûlant du gaz naturel brut de la Mer du Nord
Turbine à gaz alimentée au gaz naturel	50 – 100	MP (injection d'eau)	30 – 57	5 -7	<30	à 15 % O ₂
		DLN	18 – 35			à 15 % O ₂
		MP (injection d'eau)	50 – 90			à 15 % O ₂
	100 – 300					
	>300	DLN	50			

MP : mesures primaires ; DLN : chambre de combustion bas NO_x (voie sèche), SCR : réduction sélective catalytique

Tableau 7.27 : émissions atmosphériques des installations de combustion alimentées au combustible gazeux.

7.3.5 Emissions dans l'eau

L'exploitation de chaudières à gaz et de turbines à gaz entraîne la formation d'eaux usées spécifiques suivantes :

- **Eau d'épuration, de fuite et de rinçage:** l'eau d'épuration, de fuite et de rinçage est acheminée vers l'égout via le séparateur d'hydrocarbures. La quantité d'eau est généralement d'environ 0,1 m³/h. cette eau peut être contaminée par le pétrole. En cas de chasse dans les pipelines, on observe un pic de 150 m³/h. La contamination est alors principalement dues aux sédiments, pas au pétrole en général. Les compresseurs des turbines à gaz doivent être nettoyés environ quatre fois par an avec de l'eau et un détergent. Le type de détergent n'a pas encore été établi. Lorsque le détergent utilisé est biodégradable, il est évacué vers l'eau de surface. Si des métaux lourds sont présents dans l'eau, elle doit être récupérée et éliminée hors site par un prestataire autorisé
- **purge de l'eau de la chaudière :** l'eau de la chaudière qui est purgée en dehors de la chaudière pour des raisons d'entretien, sera récupérée et pourra être traitée dans un bassin de sédimentation. Après neutralisation, elle sera évacuée vers l'eau de surface. L'eau de la chaudière est constituée d'eau déminéralisée, et de produits chimiques supplémentaires. La chaudière doit être purgée une fois par an. Le sel contenu dans le circuit eau/vapeur doit être maintenu en dessous d'une valeur donnée pour prévenir les dépôts en cas d'évaporation et de tuyaux surchauffés, et pour prévenir une corrosion prématurée. Afin de maintenir le niveau de sel dans une fourchette donnée de valeurs, l'eau de la chaudière est régulièrement (si nécessaire) chassée du tambour vers le système d'eau de refroidissement. Ainsi, l'eau de purge contiendra des concentrations faibles de sel
- **Purge provenant des installations de déminéralisation:**

7.3.6 Résidus des installations de combustion et des autres installations

Résidus liquides et solides : l'exploitation des turbines à gaz et des chaudières à gaz ne produit que de faibles quantités de résidus liquides ou solides. La plupart des résidus sont produits par les activités auxiliaires comme l'entretien et le traitement de l'eau. Les déchets associées à ces activités subsidiaires comprennent des déchets métalliques, des huiles usagées, des matériaux de conditionnement, des liquides utilisés pour laver les compresseurs/turbines à gaz à grande eau, des échangeurs d'ion et du charbon actif.

Huile usagée: l'huile de contrôle de la turbine et l'huile de graissage sont changées tous les 10 ans. Elles peuvent également être changées peu de temps après la mise en service. A chaque fois, la quantité d'huile est d'environ 30 000 à 40 0000 litres par unité de 400 MWe.

Liquides de nettoyage: les liquides utiliser pour nettoyer les compresseurs et les turbines sont des détergents synthétiques dissous dans l'eau. Ces liquides sont utilisés périodiquement pour éliminer la crasse et la graisse qui se dépose sur les aubes ; le nettoyage a lieu au cours des périodes d'arrêt. Les liquides souillés en décollant doivent être évacués vers processeur autorisé.

La quantité totale de production de ces liquides est estimée à 7 m³ par unité à chaque fois que l'on procède à un nettoyage sur installation à l'arrêt (quatre fois par an).

Produits chimiques de l'eau déminéralisée: l'installation de production d'eau déminéralisée produit des déchets chimiques et des résines. Si l'on utilise une installation d'échange d'ions, les produits chimiques utilisées sont l'acide chlorique et la soude caustique. Les sels sont normalement évacués vers l'eau de surface, après neutralisation. Les résines doivent être changées tous les trois à cinq ans. La quantité de déchets de résines et de produits chimiques produits utilisés dépend du type d'installation, de la qualité de l'eau brute et de la quantité d'eau déminéralisée produite.

7.3.7 Emissions sonores

La plupart des pays de l'UE disposent de leurs propres réglementations en vigueur en matière d'émissions sonores, qui doivent être respectées.

En général, les critères de bruit s'appuient sur différents types de zones : utilisation du terrain (résidentielle, commerciale, industrielle, etc.)

Une autre pratique commune consiste en l'utilisation de quantités différentes pour le jour et la nuit, en particulier dans les cas de zones résidentielles (la nuit est généralement défini par les horaires suivants : entre 22.00 h et 7.00 h). Les zones industrielles ne disposent généralement que d'une donnée : si la centrale électriques est une installation qui fonctionne en base, les valeurs horaires de nuit (si stipulée) sont utilisées comme de base de conception.

Les exigences environnementales en matière de bruit sont définies à l'aide d'un récepteur acoustique à l'extérieur des limites du projet. Il convient également de prendre en compte le bruit de fond existant dans la définition de l'impact du bruit d'une nouvelle centrale électrique.

La détermination d'exigences acoustiques raisonnables est nécessaire pour éviter des coûts inutiles. Par exemple, si le bruit de fond de la zone industrielle est déjà de 70 dB(A), le fait de concevoir une centrale dont le niveau est de 60 dB(A) ne fera pas augmenter le niveau sonore de la zone. Pour le bruit au sein de l'installation, dans les zones où le niveau dépasse 85 dB(A), une protection acoustique doit être portée et ces zones doivent être clairement indiquées. Dans d'autres zones, où les personnes peuvent être amenées à rester plus longtemps, le niveau sonore doit pouvoir être baissé si nécessaire.

Les principales sources de bruit des centrales thermiques sont les suivantes: ventilateurs (y compris alimentations, évacuations, cheminées et enceintes), pompes, turbines, systèmes de vapeur, bâtiments (y compris les fenêtres et systèmes de ventilation), les tours de refroidissement et les transformateurs (alarmes sonores 100 Hz et séries harmoniques).

7.4 Techniques à prendre en compte pour déterminer les MTD pour la combustion de combustibles gazeux

Cette section présente les techniques prises en compte pour déterminer les MTD pour la prévention ou la réduction des émissions provenant de la combustion de combustibles gazeux et l'augmentation du rendement thermique. Elles sont toutes disponibles actuellement sur le marché. Dans cette section les techniques à prendre en compte ont été décrites de façon générale, mais pour la plupart des techniques, des descriptions détaillées sont disponibles dans le Chapitre 3, et pour certaines d'entre elles des exemples techniques sont fournis dans la Section 7.2 afin de démontrer, en détail, les performances environnementales de ces techniques appliquées en situations réelles. En principe, les techniques décrites dans le chapitre 3 s'appliquent, en grande partie, à la combustion des combustibles gazeux et doivent, généralement aussi être vu comme des techniques à prendre en compte pour déterminer les MTD.

Pour éviter toute répétition dans ce document, consulter les Système de Management Environnemental (SME) de la Section 3.15.

7.4.1 Techniques de stockage et de manipulation/manutention des combustibles gazeux et des additifs liquides

Technique	Avantage pour l'environnement	Applicabilité		Expérience d'exploitation	Effets croisés	Aspect économique	Remarques
		Nouvelles installations	Retrofit (reconversion)				
Utilisation d'une turbine de détente pour récupérer le contenu énergétique des gaz sous pression fournis par les pipelines	Utilisation plus efficace de l'énergie	Possible	Possible	Elevée	Aucun	Non disponible	
Préchauffage du gaz combustible par récupération du contenu énergétique des effluents gazeux							
Contrôles réguliers des dispositifs et des tuyaux d'alimentation en gaz	Réduction des risques d'incendie						
Surfaces étanches avec systèmes de drainage (comprenant un séparateur d'hydrocarbures pour éviter la contamination du sol et de l'eau causée par l'huile de graissage)	Prévention de la contamination du sol et des eaux souterraines	Possible	Possible	Elevée	Aucun	Coût du traitement des eaux usées	L'eau de drainage récupérée doit être traitée dans un bassin de décantation
Dans le cas de la SCR, stockage d'ammoniac sous forme d'une solution aqueuse d'ammoniac	Amélioration de la sécurité	Possible	Possible	Elevée	Moins de risque que dans le cas d'un stockage sous forme d'ammoniac liquide sous pression	Non disponible	

Tableau 7.28 : techniques de stockage et de manipulation/manutention des combustibles gazeux et additifs liquides

7.4.2 Techniques permettant d'augmenter le rendement des chaudières et des turbines alimentées au gaz

Technique	Avantage pour l'environnement	Applicabilité		Expérience d'exploitation	Effets croisés	Aspect économique	Remarques
		Nouvelles installations	Retrofit (reconversion)				
Cycle de combustion							
Cogénération	Augmentation du rendement (utilisation du combustible)	Possible	Limitée	Elevée			
Préchauffage du gaz combustible par utilisation de la chaleur perdue	Utilisation plus efficace de l'énergie	Possible	Possible	Elevée	Aucun	Non disponible	
Utilisation de matériaux avancés pour atteindre des températures d'exploitation élevées et ainsi augmenter les rendements des turbines à gaz	Augmentation du rendement	Possible	Pas possible	Pratiquée dans les installations nouvelles	Aucun	Non disponible	L'utilisation de matériaux avancés permet des pressions et des températures plus élevées
Double réchauffage	Augmentation du rendement	Possible	Pas possible	Principalement pratiquée dans les installations nouvelles	Aucun	Non disponible	
Chauffage de l'eau d'alimentation par récupération	Augmentation du rendement	Possible	Parfois possible		Aucun	Non disponible	
Contrôle informatique avancé des conditions de combustion pour réduction des émissions et amélioration des performances de la chaudière	Augmentation du rendement de la chaudière	Possible	Possible	Elevée	Aucun	Spécifique à l'installation	
Accumulation de chaleur (stockage de chaleur)		Possible	Possible			Non disponible	Augmente l'énergie produite en mode de cogénération
Préchauffage de l'air de combustion	Augmentation du rendement	Possible	Possible	Elevée	Aucun	Non disponible	En cas de température de préchauffage supérieure à 150 °C, les émissions de NOx ont tendance à augmenter
Turbines à gaz							
Contrôle informatique avancé de la turbine à gaz et des chaudières de récupération qui lui succèdent	Augmentation du rendement de la chaudière	Possible	Possible	Elevée	Aucun	Spécifique à l'installation	
Utilisation de matériaux avancés pour atteindre des températures d'exploitation élevées et ainsi augmenter les rendements des turbines à gaz	Augmentation du rendement	Possible	Pas possible	Pratiquée dans les installations nouvelles	Aucun	Non disponible	L'utilisation de matériaux avancés permet des pressions et des températures plus élevées

Tableau 7.29 : techniques permettant d'augmenter le rendement des chaudières et des turbines alimentées au gaz

7.4.3 Techniques de prévention et de réduction des émissions de NOx et de CO

Technique	Avantage pour l'environnement	Applicabilité		Expérience d'exploitation	Effets croisés	Aspect économique	Remarques
		Nouvelles installations	Retrofit (reconversion)				
		Chaudières à gaz					
Faible excès d'air	Réduction des NOx et augmentation du rendement	Possible	Possible	Elevée		Spécifique à l'installation	
Recirculation des fumées	Réduction des NOx	Possible	Possible	Elevée		Spécifique à l'installation	
Brûleurs bas NOx pour chaudières à gaz	Réduction des NOx	Possible	Possible	Elevée			Les installations plus anciennes peuvent avoir des problèmes causés par la longueur de la flamme des brûleurs bas NOx modernes
Réduction catalytique sélective (SCR)	Réduction des NOx	Possible	Possible	Elevée	Fuite d'ammoniac	Spécifique à l'installation	
		Turbines à gaz					
Injection directe de vapeur	Réduction des NOx	-	Possible	Elevée			
Injection directe d'eau	Réduction des NOx	-	Possible	Elevée		Tableau 7.2	
Chambre de combustion bas NOx (voie sèche – DLN)	Réduction des NOx	Standard	Dépend de la turbine à gaz	Elevée		Tableau 7.2	Aujourd'hui la quasi totalité des nouvelles utilisations industrielles des turbines à gaz sont équipées de systèmes bas NOx (voie sèche -DLN). Dans les cas où la conversion des anciennes turbines à gaz est possible, les coûts peuvent être très élevées et atteindre 50 % des coûts de la nouvelle turbine
Réduction catalytique sélective (SCR)	Réduction des NOx	Possible	Possible	Elevée	Chute d'ammoniac	Tableau 7.2	Dépend de la situation
Catalyseur d'oxydation de CO	Réduction (conversion) du CO en CO2	Possible	Possible	Elevée			Dépend de la situation
Combustion catalytique	Réduction des NOx	Possible	-	Non	Pas de fuite d'ammoniac	Tableau 7.2	La technologie de la chambre de combustion catalytique, très prometteuse, vient juste d'être commercialisée aux Etats-Unis. Les informations fournies par les fabricants ne sont généralement pas basées sur des installations "testées en pratique". Estimation de très faibles émissions de NOx : environ 5 – 6 mg/Nm3

Tableau 7.30 : techniques de prévention et de réduction des émissions de NOx et de CO

Technique	Avantage pour l'environnement	Applicabilité		Expérience opérationnelle	Effets croisés	Aspect économique	Remarques
		Nouvelles installations	Retrofit (reconversion)				
Réduction catalytique sélective (SCR)	Réduction des NOx	Possible	Possible	Elevée	Fuite d'ammoniac	Spécifique à l'installation	
Concept mélange pauvre	Réduction des NOx	Possible	Pas possible	Elevée			Les moteurs à allumage commandé à mélange pauvre et les moteurs dual fuel en mode gaz sont souvent équipés d'un catalyseur d'oxydation principalement utilisé pour l'élimination du CO. L'émission de COVNM provenant des moteurs à allumage commandé à mélange pauvre et des moteurs dual fuel en mode gaz dépend de la composition du gaz naturel.

Tableau 7.31 : techniques de prévention et de réduction des émissions de NOx et de CO

7.4.4 Techniques de prévention et de réduction de la pollution de l'eau

Technique	Avantage pour l'environnement	Applicabilité		Expérience opérationnelle	Effets croisés	Aspect économique	Remarques
		Nouvelles installations	Retrofit (reconversi				
Régénération des déminéraliseurs et des polissoirs à condensat							
Neutralisation et sédimentation	Réduction des quantités d'eaux usées évacuées	Possible	Possible	Elevée	Boues devant être déshydratée avant d'être éliminées	Spécifique à l'installation	
Elutriation							
Neutralisation		Seulement en fonctionnement alcalin		Elevée		Spécifique à l'installation	
Nettoyage des chaudières, turbines à gaz, préchauffeurs d'air et précipitateurs							
Neutralisation et exploitation en boucle fermée, ou remplacement par des méthodes nettoyage par voie sèche quand techniquement possible	Réduction des quantités d'eaux usées évacuées	Possible	Possible	Elevée		Spécifique à l'installation	
Eaux de ruissellement en surface							
Sédimentations ou traitement chimique et réutilisation interne	Réduction des quantités d'eaux usées évacuées	Possible	Possible	Elevée		Spécifique à l'installation	

Tableau 7.32 : techniques de prévention et de réduction de la pollution de l’eau

7.4.5 Techniques à prendre en compte pour déterminer les MTD pour les installations offshore

Technique	Avantage pour l'environnement	Applicabilité		Expérience opérationnelle	Effets croisés	Aspect économique	Remarques
		Nouvelles installations	Retrofit (reconversion)				
Cogénération	Augmentation du rendement	Possible	Limitée	Limitée			La cogénération est également applicable aux installations sur les plateformes offshore mais l'espace nécessaire doit être disponible et le poids supplémentaire doit être pris en compte
Intégration énergétique de champs multiples ou de plateformes	Meilleure utilisation des équipements de production d'énergie et donc réduction des émissions	Dépend beaucoup de l'emplacement des plateformes offshore et du champ pétrolier		Limitée		Coût d'investissement très élevé	Pour des informations supplémentaires, voir l'exemple 7.2.4.2
Optimisation des équipements consommateurs d'énergie	Réduction de la consommation énergétique donc réduction des émissions	Possible	Possible	Elevée			
Modélisation paramétrique	Optimisation de l'exploitation de la turbine et donc réduction des émissions	Possible	Possible	Elevée			
Injection directe de vapeur	Réduction des NOx	Possible	Possible				L'eau doit au moins être d'une qualité de type « eau d'alimentation de chaudière haute pression », et ces quantités et niveaux de qualité ne sont pas toujours directement disponibles dans les installations offshore
Injection directe d'eau	Réduction des NOx	Possible	Possible				
Réduction des NOx par turbine à gaz (NOxRED-GT)	Réduction des NOx	Possible	Possible				
PEMS (surveillance paramétrique des émissions)	Meilleur contrôle des émissions	Possible	Possible	Elevée			

Technique	Avantage pour l'environnement	Applicabilité		Expérience opérationnelle	Effets croisés	Aspect économique	Remarques
		Nouvelles installations	Retrofit (reconversion)				
Cycle d'injection de vapeur de Cheng	Réduction des NOx et augmentation du rendement simultanés						
Chambre de combustion à bas NOx (voie sèche) (DLN)	Réduction des NOx	Techniques standard pour les nouvelles turbines à gaz	Possible, disponible en ensemble de retrofit (reconversion), mais pas pour tous les types de turbines	La DLN n'a pas encore été appliquée très souvent aux turbines à gaz exploitées en offshore			Les techniques DLN sont plus souvent installées sur les applications à entraînement mécanique. Ceci vient du fait que 44% des turbines à gaz produisant de l'électricité exploitées en offshore sont de type « dual fuel ». Les turbines associant des caractéristiques de mélange pauvre avec des caractéristiques de combustible liquide n'ont pas encore été assez expérimentées sur le terrain pour être appliquées à de telles turbines.
Concept mélange pauvre	Réduction des NOx	Possible	Pas possible	Elevée			
Réduction catalytique sélective (SCR)	Réduction des NOx				Fuite d'ammoniac	Spécifique à l'installation	Du fait de l'encombrement et du poids de ce système, et aussi particulièrement des problèmes de sécurité et de santé engendrés par le stockage et la manipulation d'ammoniac, cette technique n'a pas été appliquée et n'est pas considérée comme viable pour les installations de combustion offshore pour le moment.
Cycle d'injection de vapeur de Cheng	Réduction des NOx et augmentation du rendement simultanés	Possible					

Tableau 7.33 : techniques à prendre en compte pour déterminer les MTD pour les installations offshore

7.5 MTD pour la combustion des combustibles gazeux

Pour une meilleure compréhension de cette section et de son contenu, le lecteur est invité à consulter la préface de ce document, en particulier la cinquième section de celle-ci : « Comment comprendre et utiliser ce document ». Les techniques et les niveaux d'émission et/ou de consommation associés ou les fourchettes de niveaux présentés dans cette section ont été évalués par le biais d'un processus itératif qui comprend les étapes suivantes :

- identification des principaux problèmes environnementaux du secteur, à savoir les émissions dans l'air et l'eau, le rendement thermique et les résidus de combustion
- examen des techniques les plus pertinentes pour répondre à ces principaux problèmes
- identification des meilleurs niveaux de performances environnementales sur la base des données disponibles dans l'Union européenne et dans le monde entier
- examen des conditions sous lesquelles ces niveaux de performances ont été obtenus, comme les coûts, les effets croisés et les facteurs impliqués dans la mise en œuvre de ces techniques
- sélection des meilleures techniques disponibles (MTD) et des niveaux d'émission et/ou de consommation associés pour ce secteur de façon générale, le tout conformément à l'Article 2(11) et à l'Annexe IV de la Directive.

Le jugement des experts du bureau européen de l'IPPC (prévention et réduction intégrée de la pollution) et du groupe de travail technique (TWG) concerné a joué un rôle clé dans chacune de ces étapes et dans la façon dont les informations sont présentées ici.

En se basant sur cette évaluation, les techniques et, autant que possible, les niveaux d'émission et de consommation associés à l'utilisation des MTD, sont présentées dans cette section et elles sont considérées comme étant appropriées au secteur dans son ensemble tout en reflétant dans de nombreux cas les performances actuelles de certaines installations du secteur. Lorsque les niveaux d'émission ou de consommation « associés aux meilleures techniques disponibles » sont présentés, cela doit s'entendre dans le sens où ces niveaux représentent les performances environnementales qui pourraient être anticipées comme résultat de l'application, dans ce secteur, des techniques décrites, en gardant à l'esprit l'équilibre entre les coûts et les avantages inhérents dans la définition des MTD. Toutefois, ces niveaux ne constituent pas des valeurs limites d'émission ou de consommation et ne doivent pas être compris comme tels. Parfois, il peut être techniquement possible d'obtenir de meilleurs niveaux d'émission ou de consommation, mais du fait des coûts impliqués ou des effets croisés, ils ne sont pas considérés comme étant appropriés comme MTD pour le secteur dans son ensemble. Cependant, de tels niveaux peuvent être considérés comme étant justifiés dans des cas plus spécifiques, lorsque le moteur de la mise en œuvre est spécifique.

Les niveaux d'émission et de consommation associés à l'utilisation des MTD doivent être regardés avec toutes les conditions de référence spécifiées (par exemple périodes de moyenne).

Le concept de « niveaux associés aux MTD » qui est décrit ci-dessus doit être distingué du terme « niveau atteignable » utilisé ailleurs dans le document. Lorsqu'un niveau est décrit comme « atteignable » par le biais d'une technique particulière ou d'une combinaison de techniques, il faut comprendre que le niveau peut être atteint sur une période de temps substantielle dans une installation ou un procédé correctement entretenu(e) et utilisé(e) et appliquant ces techniques.

Lorsqu'elles sont disponibles, les données relatives aux coûts ont été fournies avec la description des techniques présentées dans les sections précédentes. Cela donne une idée de l'importance des coûts impliqués. Toutefois, le coût réel de la mise en œuvre d'une technique dépend fortement de la situation spécifique en question, par exemple, des taxes, charges et caractéristiques techniques de l'installation concernée. Il est impossible d'évaluer entièrement ces facteurs spécifiques à chaque site dans ce document. En l'absence de données sur les coûts, des conclusions sur la viabilité économique des techniques ont été tirées des observations faites sur les installations existantes.

Il est entendu que les MTD générales de cette section sont un point de référence permettant de juger des performances actuelles d'une installation existante ou de juger la proposition d'une nouvelle installation. De cette façon, elles aideront à déterminer les conditions appropriées « basées sur les MTD » pour l'installation ou à définir les règles générales de nature contraignante de l'Article 9(8). Il est prévu que les nouvelles installations puissent être conçues pour atteindre, voire dépasser, les niveaux de MTD généraux qui sont présentés ici. On considère également que les installations existantes peuvent évoluer vers, voire dépasser, les niveaux de MTD généraux, sous réserve de l'applicabilité technique et économique des techniques dans chaque cas.

Les BREF ne fixent pas de normes juridiquement contraignantes, mais donnent des informations à l'intention des entreprises, des États membres et du public sur les niveaux d'émission et de consommation

qu'il est possible d'atteindre en utilisant les techniques spécifiées. Les valeurs limites appropriées pour chaque cas particulier devront être déterminées en tenant compte des objectifs de la directive IPPC et des considérations locales.

Pour éviter toute répétition dans ce document, reportez-vous aux MTD sur les systèmes de management environnemental (SME) au paragraphe 3.15.1.

7.5.1 Alimentation et manipulation/manutention des combustibles gazeux et additifs

Les MTD pour la prévention des dégagements liés à l'alimentation et à la manipulation/manutention des combustibles gazeux mais aussi à l'alimentation et à la manipulation/manutention des additifs comme l'ammoniac par exemple, sont résumées dans le Tableau 7.34.

Substance	Effet sur l'environnement	MTD
gaz naturel	Emissions fugitives	<ul style="list-style-type: none"> Utiliser des systèmes d'alarme et de détection des fuites de gaz naturel
	Utilisation efficace des ressources naturelles	<ul style="list-style-type: none"> utiliser les turbines de détente pour récupérer le contenu énergétique des gaz combustibles sous pression préchauffer le gaz combustible en utilisant la chaleur perdue provenant de la chaudière ou la turbine à gaz
Ammoniac pur liquéfié (si utilisé)	Risque en matière de santé et de sécurité lié à l'ammoniac	<ul style="list-style-type: none"> pour la manipulation et le stockage d'ammoniac pur liquéfié : les réservoirs sous pression pour ammoniac pur liquéfié >100 m³ devraient être à double paroi et enterrés; les réservoirs de 100 m³ et moins devraient être construits selon des procédés de recuit du point de vue de la sécurité, l'utilisation d'une solution aqueuse d'ammoniac est moins dangereuse que le stockage et la manipulation d'ammoniac pur liquéfié

Tableau 7.34 : MTD pour le stockage et la manipulation/manutention de combustibles gazeux

7.5.2 Rendement thermique des installations de combustion alimentées au gaz

Pour réduire les gaz à effet de serre, en particulier les dégagements de CO₂ provenant d'installations de combustion alimentées au gaz, comme les turbines à gaz, les moteurs à gaz et les chaudières à gaz, les meilleures options disponibles à ce jour sont des techniques et des mesures d'exploitation permettant d'augmenter le rendement thermique de l'installation. Les mesures secondaires, comme le captage et le stockage du CO₂ comme décrit dans l'Annexe 10.2 de ce document, sont encore à un stade de développement peu avancé. Ces techniques émergentes seront peut-être disponibles dans le futur mais ne peuvent pas pour l'instant être considérées comme des MTD.

Le rendement énergétique a été considéré par rapport à la consommation spécifique de chaleur (énergie d'entrée du combustible/puissance de sortie de l'installation) et le rendement énergétique de la centrale électrique, est ici l'inverse de la consommation spécifique de chaleur, c'est-à-dire le pourcentage de l'énergie produite/l'énergie d'entrée du combustible.

Pour les installations de combustion alimentées au gaz, l'utilisation de turbines à gaz à cycle combiné et de cogénération sont d'un point de vue technique les moyens les efficaces de parvenir à l'augmentation du rendement énergétique (utilisation de combustible) dans le système de fourniture d'énergie. L'association d'une installation à cycle combiné et d'une cogénération est donc considérée comme la première option MTD, par exemple lorsque la demande en chaleur locale est suffisamment importante pour garantir la construction d'un tel système. L'utilisation d'un système informatique de contrôle avancé afin d'atteindre des performances élevées de la chaudière avec une augmentation des conditions de combustion qui permettent une réduction des émissions est également considérée comme une MTD.

L'amélioration du rendement peut également être obtenu en préchauffant le gaz naturel avant qu'il n'alimente les chambres de combustion ou les brûleurs. La chaleur peut être fournie par des sources basse température, comme les gaz d'échappement du procédé de refroidissement ou d'autres procédés de régénération.

Les centrales électriques entraînées par un moteur à gaz sont adaptées pour la cogénération décentralisée mais aussi pour les applications plus importantes fonctionnant en base. Les rendements totaux associés aux MTD s'élèvent à 60 – 70 % en production de vapeur basse pression. Avec une combustion supplémentaire (par exemple lorsque la teneur en oxygène des fumées du moteur agit comme « air de combustion » principal dans le brûleur), une grande quantité de vapeur basse pression ou haute pression peut être générée de façon efficace. Pour la production d'eau chaude (avec des températures de sortie variant généralement entre 80 et 120 °C), un rendement total (utilisation du combustible) pouvant atteindre 90% en mode combustible gazeux peut être vu comme une MTD. Cependant elle dépend beaucoup de la part d'énergie de l'eau de refroidissement du moteur récupérée dans l'application. Il est bien sûr possible de produire de l'eau chaude à 200°C en utilisant l'énergie des fumées et une partie de l'énergie de refroidissement du moteur. Un autre avantage réside dans un rendement thermique élevé des moteurs (c'est à dire une faible consommation de combustible, et donc des émissions spécifiques de CO₂ faibles). Le rendement électrique MTD (aux bornes de l'alternateur) varie de 40 à 45% (selon la taille du moteur) et est calculé selon le pouvoir calorifique minimum du combustible.

Pour les installations existantes, un certain nombre de techniques de retrofit (reconversion) et de réalimentation (repowering) peuvent être appliquées pour améliorer le rendement thermique. Les mesures techniques décrites dans la Section 2.7.8 doivent être prise en compte comme une partie des options de MTD pour améliorer le rendement des installations existantes. En appliquant les techniques et les mesures répertoriées dans la Section 7.4.2 pour améliorer le rendement thermique, comme le double réchauffage et l'utilisation des matériaux haute température les plus avancés pour la turbine à gaz et la chaudière à gaz, on peut atteindre des rendements énergétiques associés à l'utilisation des MTD, comme l'indique le Tableau 7.35.

De plus, les mesures suivantes doivent aussi être prise en compte pour augmenter le rendement :

- Combustion: minimiser la perte de chaleur due aux gaz imbrûlés
- pression et température les plus élevés possibles du gaz ou de la vapeur du fluide de travail
- chute de pression la plus haute possible dans l'extrémité basse pression de la turbine à vapeur par le biais de l'utilisation de la température de l'eau de refroidissement (refroidissement par eau fraîche) la plus basse possible pour les chaudières et les installations dotées de turbine à gaz à cycle combiné
- minimiser la perte de chaleur due via les fumées (utilisation de chaleur résiduelle ou chauffage urbain)
- minimiser la quantité de chaleur perdue par le biais de la conduction et de la radiation grâce à l'isolation
- minimiser la consommation d'énergie interne en prenant les mesures appropriées, comme la scorification de l'évaporateur, un rendement supérieur de la pompe à eau d'alimentation, etc.)
- préchauffer le gaz combustible et/ou l'eau d'alimentation de la chaudière avec de la vapeur
- amélioration de la géométrie des aubes des turbines.

Le secteur industriel a donné un avis tranché sur les mesures de rendement appliquées aux installations dotées de turbines à gaz à cycle combiné, car les mesures proposés n'auront qu'un effet mineur sur l'amélioration du rendement total du cycle combiné. Il faut noter que l'amélioration du rendement de la turbine à gaz peut conduire à une diminution du rendement du cycle vapeur. Par conséquent, l'amélioration du rendement de l'ensemble du cycle sera inférieure à l'amélioration du rendement de la turbine à gaz seule. En se basant sur cette explication rationnelle, le secteur industriel estime que les mesures proposées ne devraient pas être incorporées à la version finale du BREF sur les GIC

Type d'installation	RendementElectrique(%)		Rendement énergétique (%)	Remarques
	Nouvelles installations	Installations existantes	Installations nouvelles et existantes	
Turbine à gaz				
Turbine à gaz	36 – 40	32 – 35	-	
Moteur à gaz				
Moteur à gaz	38 – 45		-	
Moteur à gaz avec HRSG en mode cogénération	>38	>35	75 – 85	La large gamme de rendement énergétique dans les installations de cogénération dépend beaucoup de la situation spécifique et de la demande locale en électricité et en chaleur
Chaudière à gaz				
Chaudière à gaz	40 – 42	38 – 40		
Turbine à gaz à cycle combiné				
Cycle combiné avec ou sans HRSG pour production d'électricité seulement	54 – 58	50 – 54	-	
Cycle combiné sans HRSG en mode cogénération	<38	<35	75 – 85	La large gamme de rendement énergétique et électrique dans les installations de cogénération dépend beaucoup de la demande locale en électricité et en chaleur. En exploitant la turbine à gaz à cycle combiné en mode cogénération, le rendement énergétique inclut le rendement électrique, ces 2 chiffres devant toujours être pris en compte ensemble pour obtenir le meilleur rendement exergétique global.
Cycle combiné avec HRSG en mode cogénération	<40	<35	75 – 85	

Tableau 7.35 : rendement des installations de combustion alimentées au gaz, associé à l'utilisation des MTD (basé sur des conditions ISO)

Il convient de garder à l'esprit que ces niveaux de MTD ne peuvent pas être atteints dans toutes les conditions d'exploitation. Le rendement énergétique maximum est obtenu au point de conception de l'installation. Les rendements énergétiques réels au cours de la période d'exploitation des installations peuvent également être inférieurs du fait de changements, comme par exemple des changements de la charge au cours de l'exploitation, de la qualité du combustible, etc. le rendement énergétique dépend également du système de refroidissement de l'installation, et de la consommation d'énergie du système d'épuration des fumées. Il convient également de reconnaître que les systèmes de turbines à gaz à rendement élevé peuvent engendrer des problèmes de vibration par exemple ou d'augmentation à court terme des émissions de NOx.

7.5.3 Emissions de poussières et SO₂ provenant des installations de combustion alimentées au gaz

Les émissions de poussières et de SO₂ provenant des installations de combustion utilisant le gaz naturel comme combustible sont très faibles. Les niveaux d'émissions de poussières liées à l'utilisation du gaz naturel comme combustible sont généralement inférieures à 5 mg/Nm³ et les émissions de SO₂

inférieures à 10 mg/Nm^3 (15 % O₂), sans qu'aucune autre mesure technique additionnelle ne soit appliquée.

Si d'autres gaz industriels, comme les gaz de raffinerie et les gaz de hauts fourneaux sont utilisés comme combustibles, il est nécessaire d'appliquer des mesures de prétraitement d'épuration du gaz (par exemple les filtres à manches) considérées comme MTD afin de réduire la teneur en poussières et la quantité de SO₂ des fumées, qui pourraient dans le cas contraire endommager les turbines à gaz ou les moteurs à gaz. Comme indiqué dans le BREF Raffinerie, la MTD doit limiter la teneur en H₂S des gaz de raffinerie à 20 – 150 mg/Nm³ pour obtenir une émission de 5 – 20 mg de SO₂/Nm³. Ces gaz ne créent pas d'émissions de particules. Dans le cas des raffineries de gaz naturel, consulter également le BREF Huile minérale et Raffinerie de gaz.

7.5.4 Emissions de NO_x et de CO provenant des installations de combustion alimentées au gaz

En général, la réduction des oxydes d'azote (NO_x) est considérée comme une MTD pour les turbines à gaz, les moteurs à gaz les chaudières à gaz. Les composés azotés présentant un intérêt sont l'oxyde d'azote (NO) et le dioxyde d'azote (NO₂), que l'on désigne de façon collective par l'abréviation NO_x.

Les brûleurs bas NO_x (voie sèche, DLN) sont considérés comme la MTD pour les nouvelles turbines à gaz. La plupart des turbines à gaz existantes peuvent être converties pour utiliser la technique des brûleurs bas NO_x (voie sèche, DLN), mais parfois, l'utilisation d'injection d'eau et de vapeur peut être une meilleure solution. Ceci doit être décidé au cas par cas.

Plusieurs turbines à gaz et moteurs à gaz exploités en Europe, au Japon et aux Etats-Unis ont également appliqué la SCR pour réduire les émissions de NO_x. En plus de la technique des brûleurs bas NO_x à prémélange (voie sèche, DLN) et de l'injection d'eau ou de vapeur, la SCR est également considérée comme faisant partie des conclusions des MTD. Pour les nouvelles turbines à gaz, les brûleurs DLN peuvent être vu comme la technique standard et l'application d'un système additionnel de SCR n'est généralement pas nécessaire. Pour une réduction plus importante des NO_x, la SCR peut être envisagée, lorsque les normes locales de qualité de l'air exigent une réduction supérieure des émissions de NO_x comparées aux niveaux fournis par le Tableau 7.37 (par exemple pour une exploitation dans des zones urbaines à forte densité de population). Les données fournies par le Tableau 7.37 ne prennent pas en compte les machines de secours.

L'injection d'eau et de vapeur ou la conversion à la technique MTD sont considérées comme les MTD pour les turbines à gaz existantes. Les turbines à gaz dont la conception de combustion n'a pas été changée mais avec des températures en entrée supérieures, présentent des rendements supérieurs et des valeurs de NO_x supérieures. Dans ce contexte, il convient de noter que même dans le cas d'un rendement plus élevé, les émissions de NO_x spécifiques par kWh restent toujours plus faibles.

Le retrofit (reconversion) de SCR est techniquement réalisable, mais n'est pas bon marché pour les installations existantes dotées de turbine à gaz à cycle combiné si l'espace nécessaire dans le HRSG n'a pas été prévu dans le projet initial et n'est donc pas disponible.

Le secteur industriel a une vision tranchée sur le sujet et indique que dans le cas de cycles combinés, le HRSG doit être modifié, ce qui signifie qu'il doit être démonté et rétrofitté pour permettre l'incorporation de la SCR. Ceci augmente les investissements déjà élevés de la SCR. De plus, les coûts d'exploitation et d'entretien d'une SCR sont relativement élevés, par conséquent, la SCR n'est pas rentable pour les cycles combinés existants. Le secteur industriel a également déclaré que, dans les cas des turbines à gaz à cycle simple, la SCR n'est pas rentable car a) les gaz doivent être refroidis. Ceci exige l'installation d'un refroidisseur supplémentaire pour réduire la température des gaz à un niveau permettant à la SCR de fonctionner. Ce refroidisseur va augmenter les coûts déjà élevés d'investissement et d'exploitation, et b) les turbines à gaz à cycle simple exploitées en Europe sont des installations fonctionnant en pointe seulement en secours. Les coûts d'investissement, d'exploitation et d'entretien élevés rendent la mise en place de la SCR dans une turbine à gaz économiquement non viable.

Pour les installations à moteur stationnaire à gaz, l'approche du mélange pauvre est analogue en terme de MTD à la technique des brûleurs bas NO_x (voie sèche) utilisée dans les turbines à gaz. Il s'agit d'une méthode intégrée qui ne nécessite pas d'alimentation supplémentaire du site en réactif ou en eau pour la réduction des NO_x. Etant donné que les moteurs à gaz sont parfois équipés de la SCR, ces techniques peuvent également être considérées comme une partie des MTD. Pour réduire les émissions de CO, la MTD est l'application de catalyseurs d'oxydation, dont les niveaux d'émissions associés sont fournis

dans le Tableau 7.36. Dans le cas où d'autres combustibles gazeux sont brûlés, comme par exemple des biogaz ou des gaz de décharge, l'émission de CO peut augmenter du fait du combustible spécifique utilisé.

Les émissions de COVNM provenant de moteurs à allumage commandé à gaz à mélange pauvre ou de moteurs dual fuel en mode gaz dépendent de la composition du gaz naturel. Des techniques secondaires de réduction des émissions de COVNM peuvent être nécessaires dans certains cas et l'on peut utiliser des catalyseurs d'oxydation pour la réduction simultanée du CO et de COVNM. Pour un moteur à gaz équipé d'un catalyseur d'oxydation, la MTD est le maintien des valeurs d'émissions de CO en dessous de 100 mg/Nm³ (15 % O₂) et les valeurs d'émissions de formaldéhyde en dessous de 23 mg/Nm³ (15 % O₂).

La MTD pour la minimisation des émissions de CO est la combustion complète, qui va de paire avec une bonne conception du foyer, l'utilisation de techniques de suivi des performances et de contrôle du procédé à haute performance, ainsi que l'entretien du système de combustion. Outre des conditions de combustion appropriées, un système correctement optimisé de réduction des émissions de NO_x permettra également de maintenir les niveaux d'émissions de CO en dessous de 100 mg/Nm³. De plus, l'application d'un catalyseur d'oxydation du CO peut être vu comme MTD lors d'un fonctionnement en zones urbaines à forte densité de population.

Les conclusions MTD pour la prévention et la réduction des émissions de NO_x et de CO et des niveaux d'émissions associés sont résumées dans les Tableau 7.36 et Tableau 7.37. Les fumées provenant des turbines à gaz et des moteurs à gaz contiennent en général entre 11 – 16 vol-% d'O₂ et par conséquent, les niveaux d'émissions associés à l'utilisation des MTD pour les turbines et les moteurs s'appuient sur un niveau d'O₂ de 15 vol-%, dans des conditions normales comme point de référence. Pour les chaudières à gaz, un niveau d'O₂ de 3 vol-% est généralement utilisé comme niveau de référence. Les niveaux d'émissions associés aux MTD sont basés sur une moyenne journalière, dans des conditions normales et représentent une situation de charge classique. Pour les pointes de charge, les périodes de démarrage et d'arrêt ainsi que pour les problèmes de fonctionnement des systèmes d'épuration des fumées, des pics de valeurs sur de courtes périodes, qui pourraient être supérieures, sont à prendre en considération..

Type d'installation	Niveau d'émissions associé à la MTD (mg/Nm3)		Niveau d'O2 (%)	Option MTD pour atteindre ces niveaux	Contrôle
	NOx	CO			
Turbines à gaz					
Nouvelles turbines à gaz	20 -50	5 – 100	15	Brûleurs bas NOx à prémélange (voie sèche) (équipement standard pour les nouvelles turbines à gaz) ou SCR	Continu
DLN pour turbines à gaz existantes	20 -75	5 -100	15	Brûleurs bas NOx à prémélange (voie sèche) comme ensemble de retrofit (reconversion) si disponible	Continu
Turbines à gaz existantes	50 – 90(1)	30 - 100	15	Injection d'eau ou de vapeur ou SCR	Continu
Moteurs à gaz					
Nouveaux moteurs à gaz	20 – 75(2)	30 – 100(3)	15	Concept mélange pauvre, réglage bas NOx et catalyseur d'oxydation pour CO ou SCR et catalyseur d'oxydation pour CO	Continu (4)
Nouveaux moteurs à gaz avec HRSG en mode cogénération	20 – 75(2)	30 – 100(3)	15	Concept mélange pauvre, réglage bas NOx et catalyseur d'oxydation pour CO ou SCR et catalyseur d'oxydation pour CO	Continu (4)
Moteurs à gaz existants	20 – 100 (2)	30 – 100(3)	15	Réglage bas NOx	Continu (4)
1	Le secteur industriel et un Etat Membre ont déclaré que la quantité d'eau ou de vapeur pouvant être injectée dans une turbine à gaz existante était limitée. L'injection de grandes quantités d'eau ou de vapeur peut endommager les composants de la turbine à gaz. Par conséquent, ils affirment qu'il convient de remplacer la fourchette indiquée par la fourchette suivante 80 – 120 mg/Nm ³ .				
2	Le secteur industriel soutient que ces fourchette ne correspondent pas à l'approche MTD. La raison invoquée est que la fourchette donnée comme MTD est la même que celle fournie par l'approche américaine LAER (lowest achievable emission rate : taux d'émission le plus bas possible). Le secteur industriel propose une approche environnementale régie par la qualité et qui prendrait en compte les zones environnantes (urbains/autres zones). Ceci signifie que les petites installations situées en zone rurale devraient présenter des niveaux plus faibles de MTD que les grandes installations situées en zone urbaine. Le secteur industriel affirme que des niveaux de 190 mg/Nm3 (15 % O2) en mode gaz représentent une valeur globale optimale pour les émissions, en prenant en compte la consommation de combustible la plus faible possible et les émissions gazeuses imbrûlées de CO, de COV, etc. les plus faibles possibles pour les moteurs à allumage commandé et les moteur dual fuel en mode gaz.				
3	Le secteur industriel indique que pour des raisons techniques (impact de la composition du combustible), le CO devrait présenter un niveau de 110 – 380 mg/Nm3 (15 % O2) afin de correspondre à la MTD.				
2 3	Un autre représentant du secteur industriel affirme que les fourchette données devraient être remplacées par les suivantes : 90 – 190 mg/Nm3 100 mg/Nm3 car les niveaux d'émissions associés aux MTD pour les moteurs à gaz sont uniquement applicables à la combustion du gaz naturel et pas à celle de gaz renouvelables comme les gaz de décharge, les biogaz ou les gaz de purification. De plus, le secteur industriel affirme que de tels niveaux créeraient des désavantages en matière de compétitivité sur le marché pour les gaz concernés.				
4	Un Représentant du secteur industriel a proposé de passer au contrôle discontinu car le contrôle continu des émissions du moteur n'est pas une pratique commune pour les moteurs stationnaires à combustion interne.				

Tableau 7.36 : MTD pour la réduction des émissions de NO_x et de CO provenant des installations de combustion alimentées au gaz

Type d'installation	Niveau d'émissions associé à la MTD (mg/Nm³)		Niveau d'O₂ (%)	Option MTD pour atteindre ces niveaux	Contrôle
	NO _x	CO			
Chaudières à gaz					
Nouvelles chaudières à gaz	50 – 100 ₍₁₎	30 – 100	3	Brûleurs bas NO _x ou SCR ou SNCR	Continu
Chaudières à gaz existantes	50 – 100 ₍₂₎	30 – 100	3	Brûleurs bas NO _x ou SCR ou SNCR	Continu
Turbine à gaz à cycle combiné					
Nouvelle turbine à gaz à cycle combiné sans HRSG	20 – 50	5 – 100	15	Brûleurs bas NO _x à prémélange (voie sèche) ou SCR	Continu
Turbine à gaz à cycle combiné existante sans HRSG	20 – 90 ₍₃₎	5 – 100 ₍₅₎	15	Brûleurs bas NO _x à prémélange (voie sèche) ou injection d'eau et de vapeur ou SCR si l'espace nécessaire a été prévu dans le HRSG	Continu
Nouvelle turbine à gaz à cycle combiné avec HRSG	20 - 50	30 – 100	Spécifique à l'installation	Brûleurs bas NO _x à prémélange (voie sèche) et brûleurs bas NO _x pour la partie chaudière ou SCR ou SNCR	Continu
Turbine à gaz à cycle combiné existante avec HRSG	20 – 90 ₍₄₎	30 – 100 (5)	Spécifique à l'installation	Brûleurs bas NO _x à prémélange (voie sèche) ou injection d'eau et de vapeur et brûleurs bas NO _x pour la partie chaudière ou SCR si l'espace nécessaire a été prévue dans le HRSG ou SNCR	Continu
1,2 3	Le secteur industriel affirme que les fourchettes données devraient être remplacées par les suivantes : Limite supérieure à 120 mg/Nm³ 80 – 120 mg/Nm³ Car les chaudières à gaz dépendent de la température de combustion, du type de brûleurs, de la taille de la chaudière, des surfaces chauffantes, de la température de l'air et du facteur de charge de la centrale. Dans le cas où la chaudière est équipée d'un recyclage des fumées, il est possible de réduire les émissions de NO _x à un niveau de 100 mg/Nm³. Cependant, retrofitter une chaudière existante avec un recyclage des fumées implique des coûts d'investissement élevés (non rentables)				
2	Un Etat Membre a proposé que, pour les chaudières à gaz existantes, qui ont récemment été converties pour passer du fioul lourd au gaz naturel, après modification complète grâce à des mesures primaires de réduction des NO _x (recirculation des fumées, étagement du combustible et de l'air), les niveaux d'émissions MTD atteignables devraient être modifiés et être de 10 à 150 mg/Nm³.				
4	Le secteur industriel a indiqué que, du fait des grands brûleurs utilisés placés sur les parois et utilisés pour la combustion supplémentaire du HRSG, les émissions de NO _x de la turbine à gaz pourraient augmenter de 10 – 20 mg/Nm³. cette augmentation est due aux températures locales élevées de ces brûleurs à conduction. Par conséquent, le niveau associé aux MTD dans le cas d'une combustion supplémentaire devrait être de 80 – 140 mg/Nm³.				
3,4	Un Etat Membre a indiqué que les niveaux supérieurs de MTD pour les installations à turbine à gaz à cycle combiné > 50 MW ne peuvent pas dépasser 80 mg/Nm³ et pour les installations de plus de 200 MW, le niveau supérieur de MTD devrait être en inférieur à 35 mg/Nm³ car ces niveaux ont déjà été fixés comme VLE par l'Etat Membre en question.				
5	Un Etat Membre a indiqué que les niveaux supérieurs de CO pour les installations à turbine à gaz à cycle combiné				

de combustion alimentées au gaz

Pour les gaz de raffinerie, consulter le BREF Raffinerie Huiles et Gaz Minéraux. Pour les raffineries de gaz naturel, consulter également le BREF Raffinerie Huiles et Gaz Minéraux.

7.5.4.1 Pollution de l'eau

Plusieurs flux d'eaux usées (voir Chapitre 1) sont générés par les installations de combustion alimentées au gaz. Pour réduire les émissions dans l'eau et éviter la pollution de l'eau, toutes les mesures présentées dans la Section 7.4.4 sont considérées comme des MTD.

Il est impossible d'éviter que de petites quantités d'eau (de nettoyage) soient parfois contaminées par des hydrocarbures au sein d'une centrale. Les puits de séparation des hydrocarbures suffisent généralement à éviter tout dommage environnemental.

Les autres techniques décrites pour le traitement des eaux usées dans le Chapitre 3 sont aussi considérées comme des MTD pour ce secteur.

7.5.4.2 Résidus de combustion

Une attention a déjà été prêté par le secteur à l'utilisation des résidus et des sous-produits de combustion plutôt que de les évacuer dans des décharges. Leur utilisation et leur réutilisation sont donc les meilleures options disponibles.

7.5.5 MTD pour les installations de combustion exploitées sur des plateformes offshore

Les conclusions sur les MTD pour le secteur offshore ont pris en compte le fait que les installations de combustion exploitées en offshore sont utilisées au sein d'un environnement plus complexe et potentiellement plus dangereux qu'au sein des centrales sur terre (onshore). De plus, les prix de l'espace et du poids sont majorés, ce qui engendre une densité d'équipements bien supérieure à celle d'une installation classique sur terre. De plus, on évite généralement toute complexité injustifiée dans les installations offshore du fait des facteurs de poids, d'espace, de sécurité et d'exploitabilité. Par conséquent, les techniques comme l'injection d'eau et de vapeur, qui exigent une installation de traitement de l'eau de haute qualité, ou l'installation d'une SCR avec stockage supplémentaire d'ammoniac, n'ont pas été considérées comme des MTD pour la réduction des émissions de NOx au sein des installations offshore.

En général, pour les nouvelles turbines à gaz exploitées sur des plateformes offshore, la réduction des oxydes d'azote (NOx) par utilisation de mesures primaires comme les brûleurs bas NOx à prémélange (voie sèche, DLN) est considérée comme MTD, si cette technique est disponible. Le niveau d'émission de NOx associé en cas d'utilisation des brûleurs à prémélange bas NOx (voie sèche, DLN) pour les turbines à gaz est inférieur à 50 mg/Nm³. Etant donné que la stabilité de la flamme doit être maintenue, quelles que soient les conditions d'exploitation, le fait de maintenir une combustion étagée à taux faibles, comme lors de la mise en marche ou en cas d'exploitation à charge partielle, n'est pas très adapté. La formation de NOx n'est pas réduite au cours de ces périodes : leur fréquence et leur durée doivent donc être minimisées.

Le retrofit (reconversion) des turbines à gaz existantes offshore est beaucoup plus coûteux que dans les installations sur terre du fait des coûts de travaux de modification. Le retrofit (reconversion) en technologie DLN de turbines à gaz existantes offshore est limité par les coûts plus élevés et par l'espace restreint dans le bloc de turbine laissé pour les nouveaux manifolds à combustible ou chambres de combustion. Pour les turbines aérodérivatives, souvent utilisées en offshore, le retrofit (reconversion) en technologie DLN est généralement beaucoup plus complexe que pour les turbines industrielles. La section entière de combustion doit être remplacée, et le diamètre extérieur de section de combustion DLN étant plus important, l'axe de la turbine à gaz est déplacé. L'applicabilité du retrofit (reconversion) de la technologie DLN diffère donc d'une plate-forme à une autre selon le type de la turbine, sa complexité, son ancienneté, etc. Le niveau de MTD pour les installations existantes doit être déterminé au cas par cas.

Pour réduire l'impact sur l'environnement des turbines à gaz offshore, les mesures suivantes font partie des conclusions de MTD :

- Pour les nouvelles installations, sélectionner les turbines qui peuvent atteindre un rendement thermique élevé et un spectre d'émission faible
- Utiliser des turbines dual fuel seulement là où l'exploitation l'exige
- Minimiser la « réserve tournante »
- Assurer une alimentation en gaz combustible à partir du point le mieux placé dans le procédé fioul et gaz, qui offre une plage minimum de paramètres de combustion de gaz combustible, comme par exemple le pouvoir calorifique, etc.
- Assurer une alimentation en gaz combustible à partir du point le mieux placé dans le procédé fioul et gaz, qui offre des concentrations minimums de composés soufrés – pour minimiser la formation de SO₂.

- Exploiter des ensembles multiples de générateurs et de compresseurs aux points de charge qui minimisent la pollution
- Optimiser les programmes d'entretien et de rénovation
- Optimiser et entretenir les systèmes d'entrées et de sorties des flux afin de réduire au maximum les pertes de pression
- Optimiser le procédé afin de minimiser les exigences de puissance mécanique et la pollution
- Utilisation de la chaleur dégagée par la turbine à gaz pour des applications de chauffage sur la plate-forme.

Les moteurs « diesel » modernes sont disponibles avec une injection haute pression de combustible, contrôlée électroniquement. De plus, des chambres de combustion et des aérodynamiques optimisées ont été mises au point. Cette technologie peut permettre d'augmenter les économies de combustible, réduire les émissions de NOx et d'autres émissions gazeuses et réduire la fumée, en particulier lors de l'accélération et de la mise en marche. Lorsque ces technologies sont disponibles, elles représentent des MTD pour la minimisation des émissions de SO2 et de NOx par exemple.

Pour réduire l'impact sur l'environnement des moteurs offshore, les mesures suivantes font partie des conclusions de MTD :

- Pour les nouvelles installations, sélectionner des moteurs diesels qui peuvent atteindre un rendement thermique élevé et un spectre d'émission faible
- Lorsque le gaz du procédé est utilisé comme combustible, assurer une alimentation à partir du point le mieux placé dans le procédé, qui offre des émissions minimums, par exemple de SO2. Pour les combustibles de distillat liquides, on préférera les types à bas soufre
- pour les moteurs diesels plus importants, en envisageant une alimentation au gaz avec une injection pilote
- Optimiser le calage de l'injection
- Optimiser les ensembles multiples de générateurs et de compresseurs aux points de charge qui minimisent la pollution
- Optimiser les programmes d'entretien et de rénovation.

Les brûleurs bas NOx sont disponibles pour de nombreux systèmes de chauffage, chaudières et fours alimentés au gaz. Ils représentent une MTD pour la minimisation des NOx, même si les effets et les compensations avec la consommation de combustible doivent être évalués.

Les autres mesures permettant d'augmenter le rendement énergétique des installations offshore et ainsi de réduire les émissions par unité d'énergie utilisée, comme l'application d'installations de cogénération, font partie des conclusions de MTD. Les techniques assistant l'utilisation optimisée de l'équipement, comme celles basées sur les approches de contrôle d'exploitation sont considérées comme des MTD. Dans ce cas, la turbine à gaz est « baselined » et un logiciel de prédiction est utilisé pour calculer les émissions. Ce logiciel peut également être utilisé pour indiquer au personnel d'exploitation offshore les points d'exploitation optimaux pour les installations à turbine unique ou à turbines multiples. Ces systèmes n'éliminent pas la nécessité de vérifications de la conformité des émissions, mais peuvent aider le personnel à exploiter le système global de combustion de façon plus efficace.

D'autres techniques, comme le PEMS (système de contrôle paramétrique des émissions) sont considérées comme MTD pour les installations de combustion nouvelles et existantes exploitées en offshore. Le système offre des solutions rentables pour le contrôle et le calcul prévisionnel des émissions. De plus, il peut être utilisé pour optimiser les procédés de combustion et le programme d'entretien des turbines à gaz.

L'intégration énergétique de champs multiples est considérée comme une MTD, et lorsqu'elle est applicable, la décision de l'appliquer doit être faite au cas par cas pour chaque plate-forme et chaque champ.

7.6 Techniques émergentes de combustion de combustibles gazeux

7.6.1 Combustion catalytique

La combustion catalytique est une technologie qui permet de brûler un combustible sans flamme. Ce procédé dégage la même quantité d'énergie que les systèmes de combustion à flamme, mais avec des pics

de température moins élevés. Cette température plus faible, et c'est important, est en dessous du seuil auquel les NOx se forment. La combustion catalytique est obtenue par combustion sur une surface catalytique à base de palladium. Etant donné que la plage de température au sein de laquelle le catalyseur est actif est dotée d'une limite inférieure (pas assez d'activité) et d'une limite supérieure (dégradation), le procédé de combustion se décompose en trois étapes :

- **Pré-combustion**: un pré-brûleur intégré augmente la température du mélange entrant de gaz/air jusqu'à la valeur à laquelle le catalyseur est activé. Ceci s'applique principalement en situation de faible charge. Généralement, seule une faible portion du combustible est utilisée dans le pré-brûleur.
- **Combustion catalytique** : la combustion catalytique a lieu à des températures relativement faibles, inhibant ainsi la formation de NOx. Tout le combustible n'est pas brûlé dans cette étape, car ceci augmenterait trop la température du catalyseur, ce qui engendrerait sa dégradation.
- **Combustion homogène** : le reste du combustible est brûlé dans des conditions de mélange pauvre. Aucune instabilité de flamme n'est observée, car la température d'entrée de cette zone est déjà relativement élevée à cause de la combustion catalytique déjà réalisée en amont.

La technologie des chambres de combustion catalytique, très prometteuse, vient juste d'entrer en service aux Etats-Unis. Les informations fournies par le fabricant sont généralement basées sur des installations "testées en pratique". La combustion catalytique n'a été présentée que sous forme d'installations pilotes sur une turbine à gaz de 1,5 MWe. Des projets d'application sur une turbine à gaz de 170 MWe sont en train d'être développés. On prévoit des résultats en matière de niveaux de NOx de moins de 10 mg/Nm³ grâce à l'utilisation de cette technique.

7.6.2 Refroidissement par vapeur

Une des autres avancées appliquées aux turbines à gaz est le développement du refroidissement par vapeur, en remplacement du refroidissement par air. En règle générale, l'air extrait du compresseur de la turbine à gaz est utilisé pour le refroidissement de l'arbre et des aubes de la turbine. La quantité d'air de refroidissement s'élève à 20 – 25% du débit d'air du compresseur. L'air extrait n'est pas disponible pour le procédé de combustion, et perd également de la pression lors de son passage dans les étroites boîtes de distribution des aubes de la turbine, ce qui provoque des pertes de rendement dans le procédé de la turbine à gaz. En utilisant la vapeur plutôt que l'air comprimé, on élimine ces désagréments. Le refroidissement par vapeur est plus efficace que le refroidissement par air.

Dans les turbines décrites ci-dessus, un système fermé de refroidissement par vapeur est appliqué. La vapeur refroidit les composants chauds comme les aubes de la turbine, les ailettes et les raccords de réduction. La vapeur utilisée n'est pas mélangée avec le flux gazeux principal dans la turbine à gaz (comme dans le système ouvert), mais ramenée vers le système de vapeur, où elle peut être détendue comme vapeur de réchauffe à travers la turbine à vapeur. La vapeur de refroidissement est extraite de la section de rejet de la turbine à vapeur haute pression. La vapeur est réchauffée jusqu'à atteindre la température de réchauffe, puis elle est mélangée avec la vapeur réchauffée provenant du générateur de vapeur à récupération de chaleur (HRSG) et menée vers la section de pression intermédiaire de la turbine à vapeur pour y être de nouveau détendue. La vapeur de refroidissement n'affecte pas le flux principal à l'intérieur de la turbine à gaz et, en principe, n'entraîne pas de consommation d'eau.

En utilisant la vapeur de refroidissement, on augmente la température d'entrée de la turbine sans provoquer d'augmentation significative de la température de combustion. Par conséquent, on obtient un rendement supérieur sans augmenter les émissions de NOx. Le fait d'utiliser le refroidissement par vapeur plutôt que par air réduit fortement le soutirage d'air du compresseur, l'air comprimé et donc la consommation énergétique du compresseur. Ceci entraîne également une augmentation du rendement de la turbine à gaz.

Grâce à cette nouvelle technologie de refroidissement, on peut obtenir une amélioration du rendement du cycle combiné de 2 points de pourcentage et un rendement de 60%.

7.6.3 Potentiels de développements futurs

Voici quelques unes des futures avancées potentielles importantes :

- Amélioration des matériaux et du refroidissement pour atteindre des températures d'entrée de turbine de 1 500°C pour les turbines à gaz à cadre et de 1 700°C pour les turbines à gaz aérodérivatives

- Réduction de la quantité d'air comprimé utilisée comme moyen de refroidissement
- Refroidissement des aubes par flux externe de refroidissement (eau ou vapeur)
- Dans le futur, utilisation générale d'aubes à structure mono-cristalline
- Amélioration du profil de température à l'entrée de la turbine. En l'absence de points chauds, la température générale peut être réglée juste en dessous de la limite de température donnée par les matériaux [58, Eurelectric, 2001].

7.6.4 Options de récupération

Il existe plusieurs options permettant de récupérer la chaleur des gaz d'échappement dans le procédé de la turbine à gaz. Cette section décrit certaines d'entre elles.

7.6.4.1 Turbine à gaz à récupération à refroidissement intermédiaire

Une grande partie de l'énergie générée par la turbine est utilisée pour faire fonctionner le compresseur. Il est possible d'améliorer le rendement de la turbine à gaz en réduisant le travail du compresseur par refroidissement du flux d'air passant dans le compresseur. L'énergie du compresseur est proportionnelle au débit volumique. En théorie, le refroidissement après chaque étape du compresseur permet une réduction maximum du travail du compresseur, même si en pratique, seul un nombre restreint d'étapes de refroidissement est réalisable.

Si la température des rejets gazeux de la turbine à gaz est supérieure à la température de sortie du compresseur, il est possible de transférer une partie de la chaleur des rejets gazeux vers l'air de sortie du compresseur. Ceci permet d'améliorer le rendement de la turbine à gaz car la quantité de combustible nécessaire pour chauffer le gaz à la température désirée d'entrée de la turbine à gaz est moindre. Ce type de récupération peut surtout être utilisée pour les turbines à gaz présentant un rapport de compression modéré ou pour les turbines à gaz dotées de compresseur à refroidissement intermédiaire.

Les conceptions incluant l'application du refroidissement intermédiaire du compresseur et la récupération telle que nous venons de la décrire permettent d'atteindre un rendement de 54%, calculé à une température d'entrée de turbine de 1 200°C [58, Eurelectric, 2001].

7.6.4.2 Cycle HAT

Dans le cycle turbine à air humidifié (HAT, humidified air turbine), l'humidification de l'air comprimé après le compresseur d'air permet de réduire la température de l'air comprimé. Dans le cycle HAT, on sature tout l'air avec de la vapeur d'eau en utilisant la chaleur perdue par le compresseur à refroidissement intermédiaire et par les rejets de la turbine à gaz. Avec ce cycle, une quantité plus élevée de chaleur régénérée par les rejets gazeux peut être utilisée avec les procédés de récupération par échangeur d'air. La difficulté que présente ce cycle est que les turbines à gaz standards ne peuvent être utilisées pour ce procédé, car le débit massique traversant la turbine est trop accrue par la saturation en eau de tout l'air du compresseur. La teneur élevée en vapeur d'eau dans l'air de combustion peut également créer des problèmes sur les brûleurs. Cependant, dans ce procédé, un rapport de compresseur inférieur engendre un rendement supérieur. Il est possible d'obtenir un rendement d'environ 53% pour une température d'entrée de turbine de 1 200°C [58, Eurelectric, 2001].

7.6.4.3 Procédé TOPHAT

Dans ce procédé, l'air est humidifié à l'entrée du compresseur par injection d'eau. En théorie, il est également possible de procéder à l'injection après chaque étage du compresseur. Ceci permet une augmentation du rendement de la turbine à gaz pouvant atteindre 55%, pour une température d'entrée de la turbine de 1 200°C, ce qui correspond à la valeur la plus élevée de rendement parmi tous les cycles décrits. Il est possible d'améliorer encore le cycle TOPTAH en injectant de l'eau entre les différents étages du compresseur. Dans ce cas-là, l'eau doit être chauffée et pressurisée. Pour le chauffage de l'eau d'injection, on utilise la chaleur des rejets gazeux [58, Eurelectric, 2001].

7.6.4.4 Cycle CHAT

Le cycle CHAT (Cascade Humidified Advanced Turbine = CHAT) utilise une turbine à gaz basse pression et haute pression sur arbres séparés, composée par des turbines et des compresseurs existants pour permettre d'augmenter le débit massique passant dans les turbines du fait de la saturation en eau. Le cycle comprend le refroidissement par échangeurs d'air entre les compresseurs séparés et le réchauffage des fumées entre les turbines séparées. [58, Eurelectric, 2001].

8 CO-COMBUSTION DES DECHETS ET DU COMBUSTIBLE RECUPERE

Outre la combustion dans les installations d'incinération de déchets spécialement conçues et exploitées, qui sont réglementées conformément à la Directive 2000/76/EC, les déchets comme la biomasse contaminée et certaines fractions de déchets peuvent également faire l'objet d'une co-combustion dans les installations de combustion classiques comme les centrales électriques, qui sont en partie réglementées par la Directive sur l'incinération de déchets et en partie par la Directive sur les grandes installations de combustion sous la forme de la mise en œuvre dans la loi nationale spécifique. La co-combustion de la biomasse « propre », telle que définie dans la Directive sur les grandes installations de combustion, est décrite dans le chapitre 4 du présent document. Dans ce cadre, on peut se reporter aux travaux en cours du Comité européen de Normalisation (CEN) sur les « combustibles solides récupérés ». Ce chapitre est principalement orienté sur les effets de la co-combustion de certains déchets dans les grandes installations de combustion (par exemple, les chaudières en lit fluidisé au charbon ou à lignite, à la tourbe, au bois et au charbon). À l'heure actuelle, trois grands facteurs véhiculent le concept de la co-combustion des déchets dans les grandes installations de combustion :

- la législation décourage l'évacuation des déchets et des déchets de la biomasse à pouvoir calorifique élevé (par exemple, supérieures à 6 000 kJ/kg de substance sèche). C'est pour cette raison qu'il est nécessaire de définir des solutions alternatives pour traiter les fractions de déchets respectives. La co-combustion est une des options parmi d'autres (notamment la mono-incinération, le traitement biologique mécanique)
- conformément aux exigences du protocole de Kyoto, les émissions des gaz à effet de serre doivent être réduites à l'échelle internationale. La co-combustion des déchets de la biomasse (et aussi certaines fractions de déchets, avec certaines restrictions) est une option de réduction des émissions de gaz à effet de serre
- la libéralisation du marché énergétique intensifie la pression économique sur les producteurs d'énergie. La co-combustion des déchets et des déchets de la biomasse leur permettra d'obtenir de nouveaux débouchés, qui rendront le fonctionnement d'une grande installation de combustion plus rentable

Dans ce chapitre, le terme « **combustible secondaire (SF, secondary fuel)** » englobe tous les types de déchets dont le pouvoir calorifique est suffisamment élevé pour les utiliser comme combustible (combustible secondaire), et pouvant faire l'objet d'une co-combustion dans les grandes installations de combustion avec les combustibles classiques (généralement le charbon, le lignite, les combustibles liquides, etc.). Il comprend les matières qui sont actuellement connues dans la littérature en tant que déchets, le combustible récupéré (REF, recovered fuel), le combustible dérivé de déchets (RDF, refuse derived fuel) ou le combustible dérivé de déchets de la biomasse. Nous n'entendons pas ici lancer un débat sur la définition de ces termes. Des informations complémentaires peuvent être trouvées dans les propositions du CEN. De plus, certaines de ces matières peuvent être classées comme matières dangereuses car elles peuvent être contaminées par d'autres matières dangereuses. La co-combustion de la biomasse propre suit la définition de la biomasse fournie dans la Directive européenne 2001/80/EC sur les grandes installations de combustion, et elle est traitée dans le chapitre 5 qui propose également des descriptions sur la combustion de la biomasse et de la tourbe. Les principaux aspects de la co-combustion des combustibles secondaires sont :

- la qualité et les caractéristiques des combustibles
- la conception de la chaudière
- la manipulation et l'alimentation en combustibles
- la scorification ou le frittage du lit (chaudière à lit fluidisé)
- l'encrassement des surfaces de transfert de la chaleur
- la corrosion à chaud
- les effets sur les niveaux d'émission par rapport aux émissions qui se produisent lors de l'utilisation d'un combustible classique seul
- les propriétés des cendres, l'élimination des cendres pulvérulentes
- le stockage des déchets, les options d'utilisation et/ou d'évacuation des déchets/résidus solides issus de la combustion

Un large éventail de matières peut subir une co-combustion dans les grandes installations de combustion. La section 8.3 fournit la liste des combustibles secondaires qui font actuellement l'objet d'une co-combustion dans les grandes installations de combustion au sein de l'UE.

Dans le périmètre de ce chapitre, on suppose que les combustibles secondaires sont prétraités, ce qui signifie généralement que les parties combustibles sont séparées des parties non combustibles. Pour faciliter la compréhension de ce sujet, vous pouvez consulter les BREF sur les déchets. Ces documents contiennent des thèmes tels que l'incinération ou le prétraitement des déchets. En particulier :

- le traitement des déchets (WT, waste treatment) : ce BREF décrit les procédés et techniques qui abordent la transformation des déchets afin de les utiliser comme combustibles dans tous les procédés de combustion (comme les grandes installations de combustion, les cimenteries, les usines chimiques, le fer et l'acier, etc.). Ces prétraitements sont par exemple le tri, le broyage, la préparation et ainsi de suite
- l'incinération des déchets (WI, waste incineration) : ce BREF aborde l'incinération et les installations semblables à celles qui sont couvertes par la directive en matière d'incinération des déchets

8.1 Procédés appliqués et techniques utilisées dans la co-combustion des combustibles secondaires dans les grandes installations de combustion

L'utilisation d'un combustible secondaire dans les grandes installations de combustion implique l'utilisation de certains procédés et techniques. Les techniques relatives à ces activités sont décrites dans cette section. Des renvois aux autres chapitres et BREF sont effectués, le cas échéant.

8.1.1 Procédures d'acceptation et de pré-acceptation

Ces systèmes et procédures permettent de s'assurer que les combustibles secondaires (comme les déchets) sont soumis à une évaluation technique appropriée garantissant qu'ils sont adaptés à l'utilisation de combustible secondaire. La protection de la santé du personnel et du public pouvant être en contact avec des combustibles dérivés de déchets, doit être prise en compte. Des informations approfondies sur ces procédures de pré-acceptation et d'acceptation peuvent être trouvées dans le BREF sur le traitement des déchets.

8.1.2 Déchargement, stockage et manipulation/manutention

La façon dont les combustibles secondaires sont déchargés, stockés et manipulés dépend de l'état d'agrégation et des propriétés physiques des différentes matières.

Les combustibles secondaires **gazeux** (SF, **secondary fuel**) sont normalement transportés vers les centrales électriques par des pipelines, puis directement transmis aux brûleurs, sans être stockés. Les types de techniques utilisés pour ces matières ne diffèrent pas de ceux qui sont utilisés pour les combustibles gazeux (Cf. le chapitre 7).

Les **SF liquides** peuvent être livrés par navire, train, camion ou pipeline, en fonction de la disponibilité des systèmes de transport présents sur le site de production des combustibles secondaires. Les combustibles secondaires liquides peuvent être stockés dans des réservoirs sur le site, ou directement transmis dans la chaudière.

Le stockage et la manipulation/manutention des combustibles secondaires **solides** dépendent fortement de leurs propriétés physiques, par exemple :

- les boues sèches (granulat) peuvent être livrées par navire, train ou camion, puis stockées dans des réserves ou des silos fermés pour éviter toute émission de poussières fugitives. Les boues sèches doivent être brûlées immédiatement à cause de leurs propriétés hygroscopiques
- la formation de méthane dans les réserves ou les silos à boues doit être contrôlée par un échange d'air régulier. L'air contenant du méthane ou des composés odorants doit être utilisé comme air de combustion. Lorsque la chaudière est arrêtée, l'échange d'air et le traitement approprié des rejets gazeux doivent être garantis
- les boues odorantes doivent être transportées et stockées dans des réserves ou des silos fermés afin d'empêcher les émissions odorantes
- les boues humides peuvent être dispersées sur le charbon dans le dépôt de charbon, mais la production possible d'émissions odorantes et de dilutions dans le système de traitement des eaux usées doit être prise en compte
- concernant les dispositions spéciales propres au stockage et à la manipulation/manutention de la biomasse, reportez-vous au paragraphe 5.1.1

8.1.3 Prétraitement des combustibles secondaires

Cette section décrit les procédés (par exemple, le broyage, la gazéification, la pyrolyse et la précombustion) qui sont appliqués lors de la préparation du combustible en vue de la combustion sous une forme solide pulvérisé, gazeuse ou liquide. Ce prétraitement est nécessaire afin de garantir une combustion appropriée dans la chaudière, à cause du temps de séjour court du combustible dans le foyer. La méthode de co-combustion du combustible secondaire la plus directe consiste à le mélanger avec le combustible principal. Les techniques de prétraitement suivantes sont décrites dans les paragraphes suivants :

1. Broyage
2. Précombustion
3. Séchage (pour de plus amples informations, reportez-vous au BREF WT)
4. Pyrolyse (pour de plus amples informations, reportez-vous au BREF WI)
5. Gazéification (pour de plus amples informations, reportez-vous au BREF WI)
6. Méthanisation (pour de plus amples informations, reportez-vous au BREF WT)

Il est important de noter (Cf. la liste ci-dessus) que certaines de ces techniques de prétraitement font déjà l'objet d'une description dans les BREF sur l'incinération et le traitement des déchets. C'est pour cette raison qu'aucune description complémentaire n'est présentée dans ce paragraphe.

8.1.3.1 Broyage

Le broyage est utilisé pour traiter les combustibles solides afin que leur taille soit adaptée à l'utilisation dans la centrale électrique. Par exemple, dans les chaudières en lit fluidisé, la taille des particules est généralement inférieure ou égale à 100 mm, et dans les chaudières à combustible pulvérisé, elle est inférieure à 75 µm. Vous trouverez des informations sur le type de broyage utilisé avec les combustibles solides dans la section 4.1.3.

8.1.3.2 Précombustion

La précombustion dans un lit fluidisé (FBC, fluidised bed combustion) à pression atmosphérique est une option pour les matières qui ne peuvent pas être brûlées correctement dans les chaudières à charbon pulvérisé. Cela concerne en particulier les combustibles qui sont difficiles à pulvériser, ou les combustibles qui contiennent des cendres de polluants. Comme nous l'avons expliqué dans les précédents chapitres, la combustion en lit fluidisé nécessite uniquement un broyage ou un concassage grossier du combustible. Aucune pulvérisation n'est requise.

Les fumées de la FBC ne sont pas dirigées vers la chaudière principale. L'intégration s'effectue uniquement du côté eau/vapeur. Ces systèmes sont identiques aux systèmes autonomes décrits au chapitre 4 et dans la section 5.1.3.2. Dans ce cas, les cendres du combustible secondaire n'influenceront pas la qualité des cendres du charbon pulvérisé.

8.1.3.3 Séchage

Le combustible est trop humide pour être séché dans un broyeur à charbon et il doit être séché ailleurs (prétraité) avant d'être mélangé avec le combustible principal. Le séchage du combustible secondaire humide peut être réalisé à la centrale électrique ou sur le site de production, récupération ou collecte du combustible. Cela dépend fortement de l'infrastructure locale et du type de combustible secondaire. Le séchage du combustible repose sur les processus physiques et physicochimiques du transport de masse et de chaleur, entraînant l'évaporation de l'humidité du combustible. La chaleur requise pour l'évaporation de l'humidité peut être fournie par convection, conduction ou radiation. Comme le séchage n'est pas spécifique aux grandes installations de combustion, ces procédés ne seront pas abordés plus en détail dans ce document. Pour de plus amples informations, reportez-vous au BREF sur le traitement des déchets (WT).

Trois types de sècheurs sont disponibles :

- les sècheurs à convection : contact direct entre le milieu chauffant et le produit à sécher. C'est pourquoi ces sècheurs sont aussi appelés sècheurs directs ou sècheurs adiabatiques. L'humidité du combustible est éliminée par le milieu chauffant

- sècheurs à conduction : aucun contact direct entre le milieu chauffant et le produit. Le transfert de chaleur survient par le biais des surfaces de chauffe. L'humidité est éliminée par les gaz porteurs qui représentent environ 10 % de la quantité utilisée dans les procédés connectifs. C'est pourquoi les sècheurs à conduction peuvent être préférés pour les déchets poussiéreux ou odorants
- sècheurs radiants : ils ne sont pas appliqués pour sécher les combustibles secondaires

Des exemples classiques de combustibles secondaires qui peuvent nécessiter d'être séchés sont les **boues d'épuration** et le **fumier** (par exemple, les déjections de volaille), dont la teneur en humidité est supérieure à 50 %.

8.1.3.4 Pyro lyse

La pyrolyse est un procédé thermochimique, dans lequel le combustible à haute température est converti en l'absence d'oxygène en produits gazeux, liquides ou solides. Deux types de procédés de pyrolyse existent :

- **les procédés de pyrolyse rapide**, dans lesquels les intermédiaires sont rapidement chauffés à la température du procédé, ont été développés pour la production d'huile de pyrolyse ou de composants spécifiques de cette huile
- **les procédés de carbonisation**, dans lesquels les intermédiaires sont brûlés lentement à la température de la pyrolyse, entraînant une production de solides relativement élevée

Le produit solide de ce procédé (appelé produit de carbonisation) contient beaucoup de carbone et peut être traité comme du charbon. Les matières liquides et solides qui ont été produites peuvent être stockées avant la co-combustion. Ainsi, ces matières peuvent être prétraitées indépendamment du fonctionnement de la centrale électrique. Les gaz générés sont souvent utilisés pour fournir la chaleur nécessaire au procédé de conversion endothermique.

Comme la pyrolyse n'est pas spécifique aux grandes installations de combustion, ces procédés ne seront pas abordés plus en détail dans ce document. Pour de plus amples informations, reportez-vous au BREF sur l'incinération des déchets (WI).

La pyrolyse est utilisée dans la co-combustion du combustible secondaire dans une centrale électrique au charbon ou au lignite pulvérisé lorsque le broyeur à charbon ne peut pas le broyer aux dimensions requises.

Un exemple de centrale électrique où la pyrolyse a été appliquée est l'installation appelée « Contherm », qui a été développée pour la co-combustion des combustibles dérivés de déchets (RDF, Refuse Derived Fuel) dans une centrale électrique au charbon dotée d'une chaudière à cendres fondues et d'une puissance thermique nominale de 769 MWth. Le procédé de pyrolyse s'effectue dans deux fours rotatifs qui sont chauffés de façon indirecte par des brûleurs à gaz ou à fioul, chauffant les déchets à une température d'environ 550 °C, sans aucun ajout d'air supplémentaire. Les gaz de pyrolyse sont directement brûlés sans aucun refroidissement dans la centrale électrique. Les résidus de la pyrolyse sont passés au crible et la fraction fine, contenant le carbone, est transférées dans les broyeurs à charbon. Le RDF se compose de chutes de cisailage en plastique de différentes sources, de déchets industriels et de déchets grossiers de l'industrie papetière. La taille des déchets ne doit pas dépasser 200 mm. Environ 7 900 tonnes de métaux recyclables par an seront extraites dans l'installation de retraitement. La centrale électrique est équipée d'un système de SCR et d'une FGD par voie humide [98, DFIU, 2001].

8.1.3.5 Gazéificatio n

Certains types de combustibles secondaires contiennent des impuretés comme du chlore, des alcalins, des métaux (aluminium et métaux lourds, par exemple), et ces quantités sont telles qu'ils nécessitent une épuration appropriée avant toute co-combustion dans la chaudière. La gazéification de ces matières peut être une option attrayante. Le gaz produit par la gazéification peut être directement brûlé dans une grande installation de combustion, ou il peut être épuré avant toute utilisation dans une grande installation de combustion ou une turbine à gaz. Cependant, à l'heure actuelle, aucune turbine à gaz ne fonctionne avec des gaz de gazéification épurés.

Une méthode de gazéification était appliquée en Autriche, mais ce n'est plus le cas. Un gazéifieur FBC était utilisé pour produire un gaz à partir de la biomasse, des déchets et du bois de démolition. Le gaz, qui contenait également les particules solides du procédé de gazéification, entraînait dans la chaudière via un brûleur spécialement conçu, garantissant une rapidité d'inflammation, une stabilité de flamme, une

rapidité de pénétration dans la flamme du charbon et un mélange approprié. De plus, il agissait comme combustible de recombustion (reburning), permettant ainsi de réduire les émissions de NOx en convertissant les NOx en azote. La puissance thermique de cette installation s'élevait à 10 MW. Environ 15 à 20 % du charbon était remplacé par la biomasse [64, UBA, 2000].

Les figures 8.1 et 8.2 fournissent une présentation schématique d'une installation de gazéification combinée à une chaudière à charbon en Finlande. Dans cette centrale électrique, le gaz du gazéifieur à lit fluidisé circulant est directement transmis dans la chaudière, sans aucun refroidissement ou épuración. Le gazéifieur n'est autre qu'un broyeur thermomécanique de préparation du combustible.

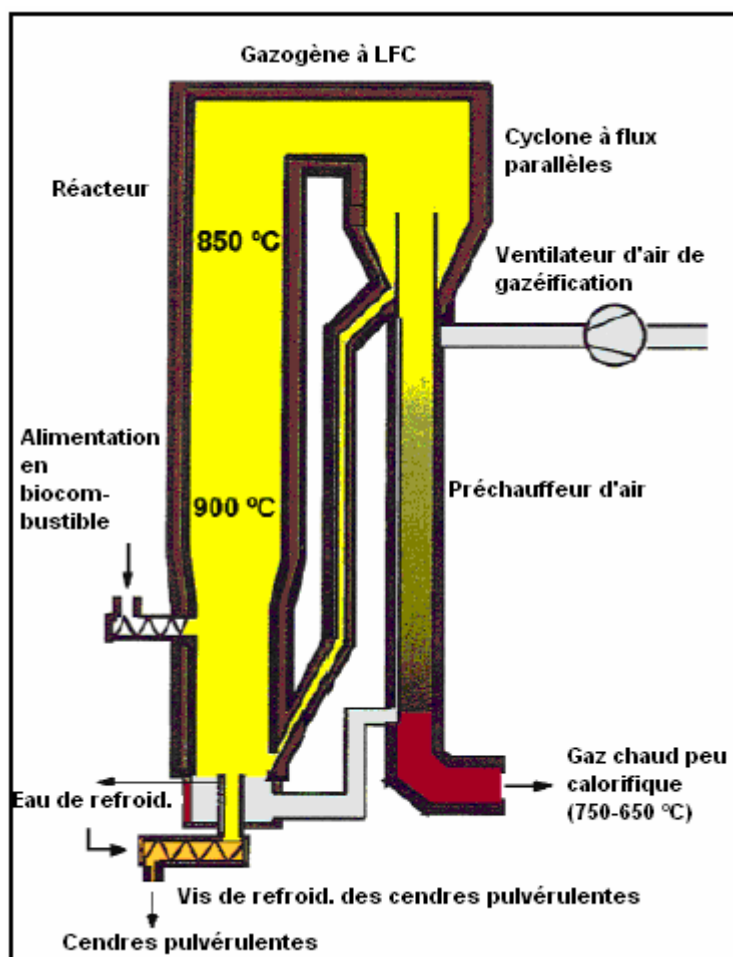


Figure 8.1 : gazéifieur à FBC relié à une chaudière au charbon [153, Nieminen, et al., 1999]

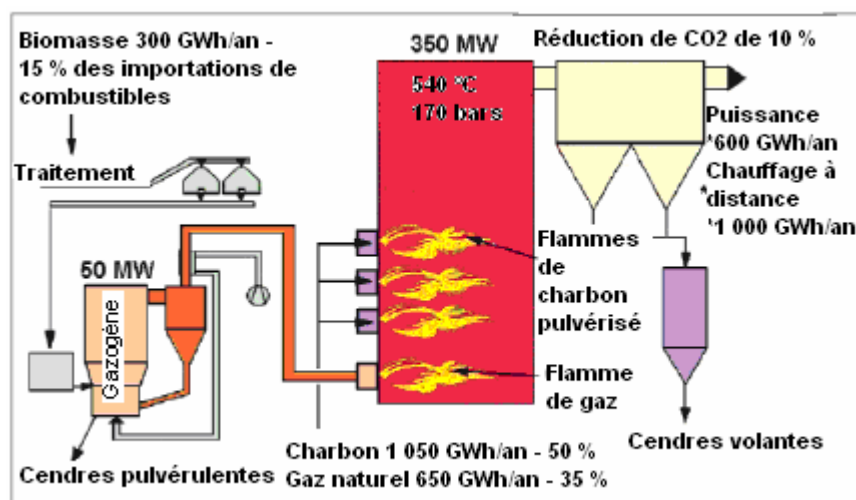


Figure 8.2 : schéma de circulation des flux dans une installation de gazéifieur

[153, Nieminen, et al., 1999]

Les combustibles secondaires (généralement les combustibles récupérés commerciaux et domestiques, les résidus forestiers ainsi que les pneus déchiquetés) sont transportés par des camions vers la centrale électrique, puis sont stockés dans des halls de réception distincts. Les particules de combustible grossières sont broyées et les fractions fines sont transportées par les transporteurs à courroie dans un silo de stockage situé à proximité du gazéifieur. Une fois l'homogénéisation dans le silo effectuée, le mélange combustible est transféré dans le gazéifieur. Le gazéifieur à lit fluidisé circulant se compose d'un réacteur en acier réfractaire dans lequel le combustible est gazéifié dans une suspension de particules de gaz solides fluidisés chauds. À pression atmosphérique et une température d'environ 850 °C, le mélange combustible est converti en gaz combustible. Dans un cyclone situé en aval du gazéifieur, les particules grossières dans le gaz sont séparées et recyclées vers le gazéifieur. Le gaz produit s'écoule depuis ce cyclone vers le réchauffeur d'air dans lequel l'air de gazéification est préchauffé à des températures d'environ 650 °C. Le gaz chaud est brûlé dans la chaudière principale au charbon de l'installation, remplaçant environ 30 % du charbon. Le gazéifieur fonctionne avec succès depuis le mois de janvier 1998 [58, Eurelectric, 2001].

Un autre exemple de gazéification associée à une chaudière à charbon a été construit aux Pays-Bas. Comme la figure 8.3 le montre, le gaz produit est refroidi, puis épuré avant d'être introduit dans la chaudière à charbon. L'installation de gazéification est conçue pour le bois de démolition. D'un point de vue technique, les autres flux de déchets ou les combustibles récupérés peuvent être gazéifiés. La capacité de l'installation de gazéification s'élève à 150 000 tonnes de bois de démolition par an, ce qui est égal à un remplacement d'environ 5 % du charbon.

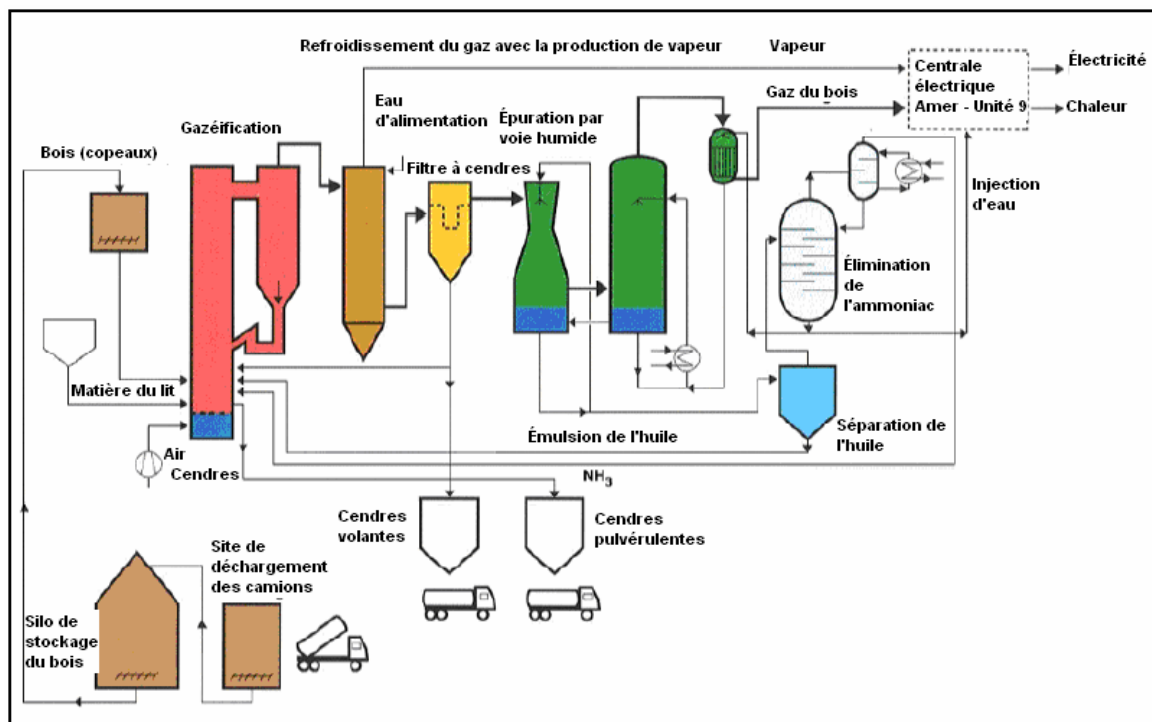


Figure 8.3 : gazéification du bois avec épurage des gaz
[58, Eurelectric, 2001]

Les copeaux de bois sont livrés à la centrale électrique ci-dessus par navire et camion, puis stockés dans un silo. Le bois part de ce silo pour être transporté vers un réservoir d'alimentation fournissant le gazéifieur. Le gazéifieur à lit fluidisé circulant à pression atmosphérique (AFBG, atmospheric circulating, fluidised bed gasifier) fonctionne à des températures comprises entre 850 et 950 °C. Le lit se compose de sable mélangé à du calcaire ou de la dolomie. Le gaz provenant du gazéifieur est refroidi dans un refroidisseur de gaz dans lequel de la vapeur à pression moyenne surchauffée est produite. Les cendres volantes sont séparées du gaz dans un filtre et peuvent être en partie recyclées vers le gazéifieur. Le gaz dépoussiéré est envoyé vers la chaudière existante par le biais des brûleurs à gaz de bois spécifiques [58, Eurelectric, 2001].

Comme la gazéification n'est pas spécifique aux grandes installations de combustion, ces procédés ne seront pas abordés plus en détail dans ce document. Pour de plus amples informations, reportez-vous au BREF sur l'incinération des déchets.

8.1.3.6 Méthanisation

Le combustible secondaire peut également être méthanisé par digestion anaérobie. Ces techniques transforment une matière organique en gaz (principalement du méthane) qui peut ensuite être utilisé dans les grandes installations de combustion. Comme la méthanisation n'est pas spécifique aux grandes installations de combustion, ces procédés ne seront pas abordés plus en détail dans ce document. Pour de plus amples informations, reportez-vous au BREF sur le traitement des déchets.

8.1.4 Techniques d'introduction de combustibles secondaires dans le procédé de combustion

Lorsque des combustibles secondaires (SF) sont utilisés comme combustibles dans un procédé de co-combustion, certaines procédures doivent être appliquées afin d'introduire ces matières dans le procédé de combustion. Plusieurs techniques peuvent être appliquées pour atteindre un mélange correct, par exemple, les SF peuvent être mélangés avec le combustible principal lors de la manipulation puis brûlés ensemble. Cependant, d'autres techniques existent, dans lesquels les SF sont introduits dans la chambre de combustion grâce à différentes lignes d'alimentation du combustible principal. Tous ces types de techniques sont décrits dans cette section.

8.1.4.1 Mélange avec le combustible principal

La façon la plus simple d'introduire un combustible secondaire dans le procédé de combustion consiste à le mélanger au combustible principal. Dans une chaudière au charbon ou à lignite, il est possible d'effectuer le mélange des combustibles dans les endroits suivants :

- Sur le transporteur à courroie du charbon
- Dans le silo à charbon
- Dans le distributeur de charbon
- Dans le broyeur à charbon
- Dans les lignes à charbon pulvérisé

Dans les trois premières situations, le combustible secondaire est diffusé sur le combustible principal (le charbon). De cette façon, un mélange approprié des flux de combustible est réalisé. Cela entraîne un broyage des combustibles secondaires avec le combustible principal dans le broyeur à charbon, comme l'indique la figure 8.4.

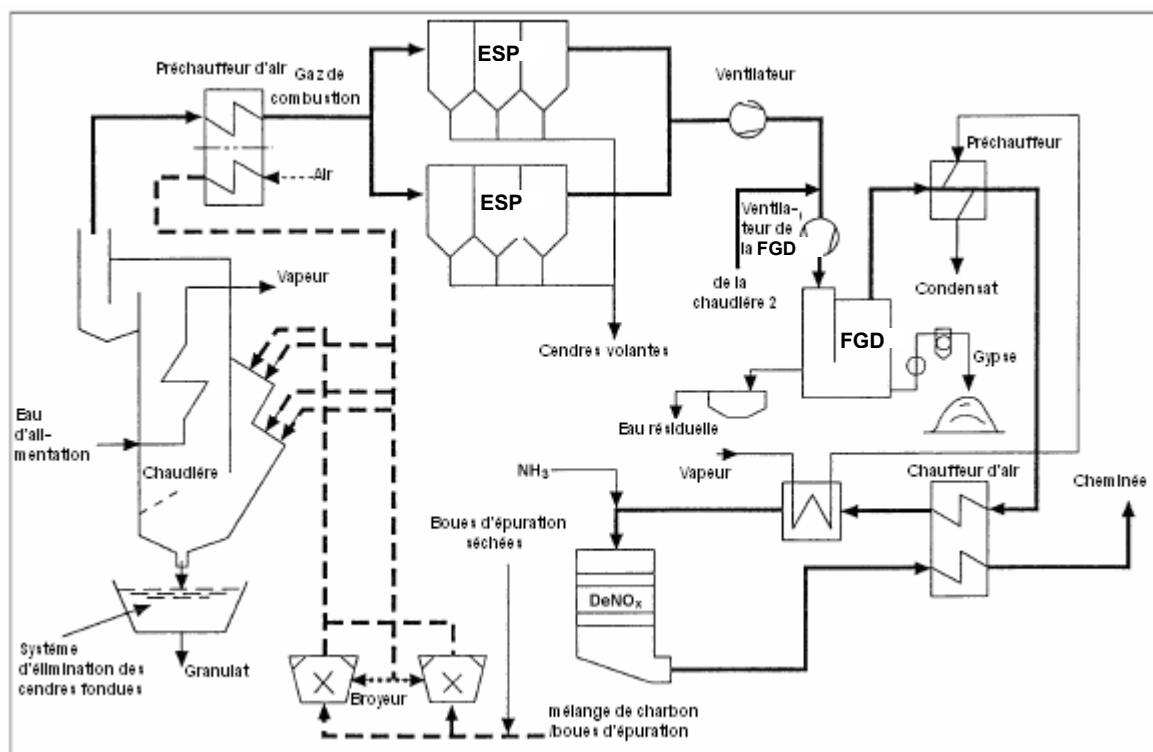


Figure 8.4 : co-combustion du charbon et des boues d'épuration
[112, Ekmann, et al., 1996]

Il est uniquement possible d'appliquer cette technique lorsque le comportement de broyage des deux combustibles est plus ou moins identique, ou lorsque la quantité de combustibles secondaires est minime par rapport au flux du combustible principal. Les combustibles secondaires qui sont pulvérisés de façon séparément du combustible principal peuvent être injectés dans le broyeur à charbon ou dans les pipelines à charbon pulvérisé situés entre le broyeur à charbon et la chaudière.

Les autres combustibles secondaires, comme la biomasse, peuvent également être injectés dans le broyeur à charbon avec du charbon même s'ils ne peuvent pas être pulvérisés. Pour permettre la combustion complète des particules de biomasse avec des grandes dimensions comparables, la grille qui se trouve dans la partie inférieure de la chaudière peut être utilisée.

Les combustibles secondaires liquides sont généralement mélangés à d'autres combustibles liquides avant que le mélange ne soit utilisé.

8.1.4.2 Lances distinctes ou brûleurs existants modifiés

Des lances distinctes ou des brûleurs existants modifiés (alimentation séparée du combustible secondaire vers les brûleurs) sont nécessaires pour gérer le combustible secondaire qui ne peut pas, ou ne devrait pas, être mélangé au combustible principal, ou pour augmenter le pourcentage de combustible secondaire. Cela se produit lorsque les propriétés physiques (viscosité, granulométrie, par exemple) du combustible secondaire sont différentes ou lorsque le combustible peut présenter un danger pour la santé (boues d'épuration). Ainsi, cela s'applique aux :

- combustibles gazeux ou flux de produits gazeux issus des procédés de gazéification, pyrolyse ou précombustion, devant être brûlés avec un combustible solide ou liquide
- combustibles liquides ou flux de produits liquides issus des procédés de pyrolyse
- combustibles solides pulvérisés

Les brûleurs doivent être spécifiquement conçus pour le combustible en question afin d'obtenir une bonne inflammation, une flamme stable et un mélange approprié avec la flamme du combustible principal dans la chaudière. L'emplacement des brûleurs en relation avec les brûleurs principaux est essentiel pour assurer la réussite de la combustion du combustible.

8.1.4.3 Grilles spéciales

Les grilles mobiles spéciales situées dans la partie inférieure de la trémie de la chaudière et utilisées pour introduire le combustible secondaire allongent le temps de séjour de ces matières dans le foyer. Ces systèmes permettent généralement d'éviter le prétraitement du combustible.

La figure 8.5 fournit une vue schématique des deux grilles (2 x 5 MWth) situées dans la partie inférieure de la chaudière, ainsi que les brûleurs à charbon utilisés en Autriche. La biomasse est insérée dans la chaudière au niveau des petits côtés avant des grilles qui transportent le combustible au centre de la chaudière lors de la combustion. Les cendres de la biomasse et les cendres pulvérulentes de la combustion du charbon, contenant moins de 5 % de carbone imbrûlé, tombent dans le dégraisseur qui se trouve sous les grilles. Les fumées résultantes montent depuis la grille directement dans le foyer, sans aucune perte de chaleur.

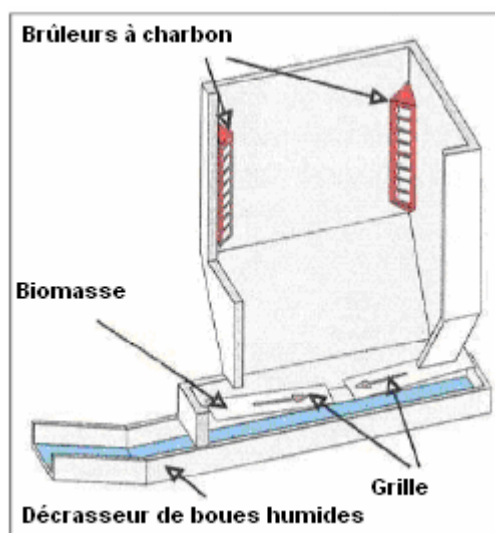


Figure 8.5 : grilles internes dans une chaudière à charbon pulvérisé
[64, UBA, 2000]

8.1.4.4 Alimentation des combustibles secondaires dans une chaudière à lit fluidisé

Pour la co-combustion dans une chaudière à lit fluidisé, une alimentation appropriée du combustible principal et du combustible secondaire représente l'un des facteurs essentiels à un bon fonctionnement. Une bonne qualité du combustible mélangé et des teneurs faibles en impuretés (métaux, verts, etc.) sont également importants pour garantir un fonctionnement optimal.

Un fonctionnement satisfaisant associé à l'entretien de l'équipement de criblage et de broyage sont également fondamentaux. Des problèmes pratiques sont survenus lorsque des quantités supérieures de combustible secondaire d'une qualité différente de celle du combustible principal ont été insérées dans la chaudière sur de courtes durées. Cela a provoqué des perturbations dans le procédé de combustion tout en affectant la charge de la chaudière. Dans la combustion en lit fluidisé, des problèmes de frittage se sont produits.

Dans les convoyeurs, certains problèmes de fonctionnement sont apparus, provenant par exemple de blocages provoqués par des morceaux d'écorce ou de plastique trop longs. Ces problèmes peuvent être évités par un entretien correct du système de broyage.

Le combustible secondaire doit être correctement mélangé au combustible principal avant d'être transféré dans la chaudière, où un système d'alimentation distinct doit être présent pour le combustible secondaire afin que son alimentation puisse être rapidement stoppée en cas de problème. Il est nécessaire de mélanger les combustibles de façon homogène. Si de grandes quantités de combustible secondaire d'une qualité différente de celle du combustible principal sont insérées dans la chaudière, des problèmes peuvent se produire dans le procédé de combustion, et ils peuvent affecter la charge de la chaudière.

8.1.5 Co-combustion des combustibles secondaires

La méthode de co-combustion du combustible secondaire la plus directe consiste à le mélanger avec le combustible principal et de le brûler dans la chambre de combustion ou dans la chaudière, mais cela peut entraîner des contraintes environnementales et/ou techniques pour la centrale électrique, en relation avec :

- la capacité de broyage et de séchage des broyeurs à charbon existants (si le combustible de co-combustion est séché et pulvérisé en même temps que le combustible principal)
- l'alimentation du combustible secondaire
- l'existence de la capacité d'installation de l'équipement de la centrale électrique (provenant par exemple de l'écoulement supérieur des fumées par voie humide en cas de co-combustion de combustibles humides)
- les aspects de la combustion du combustible secondaire comme l'inflammation, la stabilité de flamme, les température de flamme, la formation de NO_x et la combustion, qui peuvent être différents de ceux du combustible principal
- la scorification et l'encrassement, influencés par la composition chimique des cendres (en particulier le potassium, le sodium et le soufre) et la trajectoire de mélange des cendres
- le comportement thermique de la chaudière, en particulier l'échange de chaleur radiante et convective
- la corrosion et l'érosion des pièces de la chaudière (provoquées par la teneur en soufre et en chlore du combustible et par les conditions de fonctionnement lors de la combustion en atmosphère réductrice dans la chaudière)
- la qualité et le comportement des sous produits et des résidus de combustion
- les émissions atmosphériques provoquées par la teneur en soufre, chlore, métaux lourds, composés organiques, etc. du combustible secondaire
- les émissions dans l'eau provoquées par la teneur en soufre, chlore, métaux lourds, composés organiques, etc. du combustible secondaire

Les contraintes évoquées ci-dessus peuvent être résolues en limitant le degré de co-combustion à uniquement une petite partie du combustible principal et/ou par un traitement préalable appropriée des combustibles secondaires.

8.1.6 Réduction des émissions atmosphériques provenant de la co-combustion du combustible secondaire

Les procédés et techniques d'épuration des fumées, appliqués avec la co-combustion du combustible secondaire, ne diffèrent pas nécessairement des techniques d'épuration des fumées des combustibles solides, liquides ou gazeux, tels que décrits dans les chapitres 4, 5, 6 et 7. Selon les propriétés du combustible secondaire, en particulier la teneur en métaux lourds (comme le Hg), des mesures complémentaires comme l'injection de charbon actif (Cf. l'exemple 8.2.3) sont parfois appliquées.

Le SO₂, les NO_x et les poussières sont efficacement réduites dans les centrales électriques conçues et exploitées avec efficacité et dans le respect des MTD. Un apport plus important de ces polluants dans le système de combustion peut être compensé (jusqu'à un certain point) par l'adaptation du système d'épuration des fumées, et il permettra normalement de ne pas obtenir d'émissions supérieures. Cela se traduit dans la législation par le fait que les valeurs limites de ces polluants ont été calculées selon une formule (règle du mélange) lorsque les déchets (combustible secondaire) sont co-incinérés (Cf. la Directive 2000/76/EG)⁶.

La réduction des émissions de HCl et de HF est fortement corrélée à la réduction du SO₂. L'apport de composés chlorés est limité par l'opérateur de la centrale électrique pour des raisons de prévention de la corrosion à haute température.

8.1.7 Traitement de l'eau et des eaux usées

Des rejets aqueux sont produits par des procédés comme l'épuration par voie humide, le conditionnement du panache, le dégrassage par voie humide, le stockage et le prétraitement des déchets (séchage des boues d'épuration, par exemple). La neutralisation, la décantation et les traitements physicochimiques peuvent être nécessaires pour éliminer tous les polluants des flux d'eau qui ont été générés. Les systèmes de traitement de l'eau et des eaux usées, appliqués dans la co-combustion du combustible secondaire, ne diffèrent pas des techniques de traitement de l'eau et des eaux usées des grandes installations de combustion aux combustibles gazeux, liquides ou solides, telles que décrites dans les précédents chapitres 4, 5, 6 et 7 [58, Eurelectric, 2001]. Si nécessaire, les systèmes existants de traitement des eaux usées peuvent être adaptés à l'élimination de charges supérieures de polluants (Cl, F, Hg, par exemple).

8.1.8 Gestion des sous-produits et résidus de combustion

La gestion des sous-produits et des résidus de combustion, telle qu'appliquée avec la co-combustion du combustible secondaire, ne diffère pas des techniques de gestion des résidus de combustion et des sous-

produits d'épuration des grandes installations de combustion aux combustibles gazeux, liquides ou solides, telles que décrites dans les précédents chapitres 4, 5, 6 et 7. Les cendres volantes et pulvérulentes sont produites au cours du procédé de combustion.

Les centrales électriques ne sont pas équipées de systèmes dédiés à la réduction des métaux lourds et du Hg (comme les épurateurs par voie humide acide et les systèmes au charbon actif). C'est pour cette raison que les émissions atmosphériques de ces polluants augmenteront (en fonction de leur apport), à l'image de leur concentration en cendres volantes dans le gypse ou dans d'autres résidus solides de la FGD. Si le gypse est nettoyé, les émissions dans l'eau augmenteront également.

Comme l'utilisation ou l'élimination des résidus solides issus de la combustion est un facteur économique essentiel, les opérateurs des centrales électriques contrôlent soigneusement leur qualité afin de ne pas perdre les voies d'utilisation établies (en limitant principalement l'apport de déchets dans le système de combustion). Les paramètres importants sont la teneur en alcalins, sulfates, chlorures, silicates, carbone imbrûlé et métaux lourds (en fonction de chaque situation). Si les déchets solides provenant de la co-combustion doivent être mis en décharge, la concentration des métaux lourds, par exemple, et le comportement de lixiviation doivent être mesurés.

⁶ L'annexe II de la Directive européenne 2000/76/EC fournit les exigences en matière de détermination des valeurs limites des émissions dans l'air pour la co-incinération des déchets (co-combustion du combustible secondaire).

8.2 Exemples de co-combustion du combustible secondaire

Cette partie du chapitre 8 fournit plusieurs exemples des techniques et procédés qui sont actuellement utilisés dans différentes installations de co-combustion. Ces exemples visent à démontrer de quelle façon les techniques spécifiques ont été appliquées aux installations nouvelles ou modifiées (retrofitées) afin de garantir un niveau élevé de protection de l'environnement dans son ensemble en prenant en compte, pour chaque cas, les conditions spécifiques à chaque site et les exigences environnementales. Cependant, les informations collectées ne permettent pas toujours de définir si ou comment chaque technique décrite dans les exemples a été évaluée par rapport à la définition des meilleures techniques disponibles fournies dans l'article 2 (11) de la directive, ainsi que par rapport à la liste des « considérations à prendre en compte de façon générale ou dans des cas spécifiques lors de la définition des meilleures techniques disponibles en gardant à l'esprit les coûts et les avantages probables d'une mesure et les principes de précaution et de prévention », et, par conséquent, la façon dont la technique a été sélectionnée et appliquée. De plus, on ne peut pas assurer que les performances environnementales présentées sont constantes et continues sous toutes les conditions de fonctionnement, sur telle période de temps, si des problèmes sont survenus et quels sont les effets croisés. En outre, on ne sait pas toujours ce qui pousse à appliquer la technique et la façon dont les coûts et les avantages environnementaux sont liés dans chaque cas. C'est pour cette raison que les informations fournies dans les exemples ci-dessous visent uniquement à donner des indications générales sur la pratique actuelle, et ne peuvent pas être considérées comme des points de référence appropriés. Les techniques citées en exemples proviennent des informations fournies et évaluées par les membres du groupe de travail technique dans le cadre de l'échange d'informations sur les grandes installations de combustion.

EXEMPLE 8.2.1 CO-COMBUSTION DES BOUES D'ÉPURATION DANS UNE CHAUDIÈRE À CENDRES FONDUES À COMBUSTION AU CHARBON PULVÉRISÉ – ANALYSE DES FLUX DE POLLUANTS

Description : en 1996, des expériences ont été réalisées sur une chaudière à cendres fondues afin d'évaluer les effets de la co-combustion des boues d'épuration séchées d'un point de vue thermique. La centrale électrique en exemple se composait de deux chaudières, et la puissance thermique nominale de la plus grande chaudière utilisée dans ces expériences, s'élevait à 382 MW.

L'installation était équipée d'un système SCR dans une configuration lourde en poussières, suivi d'un préchauffeur d'air et d'un ESP. Une partie des cendres volantes est réintégrée dans la chaudière à partir de l'ESP. L'ESP est suivi de l'installation de FGD dans laquelle le procédé d'absorption par voie semi-sèche (SDS) est appliqué. Enfin, les fumées passent dans un filtre à manches qui permet de séparer les produits du procédé de SDS.

Avantages pour l'environnement : la co-combustion des boues d'épuration permet de réduire l'apport en charbon et par conséquent, les émissions de CO₂ fossile. Pour une analyse complète des émissions de CO₂, il est également nécessaire de prendre en compte le séchage thermique et le transport des boues d'épuration. Ces étapes du procédé peuvent conduire à un résultat négatif de l'équilibre en CO₂, entraînant une augmentation nette du CO₂.

Applicabilité : la co-combustion des boues d'épuration a été appliquée avec succès dans plusieurs chaudières à charbon pulvérisé ainsi que dans des installations de combustion en lit fluidisé. D'un point de vue technique, elle est souvent limitée par le potentiel de séchage des broyeurs à charbon qui sont installés. Surtout en ce qui concerne le charbon maigre (hard coal), les potentiels de séchage des broyeurs à charbon peuvent ne pas être suffisants car la teneur en eau du charbon maigre est nettement inférieure à celle des boues d'épuration. Ainsi, la co-combustion se limite souvent dans ces cas aux boues d'épuration dont la teneur massique sèche est supérieure à 90 %, comme dans l'installation citée en exemple.

Données opérationnelles : en 1996, la co-combustion a duré trois jours. Sur cette période, la quantité des boues d'épuration, dont la teneur en eau s'élevait à 10 % de l'apport massique total, atteignait 12,5 %, avec 5 % de la puissance d'entrée. Pour comparer les mesures de la co-combustion, les mêmes mesures ont été réalisées sur trois jours, uniquement pour le charbon maigre. Ainsi, 371 tonnes de boues d'épuration, provenant de sept installations d'épuration différentes, ont été brûlées. La qualité moyenne des boues d'épuration et du charbon brûlé est indiquée dans le tableau 8.1.

		Combustion du charbon maigre uniquement	Co-combustion		Valeurs acceptées pour l'utilisation des boues d'épuration dans le cadre de la co-combustion
	Unités	100 % de charbon maigre	95 % de charbon maigre	5 % de boues d'épuration	
Pouvoir calorifique	kJ/kg	27 135	27 594	10 200	
Teneur en cendres	%	11,5	11,3	44,8	
Teneur en eau	%	7,5	5,5	10,3	
Pb	mg/kg	17,4	17,8	57,4	900
Cd	mg/kg	0,134	0,129	1,2	10
Cr	mg/kg	10,9	10,76	52	900
Cu	mg/kg	11,3	11,3	269	800
Ni	mg/kg	12,8	12,7	19,1	200
Hg	µg/kg	0,064	0,058	0,47	8
Zn	mg/kg	34,9	32,8	892	2500
AOX	mg/kg		-	444,9	500
PCB	mg/kg	0,034	0,057	0,196	1,2
PCDF/PCDD	µg/kg	-	-	0,009	100

Tableau 8.1 : qualité moyenne du charbon maigre et des boues d'épuration avant et pendant la co-combustion

Les concentrations des impuretés dans les fumées avec et sans co-combustion sont indiquées dans le tableau 8.2 pour deux points d'échantillonnages différents, le premier en amont de la FGD et le second en aval du filtre à manches.

	Unités	Valeurs moyennes des mesures sur 3 jours pour 5 % d'O ₂			
		Point de mesure 12 (gaz brut)		Point de mesure 13 (gaz épuré)	
		Sans boues d'épuration	Avec boues d'épuration	Sans boues d'épuration	Avec boues d'épuration
PCDD/PCDF	ng de TE/m ³	-		0,002	< 0,001
PCB	ng/m ³	-		9,8	8,25
Ctotal	mg/m ³	-		0,4	0,6
Benzol	mg/m ³	-		< 0,003	< 0,003
HCl	mg/m ³	-		4,5	4,5
HF	mg/m ³	-		< 0,02	< 0,02
Poussières	mg/m ³	19,9	13,2	1,5	1
Hg	mg/m ³	0,0093	0,01296	0,00814	0,00861
Cd	mg/m ³	0,00034	0,00037	< 0,00001	< 0,00001
Tl	mg/m ³	0,00008	0,00002	< 0,00003	< 0,00003
As	mg/m ³	0,02494	0,01704	0,00006	< 0,00003
Pb	mg/m ³	0,02716	0,02520	0,00003	0,00003
Cu	mg/m ³	0,01330	0,01429	0,00043	0,00023
Zn	mg/m ³	0,04252	0,05758	0,00215	0,0014
Mn	mg/m ³	0,02191	0,01296	0,00201	0,00138
Ni	mg/m ³	0,00802	0,00479	0,00033	0,00015
Co	mg/m ³	0,00382	0,00216	0,00005	0,00003
V	mg/m ³	0,02337	0,00954	0,00137	0,00076
Cr	mg/m ³	0,00986	0,01117	0,00068	0,00031
Sb	mg/m ³	0,00097	0,00114	0,00002	< 0,00003
Sn	mg/m ³	< 0,00002	0,00007	< 0,00002	< 0,00002
Mesure continue					
O ₂	% du vol.	7,2	7,1	7,2	7,1
Taux d'émission du soufre	%	-	-	9	9
Poussières	mg/m ³	22,8	8,7	0,8	0,5
NO _x	mg/m ³	-	-	185	185
CO	mg/m ³	-	-	17,0	12,7

Tableau 8.2 : concentrations des impuretés dans les fumées avec ou sans co-combustion

Les principales découvertes dans le sort des métaux ont entraîné les conséquences suivantes :

- la seule augmentation dans les émissions atmosphériques est celle du mercure (environ 6 %) même si cette augmentation n'est pas significative car la précision de la métrologie est faible
- seul le Cr est enrichi dans le granulats de mâchefer
- Pb, Ni et Hg se trouvent surtout dans les cendres volantes et dans les produits de la SDS
- Cd, Cu et Zn sont enrichis dans les deux pièges

	Unités	Granulat de mâchefer		Mélange de sous-produits : cendres volantes (30 %) et produits de la SDS (70 %)	
		Charbon uniquement	Co-combustion	Charbon uniquement	Co-combustion
Pb	mg/kg	34,4	34,6	167	244
Cd	mg/kg	0,097	0,126	1,5	3,1
Cr	mg/kg	88,3	119	102	96
Cu	mg/kg	62,8	135	90	175
Ni	mg/kg	75,4	70,5	96	97
Hg	mg/kg	0,022	0,015	0,13	0,2
Zn	mg/kg	132	298	264	856
PCB	µg/kg	-	-	0,02	0,02
PCDD/PCDF	mg/kg	-	-	0,001	0,003

Tableau 8.3 : qualité des résidus avec ou sans co-combustion

La qualité de l'éluat du granulat de mâchefer ne change pas, ce qui signifie que la charge additionnelle de métaux reste dans le granulat de mâchefer. L'apport croissant de PCDF/PCDD et de PCB provenant de la co-combustion n'entraîne pas une augmentation des émissions de ces substances dans l'air. Ils sont détruits dans la chaudière à des températures élevées d'environ 1 500 °C. La reproduction du PCDF/PCDD par la « synthèse de novo » est faible si les fumées sont brusquement refroidies jusqu'à 130 °C dans le préchauffeur d'air et lorsque le rapport de S/Cl s'élève à 7/1. Les boues d'épuration séchées étaient assez simples à gérer. Des problèmes se sont produits en les ajoutant au transporteur à courroie du charbon car des poussières se sont formées. En général, l'expérience a montré que les boues d'épuration séchées devraient être stockées et transportées uniquement dans des systèmes fermés.

Aspect économique : comme la co-combustion a uniquement été effectuée sur la période de test, aucune donnée économique n'était disponible.

Moteur de la mise en œuvre : les opérateurs des stations d'épuration devaient trouver de nouvelles façons de récupérer la teneur énergétique des boues d'épuration produites car la nouvelle réglementation ne permettra pas de les rejeter à partir de l'année 2005, et les agriculteurs refusent de plus en plus d'utiliser les boues comme engrais. En général, ces développements fournissent un moyen rentable d'appliquer la co-combustion aux opérateurs des centrales électriques. Dans l'exemple présenté, la co-combustion n'a pas été effectuée car l'autorité de réglementation a exigé que des mesures complémentaires soient prises pour réduire les émissions de mercure dans l'air. La façon habituelle d'effectuer cette opération (injection de coke ou de coke activé) aurait été trop onéreuse et aurait diminué la qualité du produit de la SDS.

Références bibliographiques : [98, DFIU, 2001].

EXEMPLE 8.2.2 CO-COMBUSTION DES BOUES D'ÉPURATION DANS UNE CHAUDIÈRE À CENDRES PULVÉRULENTES À COMBUSTION AU CHARBON PULVÉRISÉ – ANALYSE DES FLUX DE POLLUANTS

Description : la puissance thermique nominale de l'unité en exemple s'élève à 1933 MW et sa puissance produite brute à 760 MW_e. La co-combustion des boues d'épuration séchées de façon thermique a été testée en 1996 et depuis 1998, l'opérateur est autorisé à brûler les boues d'épuration séchées de façon thermique ainsi que de façon mécanique. La part maximale de la matière sèche des boues d'épuration autorisée dans l'apport massique total de la chaudière s'élève à 4 %. Cela entraîne un potentiel de co-combustion annuel de 40 000 tonnes de matière sèche des boues d'épuration, soit la production équivalente d'environ 1,82 million d'habitants.

Les boues d'épuration séchées de façon thermique avec une teneur en matière sèche de 85 % sont stockées dans un silo de 20 m³, d'où elles sont ensuite transportées vers une réserve de charbon de 600 m³ permettant de stocker suffisamment de combustible pour une journée. Les boues d'épuration séchées de façon mécanique avec une teneur en matière sèche d'environ 30 % sont stockées dans une trémie de 240 m³ d'où elles sont directement transmises dans les broyeurs à charbon. Elles peuvent donc être gérées plus facilement que les boues d'épuration séchées de façon thermique. Les deux trémies sont dotées d'installations d'aspiration et de dispositifs d'épuration permettant de garantir des émissions faibles dans l'air ambiant et des concentrations faibles en méthane dans les trémies. Sans ces installations d'aspiration, le risque d'explosion provoqué par des concentrations élevées de méthane peut être important. La production de méthane peut en particulier survenir dans la trémie pour les boues d'épuration séchées de façon mécanique à cause de leur teneur élevée en eau.

La co-combustion est principalement limitée par le potentiel de séchage des broyeurs à charbon. Si la teneur en eau du charbon est supérieure à 14 %, aucune autre boue d'épuration ne peut être ajoutée car elle ne pourra pas être séchée. Jusqu'à maintenant, la chaudière a rencontré des problèmes comme la corrosion, provoqués par la co-combustion. Le personnel a reçu des inoculations anti-hépatite et doit porter des vêtements spéciaux et des masques de protection lorsqu'il travaille à proximité d'un site de stockage ou de transport des boues d'épuration.

Avantages pour l'environnement : la co-combustion des boues d'épuration permet de réduire l'apport en charbon et par conséquent, les émissions de CO₂ fossile. Précisons que, pour une analyse globale des émissions de CO₂, le séchage thermique et le transport des boues d'épuration doivent être pris en compte. Ces étapes du procédé peuvent conduire à un résultat négatif de l'équilibre en CO₂, entraînant une augmentation nette du CO₂. Les économies réalisées sur des boues d'épuration avec une teneur en matière

sèche moyenne de 57 % (telle que prévue pour cette installation) s'élèvent à environ 5 800 MJ/tonne de boues d'épuration à matière sèche.

De plus, les substances organiques toxiques comme les dioxines ou les furannes, sont détruites. La plupart des métaux lourds sont fixés dans les cendres volantes ou dans les sous-produits de la FGD.

Applicabilité : la co-combustion des boues d'épuration a été appliquée avec succès dans plusieurs chaudières à charbon pulvérisé ainsi que dans des installations de combustion en lit fluidisé. D'un point de vue technique, elle est souvent limitée par le potentiel de séchage des broyeurs à charbon qui sont installés. Surtout en ce qui concerne le charbon maigre (hard coal), les potentiels de séchage des broyeurs à charbon peuvent ne pas être suffisants car la teneur en eau du charbon maigre est nettement inférieure à celle des boues d'épuration.

Effets croisés : les émissions atmosphériques des métaux lourds volatils comme l'arsenic, le sélénium et le mercure en particulier, peuvent augmenter à cause de la co-combustion des boues d'épuration. Pour l'installation citée en exemple, le changement obtenu en termes d'émissions est indiqué dans le tableau 8.4. Bien qu'aucun changement significatif dans l'une ou l'autre des substances émises ne puisse être perçu, la conclusion selon laquelle les boues d'épuration ne produisent aucune émission supplémentaire et sont donc équivalentes au charbon maigre ne doit pas être tirée. Les émissions ne changent pas considérablement car la part des boues d'épuration dans l'apport massique total ne dépasse pas 5 %, et le changement obtenu dans l'émission est souvent trop petit pour être mesuré. Surtout pour le mercure, ce fait est appuyé par la précision limitée des techniques de mesure, qui ne peuvent pas détecter les changements minimes d'émission. Dans cette installation, on estime qu'environ 45 % de l'apport en mercure est émis dans l'air.

Les principales pièges de métaux lourds sont les cendres volantes et les sous-produits de la FGD. Leur qualité ne change pas considérablement du fait de la co-combustion. Ainsi, il est possible de conserver les moyens habituels de récupération des sous-produits (cendres volantes, cendres de la chaudière, gypse). Comme la teneur en cendres des boues d'épuration est supérieure à celle du charbon, et comme l'apport massique du combustible augmente avec la co-combustion, la quantité de cendres volantes augmente également avec la co-combustion.

Données opérationnelles : en 1996, lors d'une phase de test initiale, les émissions dans l'air de la co-combustion des boues d'épuration dans différentes régions ont été mesurées et comparées à la combustion seule du charbon maigre. Le tableau 8.4 récapitule ces résultats. La part des boues d'épuration dans l'apport massique dans la chaudière est comprise entre 2,2 et 4,7 %.

	Fourchette des valeurs d'émission pour la combustion au charbon seul (mg/Nm ³)	Fourchette des valeurs d'émission pour la co-combustion des boues d'épuration (mg/Nm ³)
CO	3-10	4,7-8,5
SO ₂	80-270	175-270
NO _x	150-190	170-180
Particules	5-20	4,6-6,1
HF	1-3,4	1,5-2,5
HCl	0,6-7	0,7-2,3
Carbone organique	1	0,3-1,3
Σ Cd, Tl	< 0,005 ¹⁾	< 0,005
Hg	0,3-12 µg/Nm ^{3 2)}	0,1-13 µg/Nm ^{3 2)}
Σ Sb, As, Pb, Cr, Co, Cu, Mn, Ni, V, Sn	< 0,075	< 0,075
Dioxines/Furannes	< 5 pg de TE/Nm ³	3,3-4,8 pg de TE/Nm ³
¹⁾ Mesure unique en septembre 1996		
²⁾ Donnée comme valeur moyenne sur deux heures ; seule la concentration dans la phase gazeuse est fournie car la concentration dans les particules était trop basse pour effectuer la mesure		

Tableau 8.4 : émissions atmosphériques provenant de la co-combustion des boues d'épuration et de la combustion du charbon maigre seulement sur une période de test de 10 semaines en 1996

Pour ces mesures, les boues d'épuration de cinq régions différentes ont été utilisées. L'analyse élémentaire des boues d'épuration de deux de ces stations d'épuration est décrite dans le tableau 8.5 alors que la concentration des impuretés dans les boues des cinq installations d'épuration est indiquée dans le tableau 8.6.

	Analyse élémentaire	
	Teneur minimale (%)	Teneur maximale (%)
Pouvoir calorifique supérieure (MJ/kg)	7,12	8,7
Pouvoir calorifique inférieure (MJ/kg)	6,31	7,6
Carbone	20,47	24,54
Hydrogène	2,93	3,69
Azote	2,11	3,37
Oxygène	15,61	18
Soufre	0,81	0,94
Chlore	0,137	0,297
Fluor	0,0449	0,0755
Cendres	50,61	55,67

Tableau 8.5 : analyse élémentaire des boues d'épuration provenant de deux stations d'épuration

	Valeurs limites pour la co-combustion (mg/kg de matière sèche (MS))	Concentration dans les boues d'épuration pour la co-combustion	
		Min. (mg/kg de matière sèche (MS))	Max. (mg/kg de matière sèche (MS))
Pb	900	74,8	119
Cd	10	0,97	3,4
Cr	900	63	560
Cu	800	231	758
Ni	200	23,1	75
Hg	8	0,398	1,6
Zn	2 500	892	1 600
PCB	0,2	0,08	0,187
PCDD/PCDF	100 ng de TE/kg de MS	21 ng de TE/kg de MS	71 ng de TE/kg de MS
AOX	500	164	1 240
Remarques : MS = matière sèche			

Tableau 8.6 : fourchettes de concentration des impuretés dans les boues d'épuration provenant de différentes stations d'épuration lors de la période de test

Aucune concentration pertinente de dioxines/furannes n'a été mesurée dans les sous-produits (cendres, gypse, eaux usées). L'augmentation de la teneur en métaux lourds des sous-produits était insignifiante, et la qualité des sous-produits demeurait presque inchangée. Ainsi, les cendres de la chaudière, les cendres volantes et le gypse étaient récupérés de la façon habituelle.

Environ 99 % des métaux lourds (à l'exception du mercure) peuvent être détectés dans les cendres volantes ou dans les sous-produits de la FGD par voie humide. Environ 55 % du mercure est également capté de cette façon. Les 45 % restants sont émis dans l'air.

Aspect économique : aucune donnée spécifique n'est disponible pour l'exemple d'installation présenté. On estime que le coût total de la co-combustion des boues d'épuration contenant 30 à 92,5 % de matière sèche est compris entre respectivement 46 et 52 euros/tonne.

Moteur de la mise en œuvre : les opérateurs des installations d'épuration devaient trouver de nouvelles façons de traiter les boues d'épuration produites car la nouvelle réglementation ne permettra pas de les rejeter à partir de l'année 2005, et les agriculteurs refusent de plus en plus d'utiliser les boues comme engrais. Ces développements fournissent une méthode de co-combustion rentable aux opérateurs des centrales électriques.

Références bibliographiques : [98, DFIU, 2001], [154, Maier, et al., 1999], [155, Buck et Triebel, 2000], [157, Rentz et Sasse, 2000].

EXEMPLE 8.2.3 CO-COMBUSTION DES BOUES D'ÉPURATION DANS UNE INSTALLATION DE COMBUSTION EN LIT FLUIDISÉ A LIGNITE AVEC CONTRÔLE DU MERCURE

Description : la puissance thermique nominale de la chaudière à CFBC présentée ci-dessous (figure 8.6) s'élève à 275 MW. Elle produit principalement de la vapeur pour une installation de traitement du lignite. Après quelques tests initiaux de co-combustion des boues d'épuration, un dispositif de réduction des émissions de mercure a dû être installé pour permettre un fonctionnement continu. Dans ce cadre, le conduit des fumées a été équipé d'un dispositif pouvant introduire via une buse d'injection de la poussière de coke de lignite (produite dans un procédé Siemens-Martin) dans les fumées. Après 20 mètres, le sorbant chargé est séparé dans l'ESP. Dans les réacteurs à flux forcé communs, le coke chargé est séparé des fumées dans les filtres à manches. Dans ce cas, le filtre à manches a été abandonné et le coke a été séparé dans l'ESP existant en même temps que les particules. La quantité de boues d'épuration dans la puissance thermique nominale totale peut atteindre 4 %.

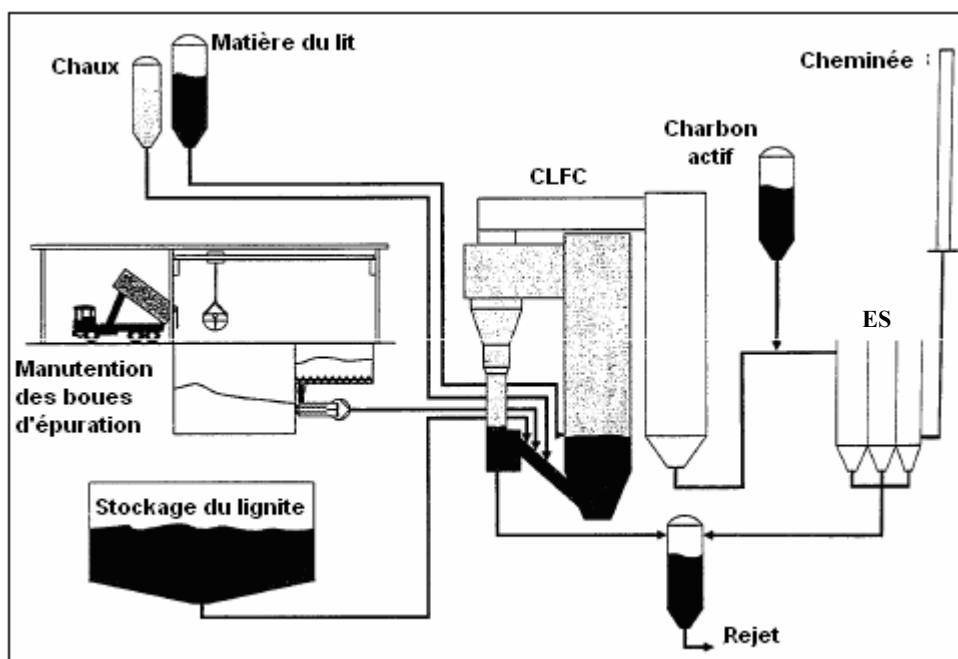


Figure 8.6 : injection de charbon actif dans le conduit des fumées d'une chaudière CFBC avec co-combustion des boues d'épuration
[75, Hein, et al., 2000]

Avantages pour l'environnement : l'utilisation énergétique des boues d'épuration permet de réduire la consommation de lignite. Ainsi, la consommation des ressources ainsi que les émissions de CO_2 fossile sont réduites. La réduction des émissions de mercure permet de diminuer les émissions atmosphériques de mercure jusqu'à 85 %, et les émissions obtenues sont nettement inférieures aux valeurs limites des émissions légales.

Applicabilité : il a été prouvé que la co-combustion des boues d'épuration dans les installations FBC est techniquement viable si la part de la puissance thermique nominale ne dépasse pas 5 %. Les émissions atmosphériques ne changent pas non plus (par exemple, le SO_2 et les NO_x) ou peuvent être augmentées de façon marginale (comme les métaux lourds, les dioxines et les furannes). Presque 100 % des métaux non volatils peuvent être détectés dans les cendres volantes. Le seul problème peut provenir du mercure. L'injection de coke de lignite dans l'exemple d'installation est une technique de réduction bien connue dans les incinérateurs de déchets, permettant de réduire les métaux lourds, les dioxines et les furannes. La seule restriction de ce procédé d'épuration des fumées est la température car sa limite s'élève à 170 °C et elle ne doit pas être dépassée.

Effets croisés : la réduction du mercure consomme entre 70 et 80 kg/heure de coke de lignite. Le coke chargé est séparé des fumées en même temps que les cendres volantes, et il doit être éliminé. À cause du coke chargé, la teneur en mercure des cendres volantes augmente de 1 mg de Hg/kg de cendres volantes à 2,7 mg de Hg/kg de cendres volantes.

Données opérationnelles : la concentration du mercure dans les fumées pour la co-combustion des boues d'épuration sans réduction des émissions s'élevait à environ 0,025 mg/Nm³. L'injection du coke de lignite à un taux de 80 kg/heure a permis de réduire les émissions de 75 à 85 %, c'est-à-dire à environ 0,004 mg/Nm³. Presque la même efficacité de séparation aurait pu être obtenue avec un taux d'injection de 50 kg/heure, et cette valeur a été atteinte seulement deux heures après le démarrage de l'injection. Cela indique qu'il faut un certain temps pour développer un nuage actif de poussière de coke dans l'ESP afin de séparer efficacement le mercure. L'apport de lignite à pleine charge s'élève à 77 tonnes/heure, l'apport de boues d'épuration à 25 tonnes/heure. Les caractéristiques des deux combustibles sont indiquées dans le tableau 8.7.

	% de teneur en eau	% de teneur en cendres	Teneur en mercure en mg/kg de matière sèche
Lignite	52,5	1,75	0,09
Boues d'épuration	73,2	12,6	1,33

Tableau 8.7 : caractéristiques du lignite et des boues d'épuration

La solubilité des cendres volantes ne change pas grâce à l'ajout de coke de lignite. Ainsi, les métaux lourds restent fixés dans le coke de lignite.

Aspect économique : les valeurs exactes de l'injection du coke de lignite ne sont pas connues. Mais les coûts de l'injection de coke de lignite peuvent être comparés à ceux du réacteur à flux forcé. Les coûts d'investissement de la technique présentée doivent être largement inférieurs à ceux d'un réacteur à flux forcé car l'installation est plus simple et aucun filtre à manches supplémentaire n'est nécessaire.

Moteur de la mise en œuvre : la motivation derrière la co-combustion est l'avantage économique potentiel à partir de l'année 2005, les boues d'épuration ne sont plus autorisées à être rejetées et une combustion alternative dans les installations d'incinération des déchets ou dans les installations d'incinération spécifiques aux boues d'épuration est onéreuse. L'injection de coke de lignite a été installée pour respecter les valeurs limites d'émissions légales.

Références bibliographiques : [98, DFIU, 2001], [75, Hein, et al., 2000], [158, Wirling, et al., 2000], [159, Thomé-Kozminsky, 1998], [160, Rentz, et al., 1996].

8.3 Consommation actuelle et niveau x d'émission dans la co-combustion du combustible secondaire dans les grandes installations de combustion

8.3.1 Présentation des combustibles secondaires dans les grandes installations de co-combustion

La co-combustion du combustible secondaire influence le rendement de l'installation et les émissions atmosphériques. L'eau a également des effets sur la qualité des résidus de combustion et des sous-produits.

L'importance de ces effets est déterminée par la façon dont les propriétés du combustible secondaire diffèrent de celles du combustible principal. Les principales propriétés physicochimiques qui décrivent la qualité d'un combustible, sont :

- Le pouvoir calorifique
- La teneur en cendres
- La teneur en eau
- La matière volatile et
- La composition chimique (en particulier C, H, O, N, S, Al, K, Na, P, Cl, F ainsi que Hg et d'autres métaux)

Les principaux types de combustible secondaire qui ont été utilisés pour la co-combustion dans les grandes installations de combustion sont décrits dans le tableau 8.8, et les plus importants de cette liste sont les boues d'épuration et la biomasse/le bois.

Type de combustible secondaire	Exemples de combustible secondaire
(Sous)-produits des animaux	Farine animale, suif, farine de viande osseuse, fumier et déjections de volaille
Produits chimiques	Acides organiques et solvants liquides, gaz de four au phosphore
Déchets municipaux	Papiers usagés Matières d'emballage Plastiques Combustibles dérivés de déchets (RDF)
Matières à base d'huile	Goudron Huile usagée
Combustibles récupérés	Combustibles dérivés de différentes fractions de déchets à fort pouvoir calorifique
Boues	Boues d'épuration Papiers (comme le désencrage, le bio et les boues primaires)
Pneus	Pneus déchiquetés
Végétaux	Cultures énergétiques comme le saule Résidus agricoles comme la paille, les plantes céréalières et l'herbage issus de l'entretien des sites
Bois	Résidus de bois, bois de démolition, déchets de bois, résidus forestiers, copeaux Pellets/Briquettes de biomasse

Tableau 8.8 : type de combustibles secondaires dans les grandes installations de combustion

Les combustibles dérivés de déchets sont principalement solides ou liquides, et contiennent une quantité importante de cendres. C'est pour cette raison que la co-combustion est plus ou moins limitée à une application dans les chaudières à charbon. De plus, certaines de ces matières peuvent être classées comme matières dangereuses car elles peuvent être contaminées par d'autres matières dangereuses. Les tableaux 8.9 à 8.11 fournissent également certains exemples de combustibles secondaires qui sont utilisés dans les centrales électriques au charbon. Ils montrent aussi des exemples de la composition de différents types de combustibles secondaires qui sont utilisés dans les grandes installations de combustion. Des informations complémentaires sont fournies dans les propositions du CEN. Dans ce contexte, reportez-

vous aux tableaux 4.32 et 4.33 présentés dans le chapitre 4, relatifs à la combustion du charbon et du lignite.

Paramètre	Unités	Fourchette (lignite et charbon maigre)	Fourchette (boues d'épuration, municipales – industrielles)
Teneur en eau	% de poids	3–60	65–75
Pouvoir calorifique H _u	MJ/kg de masse sèche	7–38	9–12
Teneur en cendres	% de poids	3–17	40–60
Volatiles	% de poids	17–60	13–47
C de fixateur	% de poids	19	1
C	% de poids	60–80	33–50
H	% de poids	3–9	4–7
N	% de poids	0,5–2	2–3
S	% de poids	0,5–3	0,5–2
Cl	mg/kg de masse sèche	200–300	500–3 000
F	mg/kg de masse sèche	16–20	100–350
As	mg/kg de masse sèche	0,4–18	4–9,2
B	mg/kg de masse sèche	Aucune donnée	30–55
Ba	mg/kg de masse sèche	Aucune donnée	300–500
Be	mg/kg de masse sèche	0,1	0,9–2
Pb	mg/kg de masse sèche	0,4–50	15–412
Cd	mg/kg de masse sèche	0,02–5	4–6,5
Co	mg/kg de masse sèche	0,6–21	2–13,4
Cr	mg/kg de masse sèche	1,4–39,1	40–108,6
Cu	mg/kg de masse sèche	1–33	30–434
K	mg/kg de masse sèche	Aucune donnée	1 500–2 300
Mn	mg/kg de masse sèche	88–160	210–1 000
Na	mg/kg de masse sèche	Aucune donnée	1 100–4 400
Ni	mg/kg de masse sèche	1,6–40,5	30–57
Hg	mg/kg de masse sèche	0,1–0,3	0,2–4,5
Se	mg/kg de masse sèche	Aucune donnée	< 5
Sb	mg/kg de masse sèche	1–5	2,4–8,5
Th	mg/kg de masse sèche	0,1–0,3	1,2–2
V	mg/kg de masse sèche	1–105	9–35,4
Sn	mg/kg de masse sèche	4	10–100
Zn	mg/kg de masse sèche	5–60	420–1 600
AOX	mg/kg de masse sèche	Aucune donnée	350

Tableau 8.9 : exemple de compositions des boues d'épuration et du charbon//lignite [64, UBA, 2000]

Comme le bois à usage de combustible secondaire possède des origines différentes comme les déchets de bois, le bois de démolition (avec ou sans produits de préservation du bois) et les résidus de carton, les niveaux d'impuretés et de contamination peuvent considérablement varier. Le tableau 8.10 montre la variation des impuretés et la contamination de différents exemples de déchets de bois, dont certains peuvent contenir du bois qui a été traité avec des produits de préservation (le bois de démolition par exemple).

Élément	Unités	Déchets de bois A	Déchets de bois B	Déchets de bois C	Bois de démolition
Azote	(mg/kg)	non disponible	7 600	7 300	2 400
Soufre	(mg/kg)	1 000	< 20	5 500	1 700
Chlorure	(mg/kg)	2 000	200	320	1 184
Fluorure	(mg/kg)	120	3	50	88
Cd	(mg/kg)	10	1	non disponible	4,1
Hg	(mg/kg)	1	< 0,5	non disponible	1,5
As	(mg/kg)	2	1	non disponible	4
Co	(mg/kg)	2	non disponible	non disponible	4,1
Cu	(mg/kg)	1 000	16	23	1 388
Cr	(mg/kg)	120	19	32	48
Mn	(mg/kg)	100	non disponible	non disponible	non disponible
Ni	(mg/kg)	20	4	5	15,8
Pb	(mg/kg)	1 000	140	510	762
Sb	(mg/kg)	10	non disponible	non disponible	11,8
Zn	(mg/kg)	20	12	non disponible	23,5

Tableau 8.10 : exemples de la composition des types de déchets de bois utilisés dans les grandes installations de combustion
[75, Hein, et al., 2000]

Substance	Unités	Écorce	Mélèze - Copeaux	Écorce + copeaux + boues d'épuration séchées	Écorce + copeaux + bois issus de la démolition	Écorce + copeaux + plastiques	Écorce + carton + plastique issus de la récupération électronique des déchets de fabrication
Carbone	%	49,78	51,01	47,06	48,69	50,64	50,43
Hydrogène	%	5,41	6,10	5,59	5,77	5,73	5,75
Oxygène	%	36,98	42,28	30,06	36,17	36,85	34,95
Azote	%	0,45	0,21	2,82	1,48	0,70	1,42
Soufre total	%	0,04	0,02	0,40	0,12	0,05	0,09
Cendres	%	7,34	0,38	14,07	7,77	6,03	7,37
Combustibles	%	92,66	99,62	85,93	92,23	93,97	92,63
Volatiles	%	69,06	83,04	66,70	72,71	71,39	70,56
H _o	kJ/kg	19 658	20 380	19 111	19 601	20 112	20 351
H _u	kJ/kg	18 478	19 050	17 891	18 343	18 862	19 097
Chlorure	% Cl	0,000	0,000	0,112	0,035	0,071	0,135
Fluorure	% de F	0,000	0,000	0,012	0,003	0,004	0,004

Tableau 8.11 : variation des impuretés dans différents mélanges de combustibles de bois secondaires
[64, UBA, 2000]

8.3.2 Degré de combustibles secondaires dans les grandes installations de co-combustion

Le tableau 8.12 présente certaines expériences de la co-combustion du combustible secondaire dans les centrales électriques à charbon. La majorité de ces expériences concerne la co-combustion inférieure à 10 % sur une base thermique. Les références aux taux de co-combustion supérieurs concernent les chaudières en lit fluidisé ou la co-combustion du bois pulvérisé de façon séparée dans les chaudières à charbon pulvérisé.

Des démonstrations à grande échelle ont été effectuées avec les boues d'épuration et les copeaux de bois. Le tableau 8.12 propose une vue d'ensemble des centrales électriques dans lesquelles les combustibles secondaires ont subi une co-combustion.

En Finlande par exemple, environ 400 000 tonnes/an (données de l'année 2000) de déchets séparés à la source font actuellement l'objet d'une co-combustion dans une quarantaine de chaudières, la proportion de combustibles issus des déchets étant de 5 à 30 % du combustible principal. Le combustible récupéré subit plus souvent la co-combustion dans les chaudières en lit fluidisé, dans lesquelles le combustible principal est la tourbe, le charbon ou le bois à usage de combustible. Les principaux composants des combustibles issus des déchets sont le papier et le carton, certaines matières plastiques connues et les RDF. Dans ce pays, les catégories de qualité et les méthodes de contrôle qualité des combustibles dérivés de déchets pour la co-combustion sont recommandées par la norme nationale.

Pays	Puissance (MW _e)	Combustible secondaire	% thermique du degré de co-combustion	Gestion du combustible de co-combustion	Remarques
Autriche					
	124	Biomasse (écorce)	3	La chaudière possède deux grilles de poussée vers l'avant refroidies par de l'air, situées dans la partie inférieure de la chaudière, avec une capacité de 5 MW chacune	Exploitée depuis 1994. Cf. la section 8.1.4.3 pour plus de détails
	137	Biomasse	3	Gazéification, brûleurs gaz et recombustion (reburning)	La biomasse gazéifiée subit une co-combustion comme combustible de recombustion. Exploitée depuis 1997
Danemark					
	77,5	Paille	50	Combustion en lit fluidisé	Installation conçue pour un mélange de combustible de type charbon/paille
	125	Bois pulvérisé	20	Brûleurs à bois distincts	Le bois pulvérisé était brûlé dans deux brûleurs spécifiques. Aucun effet négatif n'a été noté et des pourcentages de co-combustion supérieurs pouvaient être possibles. Les émissions de NO _x étaient réduites de 35 % et la qualité des cendres volantes restait satisfaisante
Allemagne					
	170	Boues d'épuration	11		
	195	Boues d'épuration	3,5		
	235	Boues d'épuration	3,5		
	280	Pellets de biomasse	Masse max. de 10	Brûleurs à bois et broyeurs à bois distincts	La biomasse est pulvérisée dans les broyeurs à marteaux et la partie inférieure de la chaudière est dotée d'une grille
	382	Boues d'épuration	5		
	565	Boues d'épuration	0		
	805	Boues d'épuration	< 0,5		
	913	Boues d'épuration	1		
	930	Boues d'épuration	5		
	1 074	Boues d'épuration	1,5		
	1 280	Boues	0,07		

		d'épuration			
	1 933	Boues d'épuration	1,1		
Finlande					
	> 40 chaudières	REF, RDF, Déchets municipaux sélectionnés			
Italie					
	320 MW _e	RDF		Pulvérisée avec du charbon	Le RDF est obtenu à partir des déchets solides municipaux grâce au broyage, à la séparation magnétique de la matière métallique, au trommel et à la classification en fractions et inertes organiques distinctes
	48 MW _{th}	RDF	10 à 15 % selon une puissance de 33 MW _{th} uniquement	Deux solutions : 1) pulvérisée avec du charbon, 2) ligne d'alimentation dédiée	La co-combustion a montré un niveau plus élevé d'imbrûlés
Pays-Bas					
	403	Gaz de four au phosphore Boues	3	Brûleurs gaz distincts Pulvérisée avec du charbon	Exploitée depuis 1996 Tests à grande échelle
	518	Résidus organiques liquides	1		Exploitée depuis 1995
	518	Pellets de biomasse	5	Pulvérisée avec du charbon	Exploitée depuis 1998
	600	Déchets de bois	3	Broyés séparément, brûleurs à bois	Exploitée depuis 1995
	600	Déchets de bois	5	Gazéification avec épuration des gaz, brûleurs gaz	Mise en service en 2000
	630	Boues d'épuration séchées	3	Pulvérisée avec du charbon	Plusieurs tests à grande échelle
	645	Boues du papier	Masse max. de 10	Pulvérisée avec du charbon	Exploitée depuis 1997
États-Unis					
		Bois (saule)	Masse max. de 10	Brûleurs à bois et broyeurs à bois distincts	
		Bois	Masse max. de 5	Pulvérisée avec du charbon	
	2 x 25	Bois/RDF	50/15	Combustion en lit fluidisé bouillonnant	
	54	Bois	Max. 40		Test court, brûleur à support de gaz naturel
	100	Bois (sciure, arbres élagués)	Masse max. de 13,5		Test à grande échelle, augmentation de l'excès d'air , diminution des températures de la vapeur
	350	Combustible dérivé de déchets	6		
	560	Déchets de bois	5		Chambre de combustion à cyclone

Tableau 8.12 : expérience de la co-combustion dans certaines grandes installations de combustion des États membres de l'UE et aux États-Unis
[58, Eurelectric, 2001]

8.3.3 Effets généraux de la co-combustion du combustible secondaire

La manipulation, et en particulier la combustion du combustible secondaire, peuvent entraîner des complications en fonction des niveaux d'émission, du rendement et de la disponibilité de l'installation ainsi que de la quantité et de la qualité des résidus, des sous-produits et des eaux usées. Ces effets sont influencés par la nature du combustible secondaire, en particulier en ce qui concerne sa :

- toxicité (les germes pathogènes aussi)
- risque d'explosion (combustible gazeux et coups de poussières)
- inflammabilité (combustibles liquides)
- teneur en humidité du combustible
- échauffement spontané (biomasse)
- odeur
- fluidité (pour les boues et les solides)
- broyabilité

Ces aspects doivent être abordés lors du choix du combustible afin de permettre une co-combustion correcte et sûre du combustible secondaire.

8.3.4 Effets de la co-combustion sur le rendement de l'installation

Lorsque la chaudière fonctionne avec un mélange de combustibles, les rendements de la centrale électrique en matière de conversion des intrants énergétiques de chaque flux de combustible en extrant énergétique doivent être déterminés. Cela signifie que pour définir l'effet de la co-combustion sur le rendement d'une installation, la conversion du combustible secondaire en extrant énergétique ainsi que l'influence de la co-combustion sur la conversion du combustible principal doivent être prises en compte.

L'efficacité de la conversion des déchets en énergie est influencée par :

- la teneur en humidité du combustible
- la réactivité du combustible
- la broyabilité du combustible
- les efficacités des procédés de prétraitement requis avant la combustion
- l'ilotage nécessaire à la manipulation et au prétraitement du combustible
- le pouvoir calorifique
- la teneur en cendres

La co-combustion du combustible secondaire peut influencer la conversion du combustible principal en extrant énergétique des façons suivantes :

- De l'air en excès peut être nécessaire pour garantir une combustion correcte
- La température et le flux des fumées dans la chaudière peuvent changer
- Une augmentation du carbone imbrûlé dans les cendres volantes peut se produire
- Les températures de la vapeur peuvent changer
- Le rendement peut être influencé par le séchage du combustible secondaire sur le site ou en dehors du site

Des exemples classiques de l'efficacité de la conversion du combustible secondaire en électricité, comparé au rendement du combustible principal, sont présentées dans le tableau 8.13.

Exemples	Modifications du rendement	Remarques
Effet de la co-combustion du bois	4 à 5 % du charbon sera remplacé par du bois pulvérisé. Cette capacité repose sur la disponibilité du bois plutôt que sur la capacité de co-combustion de la chaudière. L'augmentation de la teneur en humidité du combustible a uniquement des conséquences mineures sur le rendement lorsqu'un pouvoir calorifique inférieure est utilisé	Les copeaux de bois, avec une dimension maximale de 3 cm, sont transportés dans des conteneurs vers la centrale électrique, puis sont stockés à un endroit dont la capacité de co-combustion du bois s'élève à un jour. Une fois le déchargement des containers terminés, un transporteur à courroie emporte le bois vers le broyeur à marteau. Les particules fines sont envoyées vers un dépoussiéreur ; les grosses particules sont stockées dans l'une des réserves journalières. Les copeaux de ces réserves sont envoyés dans deux broyeurs afin de broyer le bois en une poudre avec une granulométrie spécifique ($90 \% < 800 \mu\text{m}$). En même temps que le bois pulvérisé dans les broyeurs à marteaux, la poudre de bois est transportée dans un silo se trouvant à proximité de la chaudière. Un système de dosage distribue le bois dans les brûleurs à bois qui se trouvent sous les brûleurs à charbon
Effet de la co-combustion des boues d'épuration et du fumier. Comment le rendement est influencé par le séchage du combustible secondaire	De plus, la teneur élevée en humidité du combustible aura un effet défavorable sur les performances de la chaudière	Le combustible qui est trop humide pour être séché dans un broyeur à charbon doit être séché avant d'être mélangé au combustible principal. Des exemples classiques de combustibles secondaires qui doivent souvent être séchés sont les boues d'épuration et le fumier (les déjections de volaille par exemple), dont la teneur en humidité est supérieure à 50 %. La capacité de séchage d'un broyeur à charbon peut être trop basse pour sécher efficacement ces combustibles

Tableau 8.13 : exemples de certains des effets de la co-combustion sur le rendement des grandes installations de combustion

8.3.5 Effets de la co-combustion sur les performances de l'installation

À part l'influence possible sur le rendement de l'installation, causée par la teneur en humidité ou en cendres, la co-combustion peut également avoir des conséquences sur les performances de l'installation. Cela peut provoquer une diminution de la charge nominale, ou de la vitesse de contrôle de la charge de la centrale électrique, provoquée par les contraintes de capacité des composants. Par exemple, la capacité des ventilateurs d'extraction des fumées peut limiter le facteur de co-combustion des combustibles humides. Les performances de l'installation (et sa disponibilité) peuvent également être influencées par la corrosion (provenant de la teneur en soufre et en chlore du combustible), par l'érosion, la scorification ou l'encrassement (provoqué par la teneur en alcalins des cendres) de la chaudière. Pour prévenir la diminution des performances de l'installation, il suffit d'adapter un équipement de prétraitement ou de préconversion du combustible des grandes installations de combustion, ou de limiter le degré de co-combustion.

Les influences sur le rendement et les performances de l'installation augmentent lorsque le combustible secondaire s'écarte du ou des combustibles propres à l'installation d'origine de la chaudière. La liste suivante répertorie plusieurs façons dont la co-combustion du combustible secondaire peut affecter les performances des grandes installations de combustion :

- l'existence de la capacité de conception de l'équipement de la centrale électrique (provenant par exemple d'un flux plus important des fumées humides dans la co-combustion des combustibles humides)

- les aspects de la combustion du combustible secondaire comme l'inflammation, la stabilité de flamme, les température de flamme, la formation de NOx et la combustion, qui peuvent être différents de ceux du combustible principal
- la scorification et l'encrassement, influencés par la composition chimique des cendres (en particulier le potassium, le sodium et le soufre) et la trajectoire de mélange des cendres
- le comportement thermique de la chaudière, en particulier l'échange de chaleur radiante et convective
- la corrosion et l'érosion des pièces de la chaudière par les sels (provoquées par les composés de soufre et de chlore du combustible et par les conditions de fonctionnement lors de la combustion de la chaudière, comme la réduction de l'air)
- la qualité et le comportement des sous produits et des résidus de combustion
- les émissions atmosphériques provoquées par la teneur en soufre, chlore, métaux lourds, substances organiques, etc. du combustible secondaire
- les émissions dans l'eau provoquées par la teneur en soufre, chlore, métaux lourds, substances organiques, etc. du combustible secondaire
- les impacts sur les unités d'épuration des fumées à cause des changements dans la composition des fumées (en particulier la désactivation des catalyseurs DENOX par les alcalins, As, P ou F ; augmentation de la séparation des cendres volantes grâce à l'ESP ; influence sur la FGD)
- émissions dans l'air et l'eau provenant du prétraitement des déchets (séchage des boues d'épuration, par exemple)

Le tableau 8.14 montre quelques exemples des effets les plus importants de la co-combustion du combustible secondaire sur les performances des grandes installations de combustion.

Combustible secondaire	Commentaires	Effets sur les performances
Farine animale	Effet sur le pouvoir calorifique	Problèmes créés par le phosphore, le chlore et les métaux alcalins du combustible secondaire
Farine de viande osseuse		Effet du phosphore créant du phosphate de calcium qui provoque l'obstruction. Les autres problèmes sont les métaux alcalins (sodium, potassium) et le chlore
Suif	Il est généralement utilisé comme un substitut du fioul	Il peut contenir plus de 0,05 % de phosphore et créer des problèmes

Tableau 8.14 : effets provoqués par le combustible secondaire lors de la co-combustion dans les grandes installations de combustion

8.3.6 Effets de la co-combustion sur les émissions atmosphériques

Les propriétés chimiques du combustible secondaire co-brûlé sont les principaux facteurs déterminants des émissions atmosphériques. Les concentrations élevées d'éléments dans le combustible secondaire comme le mercure, comparées aux concentrations de ces éléments dans le charbon ou la lignite, permettront d'obtenir des émissions atmosphériques supérieures à partir de la cheminée. Les mesures de réduction des émissions atmosphériques peuvent effacer les différences pouvant apparaître suite à la production d'émissions supplémentaires provenant de la co-combustion.

8.3.6.1 Particu les

Les émissions de poussières de la cheminée peuvent changer avec la co-combustion grâce à la composition physique différente et à la nouvelle composition chimique des cendres, pouvant modifier les performances de l'ESP en particulier. Toutefois, les combustibles solides secs qui peuvent émettre des particules très fines, pourraient provoquer l'apparition d'émissions de poussières fugitives, surtout dans les zones de manutention et de stockage. Les émissions de poussières dépendent du combustible secondaire, en particulier si les performances de l'ESP sont modifiées par la nouvelle composition des cendres.

Les particules sont présentes dans les fumées pour plusieurs raisons. Certaines d'entre elles sont liées aux cendres qui sont entraînées dans les fumées par les conditions turbulentes de la chambre de combustion. Les combustibles légers comme la paille y sont particulièrement sujets. De la même façon, les fumées peuvent entraîner du combustible partiellement brûlé.

Les composés et les métaux comme le cadmium et surtout le mercure qui est volatilisé dans la chambre de combustion peuvent se condenser en particules lorsque la température chute après la combustion. Ces

matières peuvent former une fumée submicronique dont l'élimination peut être difficile. Les particules peuvent également être générées par un nettoyage de routine pendant le fonctionnement de la centrale, comme lors du soufflage de suie.

8.3.6.2 Gaz acides

En fonction du type de combustible secondaire qui est utilisé, des émissions supérieures de gaz acides peuvent survenir. Ces gaz sont le chlorure d'hydrogène, le dioxyde de soufre, le fluorure d'hydrogène et les oxydes d'azote. La concentration des différents composés dans le combustible secondaire permettra de déterminer les niveaux des gaz acides respectifs dans les fumées ainsi que les mesures de réduction qui seront appliquées.

8.3.6.3 Oxydes de carbone

Les émissions de CO_2 fossile diminuent lorsque le combustible secondaire renouvelable fait l'objet d'une co-combustion. C'est l'un des premiers objectifs de la co-combustion de la biomasse. Avec le remplacement du combustible fossile principal, l'émission de « CO_2 fossile » diminue alors que le CO_2 provenant de la biomasse n'est pas représenté. La réduction des émissions de CO_2 justifie généralement la co-combustion de la biomasse même si les émissions atmosphériques d'autres composants peuvent augmenter. Les émissions de monoxyde de carbone n'augmentent pas considérablement dans la co-combustion.

8.3.6.4 Halo gènes

Les émissions d'halogénures peuvent être supérieures dans la co-combustion des combustibles secondaires avec des teneurs en Cl et/ou F élevées. Par exemple, les chlorures et les fluorures ne sont pas complètement réduits par les installations d'épuration des fumées classiques des centrales électriques au charbon. Les concentrations de ces composants peuvent être élevées si on les compare aux valeurs d'émission produites par les incinérateurs de déchets. Les émissions, en particulier celles des fluorures, sont supérieures lorsqu'un échangeur de chaleur gaz-gaz est utilisé pour réchauffer les fumées épurées après la FGD.

8.3.6.5 Oxydes d'azote

Le combustible récupéré ou dérivé de déchets peut avoir des conséquences positives ou négatives sur les émissions de NO_x en fonction de la similitude entre le combustible récupéré ou dérivé de déchets et le charbon avec lequel il subit la co-combustion. Les charbons à haute teneur en matière volatile augmentent la température de la flamme, ce qui peut donc éventuellement contribuer à la formation supplémentaire de NO_x . Le combustible secondaire, qui comporte un pourcentage d'humidité élevé, s'enflamme lentement avec une température de flamme adiabatique basse, contribuant donc à former moins de NO_x . Les installations dotées de techniques de réduction des émissions de NO_x sont plus enclines à accepter les combustibles secondaires avec une teneur en azote du combustible supérieure.

8.3.6.6 Oxydes de soufre

Les combustibles secondaires avec une teneur en soufre nettement supérieure à celle des combustibles principaux (charbon, lignite, tourbe) peuvent parfois être à l'origine de concentrations dans les fumées légèrement supérieures, supposant une élimination adéquate du SO_2 dans les fumées. Cependant, nombre de ses combustibles secondaires peuvent avoir une teneur en soufre inférieure à celle des principaux combustibles. Dans ce cas, les émissions totales des composés soufrés peuvent diminuer.

8.3.6.7 COV et dioxines

Les composés organiques volatils (COV) des fumées représentent le combustible non brûlé. La co-combustion peut conduire à une augmentation des émissions de COV. Toutefois, les émissions d'hydrocarbures, des composés organiques volatils et du charbon actif en poudre ne changent pas considérablement lors de la co-combustion lorsqu'une bonne combustion est atteinte [58, Eurelectric, 2001].

Les dibenzoparadioxines polychlorées et les dibenzofurannes polychlorés (« dioxines et furannes ») sont un type particulier de COV, la dioxine étant un terme générique pour plus de 200 de ces composés.

Les dioxines et les substances précurseurs de dioxines peuvent être présentes dans les combustibles secondaires, comme le bois de démolition ou le combustible dérivé de déchets (RDF), en petites quantités qui sont détruites dans la chambre de combustion. Toutefois, elles peuvent ensuite se reformer par ce qu'on appelle le procédé de « synthèse de novo », à partir de précurseurs comme les benzènes chlorés, les PCB ou les précurseurs non chlorés, contenant un apport associé de chlore inorganique. Le mécanisme de leur reformation n'est pas encore complètement compris, mais l'on pense que la présence de cuivre, de suies et de cendres volantes peut favoriser ce procédé, qui se produit essentiellement à des températures comprises entre 200 et 450 °C. A cause de ses effets, on a identifié que la co-combustion de certains types de déchets peut provoquer une augmentation des émissions de dioxines. Ces dernières peuvent être réduites en injectant du charbon actif dans les fumées.

Cependant, les émissions de dioxines et de furannes dans les installations de combustion au charbon sont faibles de par leurs caractéristiques de combustion spécifiques et de par la teneur en soufre du combustible qui empêche la formation de ces composés. Cela ne change pas avec la co-combustion, même avec un combustible secondaire dont la teneur en chlore est élevée.

8.3.6.8 Métaux x

Les métaux (par exemple, les métaux lourds et toxiques) sont déjà en partie présents comme éléments naturels dans les combustibles fossiles. Les combustibles secondaires, tels que les boues d'épuration et les combustibles dérivés de déchets ou de la démolition de construction en bois, peuvent contenir des métaux (comme le montrent les tableaux 8.9 et 8.10), en quantité supérieure à celle des combustibles classiques. L'huile usagée produit peu de cendres et ainsi, les composés de métaux toxiques présents dans le combustible ont peu de chances de finir dans les fumées.

Certains métaux restent dans le mâchefer du foyer alors que d'autres dans les fumées peuvent se condenser en aval de la chambre de combustion, où ils deviennent des particules. Certains composés des métaux hautement volatils comme le cadmium, le mercure, le thallium et le sélénium, resteront dans la phase de vapeur ou dans une fumée ultra-fine. En considérant (les compositions du) combustible secondaire, la concentration en Hg est généralement l'un des éléments les plus critiques à cause de sa volatilité [58, Eurelectric, 2001]. À cause des limitations relatives à l'apport de déchets (seulement quelques pour cent de la puissance thermique totale d'une centrale électrique proviennent de déchets qui font l'objet d'une co-combustion) et à cause des concentrations en Hg faibles dans le gaz brut des centrales électriques au charbon épurées, la concentration en gaz brut du Hg n'augmentera pas de manière significative suite aux effets de la dilution (de plus, la limite de détection est souvent le paramètre de limitation). Cependant, les charges émises augmenteront suite aux volumes très élevés des fumées. En étudiant l'émission totale des autres métaux lourds, une augmentation est possible à cause des concentrations supérieures de Pb, Co, Tl et Se [58, Eurelectric, 2001].

Les coûts moyens du retrofit lié aux techniques de réduction supplémentaire pour réduire la concentration de Hg dans les fumées épurées sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Type de charbon (teneur en soufre)	Dispositif existant de réduction de la pollution de l'air	Retrofit (reconversion) pour la réduction des émissions de Hg	Coût actuel (US cent/kWh)	Coût prévu (US cent/kWh)
Bitumineux (3 % de S)	Partie froide de l'ESP + FGD	PAC	0,07–0,12	0,04–0,07
	FF + FGD	PAC	0,03–0,05	0,02–0,03
	Partie chaude de l'ESP + FGD	PAC + PFF	0,15	0,09
Bitumineux (0,6 % de S)	Partie froide de l'ESP	SC + PAC	0,1–0,18	0,06–0,1
	FF	SC + PAC	0,4–0,08	0,03–0,05
	Partie chaude de l'ESP	SC + PAC + PFF	0,18–0,38	0,1–0,23
Sous-bitumineux (0,5 % de S)	Partie froide de l'ESP	SC + PAC	0,012–0,19	0,07–0,11
	FF	SC + PAC	0,04–0,11	0,03–0,07
	Partie chaude de l'ESP	SC + PAC + PFF	0,14–0,27	0,09–0,16
Remarques : FF = filtre à manches FGD = désulfuration des fumées ESP = électrofiltre PAC = charbon actif en poudre PFF = filtre à manches de finissage SC = refroidissement par pulvérisation				

Tableau 8.15 : estimations des coûts d'exploitation annuels actuels et prévus pour le retrofit (reconversion) des technologies de réduction des émissions de mercure [171, UN ECE, 2002]

8.3.6.9 Pan ache

Les combustibles avec une teneur en humidité élevée, comme les déjections de volaille, sont sujets à la formation d'un panache visible. Il existe trois techniques génériques de conditionnement des rejets gazeux afin d'empêcher la formation d'un panache visible au niveau de la cheminée :

- Réchauffage des rejets gazeux
- Condensation des rejets gazeux
- Contrôle de la température des fumées

Les techniques de condensation produisent de grands volumes de liquide qui doivent être évacués, qui peuvent être contaminés par des substances polluantes et peuvent nécessiter d'être traités par neutralisation.

8.3.6.10 Odeur

Le stockage et la manipulation/manutention de combustible secondaire, comme les boues odorantes, peuvent produire des émissions odorantes. Les installations de séchage en particulier doivent faire l'objet de dispositifs de lutte contre les émissions odorantes. Selon le combustible et la situation locale, le transport et le stockage devraient avoir lieu dans des endroits fermés.

8.3.7 Effets de la co-combustion sur les émissions dans l'eau

La co-combustion de combustible secondaire peut affecter les émissions dans l'eau. Cependant, la plupart des sources d'eaux usées, comme l'eau de refroidissement, le condensat ou les eaux usées déminéralisée, ne sont pas influencées par la co-combustion. Les sources d'eaux usées qui peuvent être influencées sont :

- Les eaux de rinçage des zones de stockage de combustible solide et les eaux de ruissellement de surface (eau de pluie)
- Le facteur commun de tous les procédés de déshydratation (séchage), c'est que l'eau séparée (filtrat ou eau de décantation) est polluée dans différentes mesures. Cela est particulièrement vrai lors de la

déshydratation à des températures supérieures, et représente une pollution secondaire importante de l'installation de traitement des boues

- Comme le chapitre 3 le montre, la désulfuration des fumées est la principale source d'eaux usées car elle élimine le SO_2 ainsi que d'autres polluants des fumées, comme les métaux lourds. Les concentrations en métaux lourds de l'effluent de l'installation d'eaux usées sont, dans une grande mesure, indépendantes des concentrations d'influent et ne seront donc pas influencées par la co-combustion
- La réduction des poussières avec de l'eau du stockage de combustible ouvert peut entraîner l'apparition d'eaux usées, si cette eau n'est pas retraitée en interne, ce qui est normalement le cas pour le stockage du charbon. Si le combustible secondaire n'est pas stocké et manipulé de façon correcte, l'eau de pluie peut également être contaminée inutilement. Une « gestion des risques efficace » empêchera le déversement et le transfert des substances dans les dispositifs de vidange
- Les techniques de condensation appliquées au conditionnement du panache produisent de grands volumes de liquide qui doivent être évacués, qui peuvent être contaminés par des substances polluantes et peuvent nécessiter un traitement des eaux usées.
- Le stockage et la manipulation/manutention de combustibles secondaires liquides peuvent être dilués dans le système de traitement des eaux usées. L'utilisation de boues humides pouvant être dispersées sur le charbon dans le dépôt de charbon peut également impliquer la dilution dans le système de traitement des eaux usées

8.3.8 Effets de la co-combustion sur la qualité des résidus de combustion et des sous-produits

En général, la co-combustion vise d'abord à empêcher une diminution de la qualité des résidus de combustion et des sous-produits. Elle doit être réalisée par le prétraitement du combustible secondaire ou par la limitation du degré de co-combustion. La qualité des résidus et des sous-produits se présente sous deux aspects : la qualité technique et la qualité environnementale.

- La qualité technique est l'expression de différents paramètres qui définissent ensemble, en grande partie, l'applicabilité du sous-produit. À part les paramètres purement technologiques (par exemple, la rigidité, la porosité, la granulométrie, la teneur en humidité), la teneur des éléments, tels que le chlorure, le phosphore, le sulfate et le carbone, est également importante. Cela s'applique en particulier aux cendres pour le béton et le ciment. Les exigences techniques seront normalement fournies par le (l'association de) secteur de la construction. Comme la composition des cendres peut être différente de celle sans utilisation d'un combustible secondaire, la valorisation peut représenter un problème (tous les combustibles secondaires n'ont pas la norme EN-450 dans les cendres du béton)
- La qualité environnementale du sous-produit est l'expression de la lixiviation des métaux lourds à partir du produit dans lequel ils sont fournis, dans l'environnement. Les caractéristiques de lixiviation déterminent, outre les propriétés techniques, si les sous-produits peuvent être appliqués aux produits pour lesquels ils sont utilisés.

L'influence de la co-combustion sur la qualité des sous-produits a fait l'objet de nombreuses recherches et rapports dans certains pays comme les Pays-Bas. Étant donné les taux d'élimination élevés de l'ESP, plus de 99 % des éléments se trouvent dans les cendres. En général, les modifications dans la composition du combustible entraîneront des modifications de la même importance dans la composition des cendres. En particulier, la concentration des éléments qui ne se vaporisent pas dans le procédé de combustion sera identique dans tous les types de cendres. Toutefois, pour les éléments plus volatils, une redistribution se produit dans le sens où ils seront plus présents dans les cendres volantes et les fumées en amont de l'ESP que les éléments qui ne se vaporisent pas.

La conclusion est, en cas de co-combustion, la composition des cendres changera selon la composition des combustibles secondaires. La composition élémentaire des sous-produits peut être prévue de telle façon qu'il est possible de déterminer les marges relatives aux quantités et au moment où ces quantités de combustibles secondaires feront l'objet d'une co-combustion.

En cas de co-combustion, la composition des cendres changera selon la composition des combustibles secondaires. La composition élémentaire des sous-produits peut être prévue de telle façon qu'il est possible de déterminer les marges relatives aux quantités et au moment où ces quantités de combustibles secondaires feront l'objet d'une co-combustion.

Les métaux lourds (certains plus, d'autres moins) présentent un risque de lixiviation dans l'environnement après avoir été exposés à l'eau sur une grande période. Les caractéristiques de lixiviation sont moins importantes pour les cendres volantes lorsqu'elles sont utilisées dans des applications immobiles dans l'industrie du ciment et du béton.

Le mâchefer, qui est par exemple appliqué sous forme de couche sous une route, peut toutefois entraîner la lixiviation de certains des éléments à long terme. Un changement dans la lixiviation et la composition micro-élémentaire peut créer une limitation à l'application du mâchefer issu de la co-combustion.

Le gypse sera fortement influencé par le changement de composition du combustible. Il n'y a aucun risque de lixiviation car le produit est appliqué principalement à l'intérieur des bâtiments, où le contact avec l'eau ne représente pas un problème. Mais selon les exigences en matière de qualité, le gypse est normalement lavé avant de quitter la centrale électrique.

Les cendres de filtre des procédés de prétraitement, comme la gazéification ou la FBC, sont généralement plus difficiles à utiliser et leur élimination doit être envisagée. Les techniques d'immobilisation des micro-éléments peuvent offrir des possibilités d'applications.

Pour une évaluation complète de l'impact sur l'environnement des concentrations en métaux lourds, l'immobilisation et la stabilisation des métaux lourds dans les résidus doivent être prises en compte, ainsi que le calcul de la teneur totale. L'importance de l'immobilisation peut être calculée à partir des concentrations en métaux lourds de l'éluat. Les tableaux 8.16 et 8.17 montrent l'effet de la co-combustion sur les résidus de combustion comme les résidus de la sorption sèche et les cendres grossières par rapport à un combustible classique. On peut voir que les concentrations de Hg (facteur 2), Pb (facteur 3) et Cd (facteur 4) augmentent dans le mélange des résidus de la sorption sèche des cendres volantes. De plus, les concentrations de Pb, Zn, Cu et Cr ont augmenté dans les cendres grossières, rendant impossible la récupération de la matière. Toutefois, le comportement de lixiviation n'a pas été influencé de manière notable.

	Résidus de la sorption sèche			
	Teneur totale (mg/kg)		Teneur en éluat (mg/kg)	
	Charbon	Co-combustion d'environ 10 % des boues d'épuration	Charbon	Co-combustion d'environ 10 % des boues d'épuration
Al	2,9	3,4–3,6	12	8,5–11
As	34	31–37	< 0,2	< 0,2
Cd	< 2	4–7	< 0,1	< 0,1
Cr	49	55–64	0,91	0,81–0,85
Cu	135	80–140	< 0,1	< 0,1
Hg	0,6	0,6–1,3	< 0,01	< 0,01
Ni	91	93–100	< 0,2	< 0,2
Pb	230	228–650	< 0,3	< 0,3
Zn	140	245–570	< 0,2	< 0,2

Tableau 8.16 : effet de la co-combustion sur les résidus de combustion
[64, UB et A, 2000]

	Cendres grossières			
	Teneur totale (mg/kg)		Teneur en éluat (mg/kg)	
	Charbon	Co-combustion d'environ 10 % des boues d'épuration	Charbon	Co-combustion d'environ 10 % des boues d'épuration
Al	4,4	4,8–5,9	21	8,8–133
As	11	11–13	< 0,2	< 0,2
Cd	< 2	< 2	< 0,1	< 0,1
Cr	59	86–260	0,11	< 0,1–0,12
Cu	80	590–7 800	0,1	0,1–0,23
Hg	< 0,2	< 0,2	< 0,01	< 0,01
Ni	70	130–290	< 0,2	< 0,2
Pb	57	130–3 400	< 0,3	< 0,3–1,7
Zn	100	190–5 590	< 0,2	0,2–1,1

Tableau 8.17 : effet de la co-combustion sur les résidus de combustion
[64, UB et A, 2000]

Les tableaux 8.16 et 8.17 montrent que la possibilité de mobiliser les métaux lourds dans les résidus de la co-combustion est généralement relativement faible à cause des températures élevées de la chaudière (effet de la vitrification).

De plus, la possibilité d'élution des métaux lourds est considérablement réduite à cause de la nature compacte des résidus après humidification à tel point que, comparé aux résidus d'un combustible classique (charbon), aucune augmentation dans les concentrations d'éluat n'a été détectée, en particulier là où le produit a été stabilisé.

8.4 Techniques à prendre en compte pour déterminer les MTD de co-combustion des combustibles récupérés et dérivés de déchets

Cette section présente les techniques qui sont prises en compte pour déterminer les MTD en matière de prévention ou de réduction des émissions produites par la co-combustion du combustible secondaire. Elles sont actuellement toutes disponibles d'un point de vue commercial. Dans cette section, les techniques à prendre en compte ont été décrites de façon générale, mais vous pouvez vous reporter aux sections précédentes sur les :

- procédés et techniques appliqués (section 8.1)
- hypothèses concernant les techniques de purification (section 8.1)
- exemples de la co-combustion du combustible secondaire (section 8.2)
- effets de la co-combustion sur les émissions et la qualité des sous-produits (section 8.3)

Pour éviter toute répétition dans ce document, reportez-vous aux systèmes de management environnemental (SME) à la section 3.15.

8.4.1 Techniques de stockage et de manipulation/manutention du combustible secondaire poussiéreux et odorant

Technique	Avantage pour l'environnement	Applicabilité		Expérience opérationnelle	Effets croisés	Aspect économique	Remarques
		Nouvelles installations	Retrofit (reconversion)				
Transport d'un combustible poussiéreux et/ou odorant, comme les boues, dans des containers fermés ou couverts	Réduction des émissions odorantes et fugitives	Possible	Possible	Élevée			
Déchargement d'un combustible poussiéreux et/ou odorant dans des bâtiments de déchargement fermés, qui sont par exemple équipés de dispositifs d'aspiration emportant directement l'air odorant vers la chambre de combustion ou le brûleur où il peut être utilisé comme air de combustion	Réduction des émissions odorantes et fugitives	Possible	Possible	Élevée			
Stockage du combustible poussiéreux et/ou odorant dans des réserves ou des silos fermés	Réduction des émissions odorantes et fugitives	Possible	Possible	Élevée			
Application d'installations d'aspiration et de dispositifs d'épuration pour les silos, réserves et trémies stockant les boues d'épuration. L'air odorant peut-être directement transféré vers la chambre de combustion ou le brûleur, où il sera utilisé comme air de combustion	Émissions faibles dans l'air ambiant et concentrations inférieures de méthane dans les trémies permettant de réduire le risque d'explosion	Possible	Possible	Élevée			Sans ces installations d'aspiration, le risque d'explosion provoqué par des concentrations élevées de méthane peut être important. La production de méthane peut en particulier survenir dans la trémie pour les boues d'épuration séchées de façon mécanique à cause de leur teneur élevée en eau

Tableau 8.18 : techniques de stockage et de manipulation/manutention du combustible secondaire

8.4.2 Techniques de prétraitement du combustible secondaire

Technique	Avantage pour l'environnement	Applicabilité		Expérience opérationnelle	Effets croisés	Aspect économique	Remarques
		Nouvelles installations	Retrofit (reconversion)				
Séchage	Permet de maintenir les performances élevées de la chaudière. Le combustible avec une teneur élevée en l'humidité peut être utilisé	Possible	Possible	Élevée	De l'énergie supplémentaire est nécessaire au séchage	Spécifique à chaque installation	Bien que la teneur élevée en humidité du combustible ait des conséquences négatives sur les performances de la chaudière, il est toujours plus économique de brûler les boues d'épuration séchées de façon mécanique à haute teneur en eau dans certains cas car le séchage thermique est aussi très onéreux et consomme beaucoup d'énergie. Pour de plus amples informations, reportez-vous au BREF sur le traitement des déchets
Séchage solaire des boues d'épuration	Besoin énergétique faible	Possible	Possible	Élevée	Tendance aux émissions odorantes	Spécifique à chaque installation	L'espace requis doit être disponible. Pour de plus amples informations, reportez-vous au BREF sur le traitement des déchets
Pyrolyse	L'influence du combustible secondaire sur les performances de la chaudière est diminuée. Une grande variété de combustibles issus des déchets peut être utilisée	Possible	Possible, mais dépend de la conception de la chaudière principale	Limitée	De l'énergie supplémentaire est nécessaire au réacteur de la pyrolyse	Spécifique à chaque installation	La pyrolyse peut représenter une solution attrayante pour le combustible secondaire qui ne peut pas être broyé dans un broyeur (à charbon) aux dimensions requises pour la co-combustion dans une centrale électrique au charbon ou à lignite pulvérisé. Ce prétraitement est nécessaire afin de garantir une combustion appropriée dans la chaudière, à cause du temps de séjour court du combustible dans le foyer. Pour de plus amples informations, reportez-vous au BREF sur l'incinération des déchets
Digestion anaérobie	La méthanisation du combustible secondaire présente plusieurs avantages car les produits entrent facilement dans la chaudière. Une grande variété de combustibles issus des déchets peut être utilisée	Possible	Possible	Élevée		Spécifique à chaque installation	Le combustible secondaire doit être biodégradable. Le réacteur fonctionne à des températures basses, avec presque aucune corrosion. Son fonctionnement est simple, avec une teneur en eau élevée. Pour de plus amples informations, reportez-vous au BREF sur le traitement des déchets

Gazéification	De grandes quantités de combustible secondaire, avec des concentrations élevées en métaux lourds (en particulier le Hg) peuvent faire l'objet d'une co-combustion après la gazéification et l'épuration du gaz produit	Possible	Possible, mais dépend de la conception de la chaudière principale	Limitée		Spécifique à chaque installation	Pour de plus amples informations, reportez-vous aux BREF sur le traitement des déchets et sur l'incinération des déchets
Pré-combustion	Combustible secondaire qui ne peut pas être brûlé correctement dans les chaudières à combustion au charbon pulvérisé						Consultez le BREF sur l'incinération des déchets

Tableau 8.19 : techniques de prétraitement du combustible secondaire

8.4.3 Techniques d'introduction du combustible secondaire dans le procédé de combustion

Technique	Avantage pour l'environnement	Applicabilité		Expérience opérationnelle	Effets croisés	Aspect économique	Remarques
		Nouvelles installations	Retrofit (reconversion)				
Broyage avec le combustible principal	Un flux de combustible hétérogène ou peu mélangé ou une distribution inégale peut influencer l'inflammation et la combustion dans la chaudière, et doit être évitée	Possible	Limitée	Élevée			Le mélange est uniquement possible lorsque le comportement de broyage du combustible principal et du combustible secondaire est plus ou moins identique, ou lorsque la quantité de combustible secondaire est minime par rapport au flux du combustible principal
Utilisation de lances distinctes	Une grande variété de combustibles secondaires peut être utilisée, en particulier les combustibles liquides	Possible	Possible	Élevée	Aucun	Non disponible	Des lances distinctes sont nécessaires pour le combustible secondaire qui ne peut pas être mélangé avec le combustible principal. Les lances distinctes sont également appliquées lorsque que le combustible secondaire est utilisé comme combustible de recombustion afin de réduire les émissions de NO _x
Grille supplémentaire dans la partie inférieure de la chaudière	Une grande variété de combustibles secondaires peut être utilisée, en particulier la biomasse	Possible	Possible	Appliquée dans les nouvelles installations	Aucun	Non disponible	
Grille spéciale pour le combustible secondaire	Une grande variété de combustibles secondaires peut être utilisée, en particulier la biomasse	Possible	Très limitée	Appliquée surtout dans les nouvelles installations	Aucun	Non disponible	L'installation d'une telle grille nécessite beaucoup d'espace libre sous la chaudière, ce qui est rarement possible
Alimentation simultanée du combustible principal et du combustible secondaire	Bonnes performances de la chaudière en lit fluidisé	Possible	Possible	Élevée	Aucun	Non disponible	

Tableau 8.20 : techniques d'introduction du combustible secondaire dans le procédé de combustion

8.4.4 Techniques de prévention et de réduction des émissions atmosphériques provenant de la co-combustion du combustible secondaire

Technique	Avantage pour l'environnement	Applicabilité		Expérience opérationnelle	Effets croisés	Aspect économique	Remarques
		Nouvelles installations	Retrofit (reconversion)				
Problèmes d'ordre général							
Sélection soignée des déchets en vue de la co-combustion. Connaissance précise de leur origine, de leurs paramètres physicochimiques et de leur potentiel de risque. Le combustible secondaire doit être analysé régulièrement pour vérifier la qualité des déchets en vue de la co-incinération	Une meilleure connaissance du combustible secondaire permet d'éviter les pics inattendus de polluants et les endommagements de la chaudière provoqués par la corrosion	Possible	Possible	Élevée			La composition et les propriétés des déchets et de la biomasse doivent être entièrement déterminées lors de la première livraison, et peuvent comprendre les paramètres suivants : nom et adresse du livreur, masse, propriétaire et origine des déchets, teneur en eau et en cendres, pouvoir calorifique, teneur en chlorure, fluorures, soufre et métaux lourds
Limitation du pourcentage des déchets qui fera l'objet d'une co-combustion	Limitation de l'impact supplémentaire sur l'environnement	Possible	Possible	Élevée		Spécifique à chaque installation	
Gazéification	De grandes quantités de combustible secondaire, avec des concentrations élevées en métaux lourds (en particulier le Hg) peuvent faire l'objet d'une co-combustion après la gazéification et l'épuration du gaz produit	Possible	Possible, mais dépend de la conception de la chaudière principale	Limitée		Spécifique à chaque installation	Pour de plus amples informations, reportez-vous aux BREF sur le traitement des déchets et sur l'incinération des déchets

Tableau 8.21 : techniques de prévention et réduction des émissions atmosphériques provenant de la co-combustion du combustible secondaire

Technique	Avantage pour l'environnement	Applicabilité		Expérience opérationnelle	Effets croisés	Aspect économique	Remarques
		Nouvelles installations	Retrofit (reconversion)				
Particules							<p>Les techniques qui ont été prises en compte pour déterminer les MTD dans les chapitres spécifiques au combustible peuvent également être envisagées lors de la co-combustion du combustible secondaire.</p> <p>Cependant, la co-combustion du combustible secondaire peut entraîner les effets suivants :</p> <ul style="list-style-type: none">• Une modification dans le volume et la composition des fumées, avec des conséquences pour les systèmes de transfert de chaleur et d'épuration des fumées (par exemple, la désactivation du catalyseur de SCR par As, P, F et les métaux alcalins), et une interférence avec les systèmes de FGD• Des conditions de combustion correctes et égales doivent être possibles (notamment la stabilité de flamme, la température de flamme, la formation d'une atmosphère oxydante sur les surfaces de la chaudière, la prévention contre la formation de « fils »)• Les émissions atmosphériques peuvent augmenter (en particulier les émissions de Hg, métaux lourds, dioxines et furannes, HCl, HF, carbone imbrûlé et CO) <p>Lorsqu'un combustible secondaire avec une teneur en métaux volatils supérieure (Hg) à celle d'un combustible classique est utilisé, l'injection supplémentaire de charbon actif est une technique qui doit être prise en compte pour déterminer les MTD</p>
ESP	Réduction des poussières et des métaux lourds	Possible	Possible	Élevée		Spécifique à chaque installation	
Filtres à manches	Réduction des poussières et des métaux lourds	Possible	Possible	Élevée			
SO ₂							
Techniques de FGD par voie humide, semi-sèche ou sèche	Réduction du SO ₂ , HCl, HF, des poussières et des métaux lourds	Possible	Possible	Élevée		Spécifique à chaque installation	
NO _x							
Mesures primaires et/ou secondaires	Réduction des émissions de NO _x	Possible	Possible	Élevée		Spécifique à chaque installation	
Métaux lourds et autres comme les COV et les dioxines							
ESP ou filtres à manches, techniques de FGD par voie humide, semi-sèche ou sèche et, comme option complémentaire, l'injection de charbon actif	Réduction du SO ₂ , HCl, HF, des poussières et des métaux lourds (en particulier le Hg) ainsi que les COV et les dioxines	Possible	Possible	Élevée		Spécifique à chaque installation	
Remarque : pour contrôler les émissions atmosphériques, d'autres techniques peuvent également être appliquées. Pour obtenir de plus amples informations, reportez-vous aux sections des BREF qui décrivent les techniques disponibles pour les combustibles solides, liquides et gazeux, ainsi qu'au chapitre 3.							

Tableau 8.22 : techniques de prévention et de réduction des émissions atmosphériques provenant de la co-combustion du combustible secondaire

8.4.5 Techniques de prévention et de réduction des émissions dans l'eau provenant de la co-combustion du combustible secondaire

Plusieurs techniques sont envisagées pour réduire la pollution de l'eau :

- Le facteur commun de tous les procédés de déshydratation (séchage), c'est que l'eau séparée (filtrat ou eau de décantation) est polluée dans différentes mesures. Cela est particulièrement vrai lors de la déshydratation à des températures supérieures, et représente une pollution secondaire importante de l'installation de traitement des boues. Les vapeurs d'échappement et l'effluent gazeux du système provenant du séchage des boues d'épuration peuvent être transférés dans la chaudière en vue de la combustion.
- La réduction des poussières avec de l'eau du stockage de combustible ouvert peut entraîner l'apparition d'eaux usées, si cette eau n'est pas retraitée en interne, ce qui est normalement le cas pour le stockage du charbon. Si le combustible secondaire n'est pas stocké et manipulé de façon correcte, l'eau de pluie peut également être polluée inutilement. Une « gestion des risques efficace » peut empêcher le déversement et le transfert des substances au niveau du dispositif de vidange.
- Les techniques de condensation appliquées au conditionnement du panache produisent de grands volumes de liquide qui doivent être évacués, qui peuvent être contaminés par des substances polluantes et peuvent nécessiter un traitement des eaux usées par neutralisation.
- Comme les liqueurs des systèmes d'épuration par voie humide ou des condensats contiennent des résidus de gaz acides provenant des fumées, la neutralisation est requise avant tout déversement dans les eaux de surface ou dans les égouts publics. Une décantation sera nécessaire si de la matière solide est présente, et un traitement physico-chimique sera requis pour éliminer les autres polluants comme les métaux toxiques.
- Les liqueurs clarifiées peuvent être renvoyées vers le combustible pour éliminer les déversements dans l'eau, mais comme la teneur en humidité du combustible est un paramètre-clé des déjections de volaille en particulier, cela peut ne pas être réalisable.
- Comme le chapitre 3 le montre, la désulfuration des fumées est la principale source d'eaux usées car elle élimine le SO_2 ainsi que d'autres polluants des fumées, comme les métaux lourds. Ces eaux usées doivent être traitées dans une installation de traitement des eaux usées avant d'être rejetée. Le procédé a été décrit à la section 3.3.2. Avec un contrôle correct et une optimisation constante des conditions du procédé, et éventuellement avec l'utilisation complémentaire de sulfure organique, des apports supérieurs de métaux lourds peuvent être précipités et filtrés dans l'installation de traitement des eaux usées à un tel niveau que les concentrations du filtrat n'augmentent pas beaucoup. La quantité de filtrat ne changera pas avec la co-combustion.

8.4.6 Techniques de réduction de l'impact de la co-combustion sur les résidus de combustion et les sous-produits

Certaines techniques peuvent être appliquées pour réduire la quantité ou l'impact des déchets produits par les grandes installations de combustion. La liste suivante répertorie les techniques qui sont identifiées dans ce cadre :

- Maintien de la qualité du gypse, des cendres et du mâchefer au même niveau que celui qui est observé sans co-combustion du combustible secondaire aux fins du recyclage. Si la co-combustion entraîne des rejets considérables (additionnels) de sous-produits ou de résidus, des mesures supplémentaires doivent être prises pour y remédier.
- En général, la co-combustion vise d'abord à empêcher une diminution de la qualité des résidus de combustion et des sous-produits. Elle peut être réalisée par un prétraitement du combustible secondaire ou par la limitation du degré de co-combustion.
- Les cendres volantes et le mâchefer produits par le procédé et éliminés sur site ou hors site doivent être gérés et transportés de telle façon à éviter un déversement, un rejet des poussières ou la production d'odeurs.

8.5 Meilleures techniques disponibles (MTD) pour la co-combustion des combustibles récupérés et dérivés de déchets

Pour une meilleure compréhension de cette section et de son contenu, le lecteur est invité à consulter la préface de ce document, en particulier la cinquième section de celle-ci : « Comment comprendre et utiliser ce document ». Les techniques et les niveaux d'émission et/ou de consommation associés ou les

fourchettes de niveaux présentés dans cette section ont été évalués par le biais d'un processus itératif qui comprend les étapes suivantes :

- identification des principaux problèmes environnementaux du secteur, à savoir les émissions dans l'air et l'eau, le rendement thermique et les résidus de combustion
- examen des techniques les plus pertinentes pour répondre à ces principaux problèmes
- identification des meilleurs niveaux de performances environnementales sur la base des données disponibles dans l'Union européenne et dans le monde entier
- examen des conditions sous lesquelles ces niveaux de performances ont été obtenus, comme les coûts, les effets croisés et les facteurs impliqués dans la mise en oeuvre de ces techniques
- sélection des meilleures techniques disponibles (MTD) et des niveaux d'émission et/ou de consommation associés pour ce secteur de façon générale, le tout conformément à l'Article 2(11) et à l'Annexe IV de la Directive.

Le jugement des experts du bureau européen de l'IPPC (prévention et réduction intégrée de la pollution) et du groupe de travail technique (TWG) concerné a joué un rôle clé dans chacune de ces étapes et dans la façon dont les informations sont présentées ici.

En se basant sur cette évaluation, les techniques et, autant que possible, les niveaux d'émission et de consommation associés à l'utilisation des MTD, sont présentées dans cette section et elles sont considérées comme étant appropriées au secteur dans son ensemble tout en reflétant dans de nombreux cas les performances actuelles de certaines installations du secteur. Lorsque les niveaux d'émission ou de consommation « associés aux meilleures techniques disponibles » sont présentés, cela doit s'entendre dans le sens où ces niveaux représentent les performances environnementales qui pourraient être anticipées comme résultat de l'application, dans ce secteur, des techniques décrites, en gardant à l'esprit l'équilibre entre les coûts et les avantages inhérents dans la définition des MTD. Toutefois, ces niveaux ne constituent pas des valeurs limites d'émission ou de consommation et ne doivent pas être compris comme tels. Parfois, il peut être techniquement possible d'obtenir de meilleurs niveaux d'émission ou de consommation, mais du fait des coûts impliqués ou des effets croisés, ils ne sont pas considérés comme étant appropriés comme MTD pour le secteur dans son ensemble. Cependant, de tels niveaux peuvent être considérés comme étant justifiés dans des cas plus spécifiques, lorsque le moteur de la mise en œuvre est spécifique.

Les niveaux d'émission et de consommation associés à l'utilisation des MTD doivent être regardés avec toutes les conditions de référence spécifiées (par exemple périodes de moyenne).

Le concept de « niveaux associés aux MTD » qui est décrit ci-dessus doit être distingué du terme « niveau atteignable » utilisé ailleurs dans le document. Lorsqu'un niveau est décrit comme « atteignable » par le biais d'une technique particulière ou d'une combinaison de techniques, il faut comprendre que le niveau peut être atteint sur une période de temps substantielle dans une installation ou un procédé correctement entretenu(e) et utilisé(e) et appliquant ces techniques.

Lorsqu'elles sont disponibles, les données relatives aux coûts ont été fournies avec la description des techniques présentées dans les sections précédentes. Cela donne une idée de l'importance des coûts impliqués. Toutefois, le coût réel de la mise en œuvre d'une technique dépend fortement de la situation spécifique en question, par exemple, des taxes, charges et caractéristiques techniques de l'installation concernée. Il est impossible d'évaluer entièrement ces facteurs spécifiques à chaque site dans ce document. En l'absence de données sur les coûts, des conclusions sur la viabilité économique des techniques ont été tirées des observations faites sur les installations existantes.

Il est entendu que les MTD générales de cette section sont un point de référence permettant de juger des performances actuelles d'une installation existante ou de juger la proposition d'une nouvelle installation. De cette façon, elles aideront à déterminer les conditions appropriées « basées sur les MTD » pour l'installation ou à définir les règles générales de nature contraignante de l'Article 9(8). Il est prévu que les nouvelles installations puissent être conçues pour atteindre, voire dépasser, les niveaux de MTD généraux qui sont présentés ici. On considère également que les installations existantes peuvent évoluer vers, voire dépasser, les niveaux de MTD généraux, sous réserve de l'applicabilité technique et économique des techniques dans chaque cas.

Les BREF ne fixent pas de normes juridiquement contraignantes, mais donnent des informations à l'intention des entreprises, des États membres et du public sur les niveaux d'émission et de consommation qu'il est possible d'atteindre en utilisant les techniques spécifiées. Les valeurs limites appropriées pour chaque cas particulier devront être déterminées en tenant compte des objectifs de la directive IPPC et des considérations locales.

Pour éviter toute répétition dans ce document, reportez-vous aux MTD sur les systèmes de management environnemental (SME) au paragraphe 3.15.1.

En fonction du type et du pourcentage de combustibles secondaires utilisés pour la co-combustion, on doit noter le volume et la composition des fumées, les eaux usées ainsi que les résidus et les sous-produits peuvent être modifiés par rapport à un fonctionnement sans co-combustion. Ces changements peuvent avoir des conséquences sur les systèmes de transfert de chaleur et d'épuration des fumées (par exemple, la désactivation du catalyseur de SCR par As, P, F et les métaux alcalins ainsi que les interférences avec le fonctionnement de la FGD), l'installation de traitement des eaux usées et la réutilisation des résidus et des sous-produits. Des conditions de combustion correctes et égales doivent être possibles, notamment la stabilité de flamme, la température de flamme, la formation d'une atmosphère oxydante sur les surfaces de la chaudière et la prévention contre la formation de « fils ». Les émissions atmosphériques peuvent augmenter, en particulier les émissions de métaux lourds comme les métaux volatils tels que le Hg, mais aussi les dioxines et furannes, HCl, HF, le carbone imbrûlé et le CO.

La conclusion relative aux MTD de la présente section est la suivante : conformément à la législation de l'UE, la co-combustion du combustible secondaire dans les grandes installations de combustion ne doit provoquer aucune augmentation des émissions de substances polluantes dans la partie du volume des rejets gazeux provenant d'une telle co-combustion présente dans les installations d'incinération (Cf. le BREF WI). Cela peut être réalisé par une sélection soignée du type et du flux massique du combustible secondaire (limitation du pourcentage de combustible secondaire qui peut faire l'objet d'une co-combustion) et par des techniques d'épuration des fumées et de traitement des eaux usées efficaces et appropriées. Pour consulter les autres exigences légales, reportez-vous à la Directive 2000/76/EC de l'UE sur l'incinération des déchets, qui aborde également la co-combustion⁷ (co-incinération) des déchets.

8.5.1 Critères d'acceptation et de pré-acceptation

La MTD consiste à respecter les critères de pré-acceptation et d'acceptation définis conformément aux MTD définies dans le BREF sur le traitement des déchets.

⁷L'annexe II de la Directive européenne 2000/76/EC fournit les exigences en matière de détermination des valeurs limites des émissions dans l'air pour la co-incinération des déchets (co-combustion du combustible secondaire).

8.5.2 Stockage et manipulation/manutention du combustible secondaire

Pour le stockage, le déchargement et la manipulation/manutention du combustible secondaire, les mesures et techniques présentées comme des MTD dans les chapitres relatifs aux combustibles et dans la section 8.4.1 sont toutes considérées comme des MTD en matière d'utilisation de la co-combustion pour réduire les émissions de poussières fugitives et de substances odorantes. De plus, l'utilisation d'un équipement d'aspiration et de dispositifs d'épuration des installations fermées de stockage des boues d'épuration (notamment la possibilité de transférer l'air d'aspiration pollué directement vers la chambre de combustion ou le brûleur, où il pourra être utilisé comme air de combustion) est considérée comme une MTD grâce à la réduction du risque d'explosion. En ce qui concerne la santé et la sécurité, les mesures de protection des travailleurs décrites doivent être prises en compte (une référence est faite à la réglementation nationale en matière de santé et de sécurité). De plus, les conclusions relative aux MTD définies dans le BREF sur le stockage des substances dangereuses et volumineuses et dans le BREF sur le traitement des déchets doivent également être prises en compte lors du stockage et de la manipulation/manutention du combustible secondaire.

8.5.3 Prétraitement du combustible secondaire

Pour le prétraitement du combustible secondaire, toutes les mesures et techniques présentées comme des MTD dans les chapitres relatifs aux combustibles sont généralement considérées comme des MTD afin de garantir des conditions de combustion stables et de séparer les polluants issus des déchets, de sorte que ces matières de déchets puissent être utilisées comme combustible secondaire. En outre, certaines mesures de prétraitement répertoriées dans le chapitre 8.4.2 peuvent être considérées comme des MTD. Toutefois, il est important de noter que les informations détaillées sur les MTD en matière de techniques de prétraitement des déchets, notamment le combustible secondaire, seront décrites dans les BREF relatifs à l'incinération des déchets et au traitement des déchets.

8.5.4 Introduction du combustible secondaire dans le procédé de combustion

Pour alimenter le combustible secondaire dans la chambre de combustion (chaudière), les mesures et les techniques présentées dans la section 8.4.3 sont toutes considérées comme des MTD afin de garantir des

conditions de combustion stables. Cependant, le choix d'une technique spécifique doit être décidé au cas par cas, en fonction du combustible secondaire qui est utilisé. La pulvérisation du combustible secondaire liquide sur le dépôt de charbon n'est pas considérée comme une MTD à cause du risque potentiel de contamination de l'eau et de l'eau souterraine et de la possibilité d'apparition d'émissions odorantes. En outre, la pulvérisation du combustible secondaire liquide peut augmenter le risque d'auto-inflammation du dépôt de charbon.

8.5.5 Émissions atmosphériques

Comme mentionné à la fin de l'introduction de la section 8.5, la conclusion relative aux MTD dans cette section est la suivante : conformément à la législation de l'UE, la co-combustion du combustible secondaire dans les grandes installations de combustion ne doit provoquer aucune augmentation des émissions de substances polluantes dans la partie du volume des rejets gazeux provenant d'une telle co-combustion présente dans les installations d'incinération (Cf. le BREF WI).. Il est nécessaire, à ce niveau, de préciser que les installations de co-combustion des déchets doivent respecter les exigences de la Directive relative à l'incinération des déchets (Directive 2000/76/EC de l'UE).

Les grandes installations de combustion, conçues et exploitées dans le respect des MTD telles que définies dans ce BREF, utilisent des techniques et mesures efficaces d'élimination des poussières (y compris, en partie les métaux lourds), SO₂, NO_x, HCl et HF. En règle générale, ces techniques peuvent être vues comme étant suffisantes et peuvent donc être également considérées comme des MTD dans le cadre de la co-combustion du combustible secondaire. Cela se fonde sur les conclusions relatives aux MTD, et notamment sur les niveaux d'émission associés à l'utilisation des MTD telles que définies dans les chapitres relatifs au combustibles. Un apport plus important de ces polluants dans le système de combustion peut être compensé (jusqu'à un certain point) par l'adaptation du système d'épuration des fumées qui permettra normalement de ne pas obtenir d'émissions supérieures. L'apport de composés chlorés est également limité par l'opérateur de la centrale électrique pour prévenir la corrosion à haute température.

Les raisons qui justifient l'utilisation des déchets dans le cadre de la co-combustion sont basées sur les spécifications du combustible classique qui est normalement brûlé dans l'installation spécifique et sur la mesure des niveaux d'émission associés. Si la gamme des impuretés des déchets, en particulier la teneur en métaux lourds, se situe dans la même gamme que celle du combustible classique qui est normalement utilisé, les MTD spécifiques aux combustibles s'appliquent aussi à la co-combustion de ce combustible secondaire. Le premier choix de MTD dans ce cadre consiste également à sélectionner soigneusement le type et le flux massique du combustible secondaire avec la limitation du pourcentage de combustible secondaire qui peut faire l'objet d'une co-combustion. Dans ce sens, les mesures suivantes doivent être prises en compte :

- Le criblage du combustible secondaire conformément aux critères d'acceptation des paramètres critiques (Cf. les MTD sur les critères d'acceptation et de pré-acceptation). Ils concernent le pouvoir calorifique, la teneur en eau, en cendres, en chlore et fluor, en soufre, en azote, PCB, les métaux (volatils (Hg, Tl, Pb, Co et Se) et non volatils (V, Cu, Cd, Cr, Ni)) et la teneur en phosphore et en alcalins (lors de l'utilisation de sous-produits des animaux)
- La limitation du taux de co-combustion du combustible secondaire le plus pollué
- Le prétraitement du SF
- Éviter l'entrée de Hg comme composé à teneur élevée dans le combustible secondaire
- Utilisation de la gazéification du combustible secondaire et de l'épuration du gaz produit lorsque de grandes quantités de combustible secondaire, avec des concentrations élevées en métaux lourds (en particulier le Hg) doivent être utilisées dans les grandes installations de combustion
- Éviter d'introduire de composés chlorés dans le combustible secondaire

Cependant, selon les déchets qui sont utilisés, la co-combustion du combustible secondaire peut, comme nous l'avons déjà expliqué, entraîner une augmentation des émissions de métaux lourds, en particulier du mercure, ainsi que des émissions de COV, d'halogénures et parfois de dioxines. Dans ce cas, l'adaptation des systèmes d'épuration des fumées et l'injection supplémentaire de charbon actif avec un taux de réduction associé de 70 à 85 % sont considérées comme des MTD.

La co-combustion du combustible secondaire entraîne généralement une perte du rendement énergétique. Dans ce cadre, on doit garder à l'esprit que le principal objectif de la centrale électrique est la production d'énergie plutôt que le traitement thermique des déchets. Une perte de rendement thermique est uniquement justifiée si elle est compensée par une diminution des émissions de polluants.

8.5.6 Pollution de l'eau

Pour la co-combustion de combustible secondaire, les mesures et techniques présentées comme des MTD dans les chapitres relatifs aux combustibles et dans la section 8.4.5 sont toutes considérées comme des MTD afin d'éviter toute contamination additionnelle de l'eau et des sources d'eau souterraine par la co-combustion de combustible secondaire. À cet égard, le stockage et la manipulation/manutention corrects du combustible secondaire, tels que décrits précédemment, aideront à atteindre cet objectif. Une « gestion des risques efficace » empêchera le déversement et le transfert des substances au niveau du dispositif de vidange.

Comme le combustible secondaire peut contenir des niveaux supérieurs de métaux lourds et d'autres substances, comme les halogénures, etc., la MTD consiste à traiter cette eau usée avant qu'elle ne soit rejetée. Ce procédé a été décrit dans la section 3.10. Avec un suivi correct et une optimisation constante des conditions du procédé, et éventuellement avec l'utilisation complémentaire de sulfure organique, des apports supérieurs de métaux lourds peuvent être précipités et filtrés dans l'installation de traitement des eaux usées à un tel niveau que les concentrations de l'effluent n'augmentent pas beaucoup. La quantité d'effluent ne changera pas avec la co-combustion.

8.5.7 Sous-produits et résidus de combustion

Dans la co-combustion du combustible secondaire, les mesures et techniques présentées comme des MTD dans les chapitres relatifs aux combustibles et dans la section 8.4.6 sont également toutes considérées comme des MTD en matière de co-combustion du combustible secondaire. Le principal problème des MTD consiste à maintenir la qualité du gypse, des cendres, du mâchefer et des autres résidus et sous-produits au même niveau que celle sans aucune co-combustion du combustible secondaire à des fins de recyclage. Si la co-combustion conduit à des volumes importants (additionnels) de rejets de sous-produits ou de résidus, ou une contamination supplémentaire par des métaux (Cr, Pb ou Cd) ou des dioxines, des mesures supplémentaires doivent être prises pour y remédier. Une mesure supplémentaire à considérer consiste à limiter la co-combustion aux fractions de déchets avec des concentrations de polluants semblables aux combustibles principaux (métaux lourds, Cl, etc.).

8.6 Techniques émergentes de co-combustion de combustibles récupérés et des combustibles dérivés de déchets

Grâce à l'expérience complémentaire acquise dans les techniques de réduction et de prétraitement, on prévoit pour l'avenir que le degré de co-combustion sera supérieur au niveau de 10 % sur une base thermique.

9 CONCLUSIONS

Ce chapitre est relatif à l'historique des travaux; sources, à la validité et à la qualité de l'information ; au degré de consensus chez les experts du GTT (groupe de travail technique, en anglais : TWG - technical working group) ainsi qu'aux recommandations pour les travaux futurs.

9.1 Historique des travaux

Les travaux relatifs aux installations à combustion avec une puissance thermique nominale supérieur à 50 MW, c'est à dire le document de référence sur les meilleures techniques disponibles pour les grandes installations de combustion ou « BREF GIC, ou LCP BREF en anglais », ont commencé les 24-25 février 2000 avec la réunion de lancement du GTT. Deux avant-projets ont été élaborés par le GTT pour consultation. Le premier avant-projet a été élaboré en mars 2001 et le second en mars 2003. A chaque étape de consultation, des informations et des commentaires nouveaux ont été proposés.

La dernière réunion du GTT s'est tenue les 18 et 19 novembre 2003 ; celle-ci a principalement porté sur les techniques considérées comme meilleures techniques disponibles (MTD). Toutefois certains sujets, et en particuliers les niveaux d'émission associés à l'utilisation des MTD, ont été fortement débattus. Les informations et commentaires nouveaux soumis durant la réunion ainsi que les informations sur les divergences de points de vue ont été incorporés dans le document final.

9.2 Sources des informations

En tant que source d'informations, un grand nombre de documents, rapports et informations provenant du secteur industriel, des Etats membres de l'UE, des opérateurs et des autorités ainsi que des fournisseurs d'équipements et des ONG environnementales ont été utilisés pour l'élaboration du document. Les autres informations soumises étaient davantage axées sur l'aspect environnemental, où l'accent était largement mis sur les émissions dans l'air et dans l'eau ainsi que les possibilités d'accroître les rendements et ainsi réduire l'émission de CO₂. Des informations complémentaires ont été obtenues au cours de visites de sites de différents Etats membres de l'UE ainsi que par la communication personnelle portant sur le choix des technologies et sur les expériences liées à l'application des techniques de réduction.

Dans le but de soutenir les travaux, certains Etats Membres ainsi que le secteur industriel ont conduit ou commandé des études dans le but d'améliorer la description des MTD.

Les informations disponibles sur les mesures de réduction des émissions atmosphériques sont de qualités et reflètent les efforts internationaux pour réduire les impacts de la pollution atmosphérique transfrontalière à longue distance.

Durant les travaux, il y eut évidemment un grand nombre d'informations provenant de différentes sources et les données relatives aux émissions spécifiques des installations ont été présentées de différentes manières. Parfois, dans le cadre de la genèse du matériel technique, les performances environnementales des mesures primaires et secondaires sont parfois décrites vaguement. Les informations spécifiques aux installations et les chiffres requis en matière de bonne performance ont été difficiles, parfois même impossibles, à obtenir. Il faut noter que des informations souvent insuffisantes étaient fournies en ce qui concerne les données soumises aux méthodes d'échantillonnage et d'analyse. Les intervalles de temps de référence (à titre d'exemple, valeurs moyennes journalières ou annuelles), les méthodes de calcul et les conditions de référence ont été fréquemment omises ou incomplètes. Ainsi, la comparabilité des données de performance environnementale varie et devrait à l'avenir être améliorée.

Afin d'améliorer la comparabilité, il est recommandé qu'une étude européenne soit menée sur la manière dont sont recueillies les données de performance environnementales liées aux installations de combustion sont compilées, sur la pertinence ou non des différentes pratiques, et si c'était le cas, jusqu'à quel point, et dans quelle mesure. Les calculs et rapports sur le rendement énergétique à un niveau comparable pourraient également tirer profit d'une telle étude. Le choix d'inclure ou exclure les déchets n'a pas toujours été clair lorsque les chiffres concernant la quantité de déchets solides, les résidus et les sous-produits étaient présentés.

Un nombre suffisant de données relatifs aux coûts fiables, transparents et qui permettent d'établir un lien entre les techniques, les coûts et économies font toujours défauts. Les données de coûts sont très

spécifiques aux conditions locales et peuvent uniquement calculées pour les circonstances individuelles d'une installation, ainsi les comparaisons exactes sont impossibles. Les coûts varient considérablement d'une installation à l'autre lorsque qu'elles utilisent la même technique ; ceci est, à titre d'exemple, dû à des points de démarrage technique distincts ainsi qu'à des différences historiques en matière d'investissement d'équipements. Il existe des données disponibles relatives aux coûts mais, en général, on ne sait pas exactement ce qui est inclus dans les chiffres ou comment ils sont calculés. Ainsi, les données dans le BREF peuvent uniquement donner une idée de l'ordre de grandeur relatif à de tels coûts.

9.3 Degré de consensus

Ce BREF dans son ensemble bénéficie d'un large soutien de la part des membres du GTT. Toutefois, Eurelectric et Euromot, deux représentants du secteur industriel, et quelques Etats membres n'ont pas exprimé leur entière approbation à cette version finale et ont fait part de "points de divergence" concernant certaines conclusions relatives aux MTD présentées dans ce document. Les principales raisons sont présentées ci-dessous.

Certains d'Etats membres ainsi qu'Eurelectric ont défendu l'idée selon laquelle les valeurs limites d'émission (VLE) définies dans la Directive européenne sur les grandes installations à combustion (Directive 2001/80/EG) devraient être adoptées en tant que limite supérieure de la fourchette des émissions associées aux MTD. Eurelectric a critiqué le fait que les fourchettes données pour les niveaux d'émission associées à l'utilisation des MTD sont, en général, trop basses pour les centrales électriques existantes et nouvelles. Il faudrait également noter que les niveaux supérieurs des niveaux d'émission associés aux MTD, en particulier dans le cas d'installations existantes, sont semblables aux valeurs limite d'émission (VLE) actuelles fixées dans certains Etats membres européens. Cela rejoint le point de vue des membres du GTT selon lesquels les niveaux de MTD sont raisonnables et illustrent que ces derniers ont déjà été atteints par un bon nombre d'installations en Europe.

Un autre point de désaccord porte sur le fait qu'Eurelectric et certains Etats membres ont contesté le fait que la viabilité économique dans la détermination de certaines MTD n'a pas été suffisamment prise en compte. Ceci accentue le fait que qu'il n'y ait pas suffisamment d'informations fournies par les experts du GTT dans ce domaine. Des informations bien fondées sur les données de coût pour l'application de mesures secondaires concernant les grandes installations de combustion n'ont pas été fournies et ainsi le point de référence à utiliser n'a pas été clairement défini pour une prise en compte totale des coûts. Selon toute considération, les coûts spécifiques liées au retrofit (reconversion) des installations existantes de combustion sont relativement supérieures à ceux des nouvelles installations car le matériel ou l'agencement d'équipements anciens est susceptible de ne plus convenir. En général, les coûts spécifiques des installations plus petites sont plus élevés, comparé aux installations plus grandes.

En dépit des arguments mentionnés ci-dessus, Eurelectric ainsi qu'un Etat membre ont défendu l'idée selon laquelle la différence économique entre nouvelle/existante et petite/grande « grandes installations de combustion » n'a pas été suffisamment prise en compte et que des différences claires devraient être établies dans le BREF. De plus, il a été également déclaré que les difficultés liées aux installations fonctionnant seulement partiellement en pointe n'étaient pas suffisamment prises en compte.

Une partie du secteur industriel a fourni des informations considérables de ce document, mais ne peut accepter que le document final reflète de manière adéquate les expériences importantes de ses membres dans le domaine de la construction et de la réhabilitation (retrofit) des équipements de réduction des émissions pour les grandes installations de combustion. Selon leur point de vue, le document ne prend pas suffisamment en compte ce qui est obtenu en pratique et atteignable pour toutes les installations du secteur.

Les débats ont également mis en lumière les différentes compréhensions des MTD définies dans la Directive IPPC et insistent sur la nécessité lire le BREF à la lumière de la préface du document. En dehors de ces questions d'ordre général, il y a également des points spécifiques dont les conclusions ne font pas l'unanimité.

9.4 Recommandations pour les travaux futurs

La production d'énergie est un élément essentiel de la société industrielle actuelle et de tous les procédés industriels. L'évaluation des meilleures techniques disponibles pour les grandes installations de

combustion a donc été considérée avec beaucoup d'intérêt par les Etats Membres, le secteur industriel et les ONG environnementales.

Surtout au cours des 20 dernières années, des investissements importants et des modifications aux centrales électriques ont été apportés dans de nombreux pays européens. L'impact de la combustion de combustibles fossiles sur l'environnement dans son ensemble pourrait être réduit considérablement par l'utilisation de mesures primaires et secondaires. Des améliorations et des efforts restent cependant à faire pour atteindre une viabilité à long terme. Jusqu'à présent, la législation et les contrôles des autorités environnementales se sont plutôt tournés vers les émissions dans l'air et l'eau. Les réglementations et leur mise en application ont été significatifs pour l'amélioration que nous avons atteinte aujourd'hui. Cependant, ce sont non seulement les autorités mais le secteur industriel lui-même, les investisseurs, les clients, le public en général, y compris les groupes politiques, les ONG environnementales et les médias qui demandent à ce que les installations réduisent leurs impacts sur l'environnement.

Dans le groupe de travail technique, il y a clairement un consensus sur le fait que les MTD pour les grandes installations de combustion est une approche dans laquelle un nombre de techniques spécifiques peuvent être identifiées. C'est un point complexe qui met en jeux les principes thermodynamiques et l'interaction avec les caractéristiques du procédé de combustion. Il est clair que les performances des grandes installations de combustion dépendent de la conception des installations, des systèmes de refroidissement et des coûts.

L'approche MTD est développée en mettant l'accent sur la prévention de la pollution par les modifications technologiques et des pratiques d'exploitation améliorées. Cette approche fait la distinction entre les installations nouvelles et existantes. Néanmoins, dans ce document, il est considéré que les mesures de réduction dans les installations existantes ont le même objectif. En d'autres termes, la même approche s'applique, mais les options pour la réduction sont plus limitées dans les installations existantes. Le processus d'échange d'information a rendu possible l'identification d'un certain nombre de techniques qui peuvent être considérées comme MTD à un niveau général, comme présenté dans les chapitres 4 à 8.

En ce qui concerne les questions environnementales associées à l'exploitation de grandes installations de combustions dans le champ de ce document, l'accent est largement mis sur la réduction des émissions atmosphériques. Trop peu d'informations ont été notifiées pour être considérées comme représentatives, il est donc conseillé de réaliser une étude afin de pouvoir obtenir une meilleure vision du secteur et qui pourrait ensuite servir de référence pour les performances des techniques de réduction des émissions. Des recherches ultérieures de données disponibles seront nécessaires.

Tandis que le GTT a reconnu que le document s'est focalisé sur les installations supérieures à 50 MW et a considéré les installations à unités multiples (chacune d'elles étant inférieures à 50 MW). Il ne s'est pas suffisamment attardé sur les petites unités individuelles en tant que telle. Cette caractéristique est à rapprocher de l'Art 9 (4) mais il serait utile dans la révision future de ce BREF d'accorder plus d'attention à cette question.

Lorsque les données sur les émissions seront à l'avenir mentionnées, il sera opportun de convenablement les consigner en incluant les volumes et les concentrations spécifiques, ainsi que les conditions de référence (à titre d'exemple, mg/Nm³, tonne/MJ, O₂ %) de polluants atmosphériques et des eaux usées, de sorte que les émissions spécifiques soient mieux évaluées et comprises par les lecteurs. Les données sur les émissions spécifiques représentent les meilleures informations pour la comparaison de la performance environnementale des diverses installations de combustion en Europe. De plus, il est grandement conseillé d'inclure les niveaux d'émissions basés sur les MTD pour le N₂O ainsi que les techniques pour la réduction de N₂O dans la prochaine révision du document.

Ceci est également vrai pour la contamination potentielle des sols (c'est à dire, le démantèlement des installations à visée environnementale, la prévention de fuites de substances dangereuses durant son stockage, transport et sa manipulation) ainsi que pour les aspects liés à la santé et à la sécurité. Si ces informations sont disponibles, elles pourraient être incluses dans la révision du BREF.

Actuellement, seules des informations limitées ou insuffisantes sur les coûts et / ou les économies liés aux MTD ont émergées de l'échange d'informations au sein du GTT. Toutefois, il serait opportun de réunir davantage de données détaillées sur les coûts et d'accentuer le suivi des travaux internationaux (par exemple, EGTEI, groupe d'experts sur les données technico-économiques) sur ce sujet au cours des échanges d'information futurs. Il faudra inclure des informations sur les coûts et économies spécifiques tels que le temps d'amortissement des mesures ainsi que les coûts unitaires.

Avant que le BREF ne soit remis à jour, les Etats Membres et le secteur industriel devront donner des informations, réellement disponibles et transparentes, relatives aux émissions et à la consommation d'énergie, associées aux techniques et à leurs coûts. Une étape importante dans la réalisation de ces travaux sera accomplie lorsque les Etats membres et le secteur industriel publieront ouvertement les données concernant chaque grande installation de combustion. Il serait également utile d'initier une étude sur les différentes pratiques en matière de détermination des performances environnementales ainsi qu'en matière de collecte des résultats relatifs aux grandes installations de combustion européennes.

Nombre de techniques ont été identifiées et considérées comme MTD, toutefois certaines restent au stade de développement et peuvent être considérées comme « émergentes ». Leur application et leur conséquence environnementale devront encore faire l'objet d'une évaluation. La section « techniques émergentes » de l'ensemble des chapitres donne des exemples de techniques prometteuses, qui ont toutes atteint un statut différent de développement. Certaines de ces nouvelles technologies ont récemment été introduites dans le secteur. Cela est vrai, à titre d'exemple, pour les installations avec les turbines à gaz à cycle combiné (CCGT) pouvant atteindre un rendement de 60%.

Il faut prendre en considération les différences entre fioul lourd et léger, car la combustion de ces fiouls révèle des écarts importants sur les niveaux d'émission atteignable (poussières, métaux lourds, SO₂ et NO_x) et également les mesures techniques nécessaires et appropriées pour obtenir ces niveaux. Il faut noter que les conditions spécifiques et les exigences lors de la combustion de charbons à teneur élevée en soufre au sein des grandes installations de combustion, n'a pas été réellement mentionnées.

Un certain nombre d'installations commencent à être exploitées à grande échelle. Dans quelques années, les résultats attendus sur la base d'essais à long terme seront disponibles pour un grand nombre de grandes installations de combustion. Ces expériences pourront être intégrées au cours de la révision du BREF et d'autres techniques émergentes importantes pourront y être mentionnées.

La Commission Européenne lance et soutient, dans le cadre de ses programmes de recherche et développement technologique, une série de projets traitant des technologies propres, des nouvelles technologies de traitement et de recyclage des effluents ainsi que des nouvelles stratégies de management. Ces projets pourraient fournir une contribution utile aux futures révisions du BREF. Les lecteurs sont donc invités à informer le bureau européen de l'IPPC de tout résultat de recherche présentant de l'intérêt pour le présent document (voir également la préface du présent document).

GLOSSAIRE

TERMES GENERAUX ET SUBSTANCES

TERMES	SIGNIFICATION
acide	Proton donneur. Substance qui, plus ou moins facilement, produit des ions hydrogènes dans une solution aqueuse.
aération	L'action de mélanger un liquide et de l'air (oxygène).
alcali	Proton accepteur. Substance qui, plus ou moins facilement, récupère les ions hydrogènes dans une solution aqueuse.
anaérobie	Processus biologique qui survient en absence d'oxygène.
biodégradable	Qui peut être décomposé physiquement et/ou chimiquement par les micro-organismes. A titre d'exemple, un grand nombre de produits chimiques, de déchets alimentaires, cotons, laines et papiers sont biodégradables.
cycle Brayton	Voir Annexe 10.1.3.
cycle Carnot	Voir Annexe 10.1.1.5.
cycle Cheng	Voir Section 7.1.6.
cycle Otto	Moteur à quatre temps
cycle Rankyne	Voir Annexe 10.1.2.
effets croisés	Le calcul des impacts environnementaux des émissions dans l'eau/air/sols, de l'utilisation de l'énergie, de la consommation des matières premières, du bruit et de l'extraction d'eau (c-à-d tout ce qui est demandé par la directive IPPC)
émission diffuse	Emissions résultant du contact direct de substances volatiles ou poussiéreuses fines avec l'environnement (atmosphère, dans des circonstances normales d'exploitation). Celles-ci peuvent résulter : <ul style="list-style-type: none"> - Du design inhérent de l'équipement (ex : filtres, sécheurs, ...) - Des conditions opératoires (ex : pendant le transfert de matières entre conteneurs) - Du type de l'opération (ex : activités de maintenance) - Ou d'une libération vers d'autres milieux (ex : de l'eau de refroidissement ou des eaux usées) Les émissions fugitives sont un sous-ensemble des émissions diffuses.
dolomite	Variété de calcaire, dont une partie de carbonate est dominée par le minéral dolomite, le carbonate de calcium magnésium ($\text{Ca Mg}(\text{CO}_3)_2$).
effluent	Fluide physique (air ou eau associés à des contaminants) qui forme une émission.
émission	Libération directe ou indirecte de substances, vibrations, chaleurs ou bruits dans l'air, l'eau ou sols à partir de sources individuelles ou diffuses dans une installation.
émission fugitive	Emission causée par un équipement non étanche par rapport aux fuites : émission dans l'environnement résultant d'une perte graduelle de l'étanchéité d'une pièce d'équipement destinée à contenir un fluide (gazeux ou liquide), basiquement causé par une différence de pression et une fuite résultante. Exemples d'émissions fugitives : fuite d'une bride, une pompe, équipement scellé ou étanche, etc.
émission spécifique	Emission liée à une référence de base, telle que la capacité de production, ou production actuelle (soit, la masse par tonne ou par unité de production).
émissions et niveaux de consommation associés à l'utilisation des MTD	Voir l'introduction générique aux sections concernant les MTD.
exploitant	Toute personne physique ou morale qui opère ou contrôle l'installation ou, quand c'est précisé dans une législation nationale, à qui le pouvoir économique décisionnelle en matière de fonctionnement technique de l'installation a été délégué.
immission	Occurrence et niveau de substance polluante, odeur et bruit dans l'environnement.

TERMES	SIGNIFICATION
installation	Une unité technique stationnaire dans laquelle une ou plusieurs activités listées en Annexe I de la Directive IPPC sont menées, et toutes autres activités directement associées qui ont une connection technique avec les activités menées sur ce site et qui pourraient avoir un effet sur les émissions et la pollution.
installation Claus	Unité de récupération de soufre/usine d'acide sulfurique.
installation existante	Installation opérationnelle, ou selon la législation, en vigueur avant que ne prenne effet la Directive, une installation autorisée ou selon le point de vue d'une autorité compétente le sujet d'une demande complète pour une autorisation, permettant à une installation d'être opérationnelle au plus tard un an après que ne prenne effet la date de la Directive IPPC.
LFC Lurgi	Procédé de réduction des NO _x et SO _x
mesure/technique primaire	Technique qui d'une certaine manière modifie la façon dont le procédé principal opère tout en réduisant les émissions brutes ou les consommations. (voir « <i>technique au point de rejet</i> »).
mesure/technique secondaire	voir « <i>technique au point de rejet</i> ».
naphas	Hydrocarbure contenant un ou plusieurs anneaux saturés de 5 ou 6 atomes de carbone dans leurs molécules, pour lesquelles les branches type paraffinique sont attachées (adjectif : naphénique).
polluant	Substance individuelle ou groupe de substances qui peuvent abîmer ou affecter l'environnement.
procédé de traitement par boues activées	Un procédé de traitement d'épuration pour lequel les bactéries qui se nourrissent de déchets organiques sont continuellement en circulation et mises en contact avec les déchets organiques en présence d'oxygène pour augmenter le taux de décomposition
programme Thermie	Programme énergétique de la Communauté européenne.
réserve tournante	Capacité de puissance excédentaire.
sources diffuses	Sources d'émissions directes ou diffuses semblables qui sont multiples et réparties à l'intérieur d'une zone définie.
surveillance	Procédé prévu pour évaluer ou déterminer la valeur réelle et les variations d'une émission ou d'un autre paramètre, basé sur des procédures de surveillance systématique, périodique ou partiel, inspection, échantillonnage et mesure ou autres méthodes d'évaluation afin de fournir des informations sur les quantités émises et/ou les tendances pour les polluants émis.
technique « au point de rejet »	Technique qui réduit les émissions finales ou les consommations à partir d'un procédé additionnel mais qui ne modifie pas l'opération fondamentale située au cœur du procédé. Synonymes : « technique secondaire », « technique de réduction ». Antonymes : « technique intégrée au procédé », « technique primaire » (technique qui modifie d'une certaine façon la façon par laquelle le principe même du procédé opère tout en réduisant les émissions brutes ou les consommations.
techniques émergentes	Nom d'un chapitre de référence du BREF.
valeur limite d'émission	La masse, exprimée selon certains paramètres spécifiques, concentration et/ou niveau d'une émission, qui ne devrait pas être dépassée durant une ou plusieurs périodes de temps.

LISTE DES ABREVIATIONS

Abréviation en français	Abréviation en anglais	Signification
US EPA	US EPA	Agence américaine de Protection de l'Environnement
AIE	IEA	Agence Internationale de l'Energie
AF	AF	Combustion à arc
AFBC	AFBC	Combustion en lit fluidisé à pression atmosphérique
AFBG	AFBG	Gazéifieur en lit fluidisé circulant à pression atmosphérique
AGR	AGR	Recombustion des gaz avancée
AOX	AOX	Composé organique halogéné adsorbable. La concentration totale en milligrammes par litre, exprimés en chlore, de tous les composés halogènes (excepté le fluor) présents dans un échantillon d'eau et capables d'être absorbés par le charbon actif
API	API	Institut américain du pétrole
ASTM	ASTM	Classification développée aux USA pour le charbon.
MTD	BAT	Meilleures Techniques Disponibles
BBF	BBF	Brûleur à air soufflé
EIPPCB	EIPPCB	Bureau européen pour la prévention et la réduction intégrées de la pollution
LFB	BFB	Lit fluidisé bouillonnant
CLFB	BFBC	Combustion en lit fluidisé bouillonnant
BFG	BFG	Gaz de haut fourneau
BOOS	BOOS	Brûleur Hors Service
PCB	PCB	Benzènes polychlorés
BREF	BREF	Document de référence sur les meilleures techniques disponibles
DS burner	DS burner	Brûleur à turbulence
BTEX	BTEX	Benzène, toluène, éthylbenzène, xylène
CA	PAC	Charbon actif en poudre
CC	CC	Cycle combiné
WBB	CCF	Chaudière à cendres fondues.
IGCC	IGCC	Gazéification intégrée à cycle combiné
TGCC	CCGT	Turbine à gaz à cycle combiné
CCP	CCP	Produits de combustion du charbon
CEC	CEC	Commission énergétique californienne
CEE-NU	UN ECE	Commission Économique pour l'Europe des Nations Unies
CEI	CEI	Communauté des Etats indépendants
CEM	CEM	Surveillance en continu des émissions
CEMS	CEMS	Système de surveillance en continu des émissions
CETF	CETF	Combustion et mise en place de tests environnementaux
LFC	CFB	Lit fluidisé circulant
CLFC	CFBC	Combustion en lit fluidisé circulant
CHAT	CHAT	Turbine à air humidifiée en cascade
CHP	CHP	Production combinée d'électricité et de chaleur (cogénération)
PLFC	PFBC	Combustion en lit fluidisé sous pression
POP	POP	Composés organiques persistants
COVNM	NMVOC	Composés organiques volatiles non méthaniques
COV	VOC	Composés organiques volatiles
CP	PC	Combustion pulvérisée
JRC	JRC	Centre de Recherche associée
daf	daf	Eau et cendres exclues
DBB	DBB	Chaudière à cendres pulvérulentes

Abréviation en français	Abréviation en anglais	Signification
DBO	BOD	Demande biochimique en oxygène : la quantité d'oxygène dissous nécessaire pour les micro-organismes afin de décomposer la matière organique. L'unité de mesure est le mg O ₂ /l. en Europe, le DBO est habituellement mesuré après 3 (DBO ₃), 5 (DBO ₅) or 7 (DBO ₇) jours.
DCO	COD	Demande chimique en oxygène : la quantité de bichromate de potassium, exprimée en oxygène, nécessaire pour oxyder chimiquement à approximativement 150 °C les substances contenues dans les eaux usées.
DENOX	DENOX	Dénitrification
DESONOX	DESONOX	Technique particulière de réduction des SO _x et NO _x
DESOX	DESOX	Technique de désulfuration
DF	DF	Système de carburation mixte
CU	DH	Chauffage urbain
DLE	DLE	Chambre à combustion à prémélange à faible émissions par voie sèche pour les turbines à gaz.
DLN	DLN	Bas NO _x par voie sèche (ex : brûleur DLN)
DLN	DLN	Chambre de combustion à prémélange à bas NO _x par voie sèche pour les turbines à gaz
DS/ds	DS/ds	Teneur en extrait sec : masse d'un matériau après le séchage par la méthode standard de test.
DSI	DSI	Injection directe de sorbant
DWI	DWI	Injection directe d'eau
EDTA	EDTA	Acide éthylène diamine tétra acétique
EPER	EPER	Registre européen des émissions polluantes
EGR	EGR	Recirculation des gaz d'échappement
EMAS	EMAS	Communauté européenne éco-management et tableau d'audit
EOP	EOP	Point de rejet
EOX	EOX	Halogène organique extractible
ESP	ESP	Électrofiltre
EU-15	EU-15	15 Etats membres de l'Union Européenne.
EUR	EUR	EURO – unité monétaire commune dans la plupart des pays européens (15 pays).
FBC	FBC	Combustion en lit fluidisé.
FBCB	FBCB	Chaudière à combustion en lit fluidisé.
FEGT	FEGT	Température du gaz à la sortie du foyer
FEI	IEF	Forum d'échanges d'informations (ensemble de consultations informelles dans le cadre de la Directive IPPC).
FF	FF	Filtre à manches
FGC	FGC	Nettoyage des effluents gazeux
FGD	FGD	Désulfuration des effluents gazeux
FGR	FGR	Recombustion des effluents gazeux
FRB	FRB	Classification du charbon développée au Royaume-Uni
FUE	EUF	Facteur d'utilisation de l'énergie
CC	GF	Combustion en couche
GPL	LPG	Gaz de Pétrole Liquéfié
GRP	GRP	Plastique renforcé à la fibre de verre
TG	GT	Turbine à gaz
GTCC	GTCC	Turbine à gaz à cycle combiné
GTT	TWG	Groupe de travail technique
GWP	GWP	Potentiel de réchauffement de la planète
HAT	HAT	Turbine à air humidifié
HCNM	NMHC	Hydrocarbures non-méthaniques
HFO	HFO	Fioul lourd

Abréviation en français	Abréviation en anglais	Signification
HP	HP	Pression élevée
HRSG	HRSG	Générateur de vapeur couplé à un récupérateur de chaleur
Indice de broyabilité Hardgrove (HGI)	Hardgrove Grindability Index (HGI)	Indice indicateur de dureté du charbon
IPC	IPC	Loi du Royaume-Uni sur le contrôle de la pollution intégrée
IPPC	IPPC	Prévention et contrôle de la pollution intégrée
I-TEQ	I-TEQ	Unité de concentration de dioxine basée sur les aspects toxiques
IV	VI	Indice de viscosité
GIC	LCP	Grande installation de combustion
LFO	LFO	Fioul léger (plus léger que le HFO)
LIMB	LIMB	Brûleur multi-étagé à injection calcaire
LNB	LNB	Brûleur bas NOx
LOI	LOI	Perte sur ignition
LP	LP	Basse pression
LVOC	LVOC	Produits chimiques organiques à grand volume (BREF)
MCR	MCR	Résidu de micro carbone
MDF	MDF	Panneau de fibres à densité moyenne
MEA	MEA	Monoéthanolamine
MEI	IEM	Marché électrique interne (Directive (96/92/EC))
MMBtu	MMBtu	Millions de Btu (Unité thermique britannique)
MP	MP	Pression moyenne
MP	Pm	Mesures primaires
MS/ms	DM/dm	Matières sèches (teneur) : masse de matériau restante après séchage par les méthodes d'essai standard
n.a.	n.a.	Non applicable OU non disponible (selon le contexte).
n.d.	n.d.	Pas d'information.
NOXSO	NOXSO	Technique combinée pour la réduction des NOx et du SO ₂ Plus d'informations dans la Section 3.5.1.2
OCDE	OECD	Organisation de Coopération et de Développement Economiques
OFA	OFA	Air additionnel pour la combustion
HAP	PAH	Hydrocarbures polyaromatiques
PCDD	PCDD	Polychlorodibenzo para-dioxine
PCDF	PCDF	Polychlorodibenzofurannes
PCE	UHV	Pouvoir calorifique élevé
PCI	LHV	Pouvoir calorifique inférieur
PCS	HHV	Pouvoir calorifique supérieur
PE	EO	Production d'énergie
PEMS	PEMS	Système de modélisation paramétriques des émissions
PFBC	PFBC	Combustion en lit fluidisé sous pression
PFF	PFF	Filtre à manches de polissage
PI	PI	Procédé intégré
PIB	GDP	Produit Intérieur Brut
PIE	IPP	Producteurs indépendants d'énergie
PM (PM ₁₀ et PM _{2.5})	PM (PM ₁₀ et PM _{2.5})	Particules
PME	SME	Petites et moyennes entreprises
POM	POM	Particules organiques
VRP	PRV	Valeur de réduction de la pression
PSA	PSA	Adsorption modulée en pression
QF	QF	Facteurs de qualité
R&D	R&D	Recherche et développement
RDF	RDF	Combustible dérivé des déchets

Abréviation en français	Abréviation en anglais	Signification
REF	REF	Combustible récupéré
RJB	JBR	Réacteur à jet bouillonnant
SNCR	SNCR	Réduction sélective non catalytique
EOR	EOR	Récupération de pétrole amélioré
SCR	SCR	Réduction sélective catalytique
SC	SC	Refroidisseur à pulvérisation
SCONOX	SCONOX	Procédé de réduction des NO _x pour les turbines à gaz
SD	SD	Semi-sec
SDA	SDA	Absorbeur par procédé semi-sec
SDS	SDS	Epurateur par procédé semi-sec.
SDT	TDS	Solides dissous totaux
waf	waf	Anhydre
SF	SF	Combustible secondaire
SG	SG	Générateur de vapeur
SME	EMS	Système de management environnemental
SNRB	SNRB	Procédé ROX-Box technique de réduction combinée du SO _x -NO _x
SRU	SRU	Unité de récupération de soufre
SS	SS	Solides en suspension
STEP	WWTP	Station d'épuration
STIG	STIG	Gaz injecté à la vapeur
SWTP	SWTP	Usine de traitement de l'eau de mer
TEF	TEF	Facteur d'équivalence de toxicité
TEQ	TEQ	Quantité d'équivalence de toxicité
TOPHAT	TOPHAT	Turbine à air humidifié où l'air est injecté dans le compresseur
TS	TS	Solides totaux
TSA	TSA	Adsorption modulée par la température
TSS	TSS	Matières solides totales en suspension
UHC	UHC	Hydrocarbures imbrûlés
ULNTF	ULNTF	combustion tangentielle ultra-bas NO _x
VGB	VGB	Vereinigung der Großkraftwerksbetreiber (Association des exploitants de grosses centrales électriques)
VLE	ELV	Valeur limite d'émissions
WHB	WHB	Chaudière à chaleur résiduelle
WHRU	WHRU	Unité de récupération de la chaleur résiduelle
WI	WI	Incinération de déchets (se référer au BREF Incinération (WI))
WS	WS	Remous
WSA SNOX	WSA SNOX	Processus spécifique de réduction des SO _x et NO _x
WT	WT	Traitement des déchets (se référer au BREF Incinération (WI))

10 ANNEXES

10.1 Annexe 1: Principes des cycles de combustion et concepts de rendement

Afin d'aider le public à comprendre le BREF, cette annexe donne une courte explication des principes et des concepts des cycles de combustion, car c'est la théorie sur laquelle sont basées la technologie des installations de combustion ainsi que la conception et les techniques des grandes installations de combustion [54, Cortés and Plumed, 2000]. Pour une information plus détaillée sur la théorie des cycles thermodynamiques de combustion d'énergie fossile et de génération d'énergie, nous recommandons au lecteur de consulter les références suivantes, qui ont servi de support pour cette partie du document [55, Çengel and Boles, 1994], [56, Rogers and Mayhew, 1967], [53, El-Wakil, 1984], [50, Korobitsyn, 1998], [58, Eurelectric, 2001], [80, Siemens, 2000], [49, Electrabel, 1996].

10.1.1 Annexe 2: Principes thermodynamiques

10.1.1.1 Première loi de la thermodynamique

La thermodynamique est une branche de la physique qui étudie les concepts relatifs à l'énergie et leurs propriétés. Comme c'est généralement le cas en physique, la thermodynamique se base sur l'induction : les lois qui décrivent le comportement de l'énergie ont été formulées sur base d'observations de la réalité. On les appelle les lois de la thermodynamique.

La première de ces lois affirme que l'énergie est toujours conservée; elle ne peut être ni créée ni détruite. L'énergie d'un système qui subit un changement (processus) peut être augmentée ou diminuée par un échange avec son environnement, et peut être convertie en une autre au sein de ce système. Il s'agit donc d'une simple loi de "comptabilité" qui déclare l'échange et la convertibilité de l'énergie et veille à ce que toute l'énergie présente soit justifiée si un changement se produit. La première loi n'indique pas si les conversions de l'énergie d'une forme en une autre se produisent de façon parfaite ou non, ou si certaines formes peuvent être complètement converties en d'autres. Ce type de limitations est laissé à la seconde loi.

10.1.1.2 Seconde loi de la thermodynamique

Comme souligné au point 10.1.1.1 de cette annexe, l'énergie est une propriété conservée, et on ne connaît aucun processus qui se produise en violation de la première loi de la thermodynamique. C'est pourquoi, on peut raisonnablement en conclure qu'un processus doit pour se produire satisfaire à la première loi. Cependant, comme expliqué ci-dessous, qu'un processus thermodynamique satisfasse à la seule première loi ne garantit pas pour autant qu'il se produise.

Les processus se produisent dans une certaine direction, et non dans la direction inverse. La première loi ne pose pas de restriction sur la direction d'un processus, mais qu'un processus thermodynamique satisfasse à la seule première loi ne garantit pas pour autant qu'il se produise réellement. Cette insuffisance de la première loi à identifier quand un processus peut se produire est parée par l'introduction d'un autre principe général, la seconde loi thermodynamique.

L'utilisation de la seconde loi thermodynamique n'est cependant pas limitée à l'identification de la direction d'un processus. La seconde loi affirme également que l'énergie ne se définit pas seulement en termes de quantité mais également en termes de qualité. La première loi concerne la quantité de l'énergie et les transformations de l'énergie d'une forme en une autre, indépendamment de sa qualité. La préservation de la qualité est d'un intérêt majeur pour les ingénieurs, et la seconde loi donne les moyens nécessaires pour déterminer la qualité et les degrés de dégradation de l'énergie au cours d'un processus.

Les affirmations ci-dessus servent de point de départ pour formuler la seconde loi comme suit:

- l'énergie consiste en deux composants, dont l'un (appelé exergie) est totalement convertible en d'autres formes d'énergie et l'autre (appelé anergie) n'est pas du tout convertible.
- dans tout processus thermodynamique réel, une partie de l'exergie est irréversiblement convertie en anergie.

10.1.1.3 Enthalpie et entropie

L'enthalpie représente la quantité d'énergie possédée par un système thermodynamique pour le transfert entre lui-même et son environnement. Par exemple, dans une réaction chimique, le changement de l'enthalpie du système est la chaleur de réaction. Lors d'un changement d'état, tel que le passage du liquide au gaz comme l'eau bouillante dans un générateur de vapeur, l'enthalpie du système est la chaleur de la vaporisation. Lors d'une simple variation de température, la variation de l'enthalpie avec chaque degré est la capacité du système à pression constante. Mathématiquement, l'enthalpie H est identifiée comme $U + PV$, où U représente l'énergie interne, P la pression et V le volume.

Rudolph Clausius a introduit le terme 'entropie' pour la première fois en 1865. Il avait remarqué qu'une certaine proportion d'énergie était constante dans les cycles de chaleur réversibles ou idéaux, où un cycle comprend en général une série de processus qui commencent et finissent au même point et peuvent donc se répéter indéfiniment, ou aussi longtemps que nécessaire. La proportion était de la chaleur échangée à température absolue. Clausius décida alors que la proportion conservée devait correspondre à une quantité réelle, physique, qu'il nomma 'entropie'.

Pour un système fermé, l'entropie peut être définie comme la mesure quantitative de la quantité d'énergie non disponible pour le travail. C'est donc un type de quantité négatif, le contraire de l'énergie disponible, ou en d'autres mots une mesure de désordre et d'aléatoire.

10.1.1.4 Le concept de la réversibilité

Un processus réversible se définit comme un processus qui peut être inversé sans laisser de traces dans son environnement. Tant le système que son environnement reviennent ainsi à leurs états initiaux respectifs à la fin du processus inversé. Ce principe n'est possible que si l'échange de chaleur nette et l'échange d'énergie nette entre le système et l'environnement équivalent à zéro pour les processus combinés (originel et inversé). Les processus non réversibles sont appelés 'processus irréversibles'.

Il convient de souligner qu'un système peut être restauré en son état initial suite à un processus thermodynamique, indépendamment de la réversibilité ou non de ce processus. Cependant, en cas de processus réversible, cette restauration se fait sans laisser de changement net sur l'environnement, alors qu'en cas de processus irréversible, l'environnement a habituellement un effet sur le système et ne revient donc pas à son état initial.

Les processus réversibles ne se produisent pas réellement dans la nature. Ils sont seulement des idéalizations de processus réels. Les processus réversibles peuvent être considérés comme des limites théoriques aux processus irréversibles correspondants. Certains processus thermodynamiques sont plus irréversibles que d'autres. Il n'est pas possible d'avoir un processus réversible mais on peut s'en approcher. Plus on s'approche d'un processus réversible, plus grand est le rendement d'un outil produisant du travail et moins grande la consommation d'un objet consommant du travail.

Le concept des processus réversibles amène à la définition de la seconde loi thermodynamique, le rendement d'un processus thermodynamique est lié au degré d'approximation du processus réversible correspondant. Ceci nous permet de comparer le rendement de différents outils conçus pour la même tâche sur la base de leur efficacité. Meilleure est la conception, plus basse est l'irréversibilité et plus grand le rendement.

Les facteurs qui causent l'irréversibilité d'un processus s'appellent les 'irréversibilités'. Ils incluent le frottement, la dilatation non restreinte, le mélange de deux gaz, le transfert thermique à travers une différence finie de température, la résistance électrique, la déformation non élastique des solides et les réactions chimiques. La présence de l'un de ces facteurs rend le processus irréversible. Un processus réversible n'implique aucun de ces facteurs.

10.1.1.5 Le cycle idéal (cycle de Carnot)

Sadi Carnot suggère un cycle idéal dans lequel la chaleur est prise à une température supérieure constante (T_a) et rejetée à une température inférieure constante (T_b). Il consiste en deux processus réversibles adiabatiques (aucune chaleur n'est échangée avec le milieu environnant) et isentropiques (variation d'entropie nulle). Quand le fluide actif est considéré comme de l'eau, ou de la vapeur d'eau, les deux processus isothermiques (pas de variation de température) sont facilement obtenus par réchauffement et refroidissement à pression et à température constantes tandis que le fluide est une vapeur mouillée. Le

cycle est représenté en Figure 10.1 par le diagramme entropie-température (T-s) pour la vapeur, accompagné d'un croquis schématisé de la centrale.

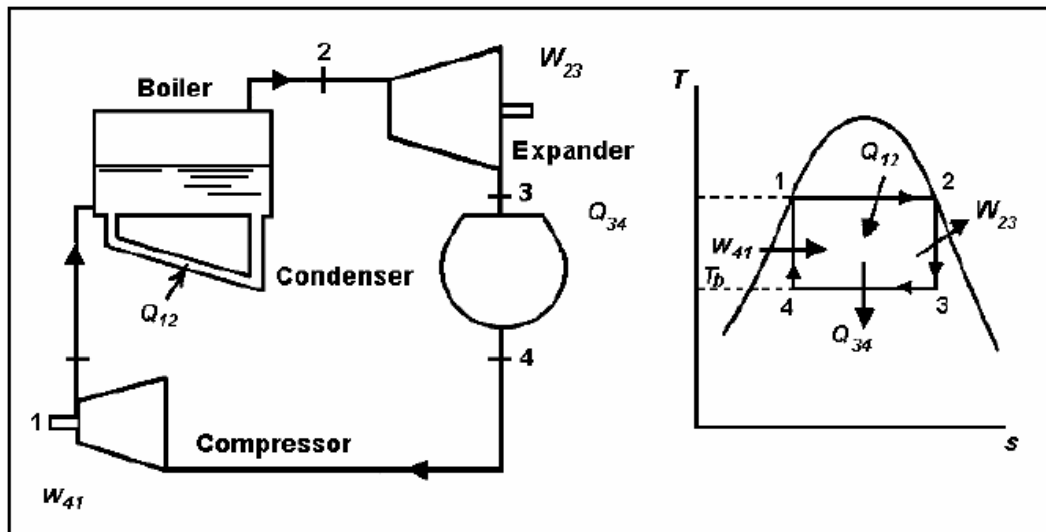


Figure 10.1: cycle idéal de Carnot

Dans le cycle de Carnot, l'eau saturée dans l'état 1 (1) s'évapore dans une chaudière à pression constante pour devenir de la vapeur saturée dans l'état 2 (2) avec l'addition de chaleur (Q_{12}). La vapeur est alors augmentée isentropiquement dans l'état 3 (3) tout en effectuant le travail dans une turbine ou dans un moteur alternatif (W_{23}). Après l'augmentation, la vapeur est partiellement condensée à pression constante tandis que la chaleur est rejetée. La condensation est arrêtée à l'état 4 (4) où $s_4 = s_1$. Finalement, la vapeur est compressée isentropiquement dans le compresseur rotatoire ou alternatif en état 1 (1). Le cycle de Carnot est le cycle le plus efficace qui puisse être exécuté entre une source d'énergie thermique à température T_a et la température à l'évier T_b . Son rendement thermique est exprimé comme suit:

$$\eta_{th, Carnot} = 1 - \frac{T_b}{T_a}$$

Le transfert de chaleur isothermique réversible est très difficile à réaliser dans la réalité, parce qu'il exigerait de très grands échangeurs thermiques et serait de très longue durée. C'est pourquoi il n'est pas pratique de construire une machine qui opérerait sur un cycle approchant de près le cycle de Carnot.

La valeur réelle du cycle de Carnot tient à son importance en tant que standard par rapport auquel on peut comparer les cycles réels ou d'autres cycles idéaux. Le rendement thermique du cycle de Carnot correspond au quotient des températures à l'évier et à la source et le rapport de rendement thermique pour le cycle de Carnot véhicule un message important, applicable à tous les cycles.

Le rendement thermique augmente à mesure qu'augmente la température moyenne à laquelle la chaleur est apportée au système ou à mesure que diminue la température moyenne à laquelle la chaleur est rejetée du système.

Le rendement thermique global d'une centrale thermique est adéquatement mesuré par la proportion d'énergie latente dans le combustible convertie en travail mécanique utile. Le rendement global peut être exprimé comme produit de deux rendements :

- le rendement en combustion, qui exprime la proportion d'énergie latente dans le combustible, transférée en tant que chaleur dans le fluide actif
- le rendement du cycle, qui exprime la proportion de cette chaleur qui est convertie en travail mécanique

10.1.1.6 Propriétés de la vapeur (vapeur d'eau)

Il est important, pour concevoir un instrument de génération de vapeur et son application opérationnelle en cycle, que ce soit pour le transfert de puissance ou de chaleur ou les deux, d'établir une information fiable sur les propriétés de la vapeur. Les tableaux de vapeur actuellement utilisés sont les 'Tableaux de

Vapeur ASME 1967' établis sur base des accords atteints lors de la "Sixième Conférence Internationale sur les Propriétés de la Vapeur'.

Les tableaux de vapeur comprennent les valeurs d'équilibre pression-température correspondants entre les phases liquide et vapeur, désignées par le terme 'saturation'. La vapeur chauffée au-delà de la saturation à des températures plus élevées est appelée 'vapeur surchauffée'. L'eau chauffée à des températures en dessous de la saturation (eau sous-refroidie) est appelée 'eau compressée' dans les tableaux de vapeur. Les propriétés des types de vapeur surchauffée et d'eau compressée sont présentées dans les tableaux de vapeur, qui incluent également les propriétés intensives de volume spécifique, d'enthalpie spécifique et d'entropie spécifique pour des températures, pressions et états spécifiques (liquide ou gazeux). Les propriétés intensives sont les propriétés indépendantes de la masse; elles sont également indépendantes du type de processus ou de tout l'historique du système. Ce sont les propriétés thermodynamiques et d'état requises pour la conception de solutions numériques et pour les problèmes de rendement liés à la vapeur pour le transfert de chaleur et d'énergie. La signification spéciale des propriétés importantes de l'enthalpie est une conséquence des lois de la thermodynamique.

Heureusement, les problèmes d'ingénierie concernent principalement les changements ou les différences dans l'enthalpie et l'entropie, et il n'est donc pas nécessaire d'établir un zéro absolu pour ces propriétés, même si c'est possible dans le cas de l'entropie. Les tableaux de vapeur déterminent arbitrairement un zéro d'énergie et d'entropie interne pour l'état liquide de l'eau au triple point correspondant à 273.16 et à la pression de vapeur de 611.22 Pa. L'enthalpie de l'eau dans ces conditions est légèrement positive.

L'industrie des chaudières utilise ordinairement 300 K et 101353 Pa comme enthalpie zéro de l'air et des produits de combustion, bien que cette pratique ne soit pas largement répandue dans d'autres domaines d'ingénierie liés à celle-ci. La référence de la pression atmosphérique (101325 Pa) et 25° (298.16 K) est d'un usage plus général. Cette dernière référence sert de standard pour lister les chaleurs de formation de composants depuis leurs éléments en état standard, les chaleurs latentes ou changement de phase, l'énergie libre et les autres quantités thermodynamiques importantes;

10.1.2 Le cycle de Rankine, cycle standard pour les centrales thermiques à vapeur

Deux raisons majeures expliquent pourquoi le cycle de Carnot n'est pas utilisé dans la pratique. Premièrement son faible quotient d'énergie. Deuxièmement, les difficultés pratiques liées à la compression. Il serait difficile de contrôler le processus de condensation de façon à ce qu'il s'interrompe en phase 4 (4) (Figure 10.1), pour ensuite mener à bien la compression d'une vapeur très mouillée. Le liquide tend à se séparer de la vapeur et le compresseur aurait alors à travailler avec une mixture non homogène. De plus, le volume du fluide est élevé, et le compresseur serait équivalent, en taille et en coût, à la turbine. Il est comparativement facile, par ailleurs, de condenser complètement la vapeur et de compresser le liquide en pression de chaudière dans une petite pompe d'alimentation.

Une autre difficulté liée au cycle de Carnot peut être éliminée par surchauffe de la vapeur dans la chaudière, comme indiqué schématiquement sur un diagramme T-s en Figure 10.2. Le cycle qui en résulte est le cycle de Rankine, qui est le cycle idéal pour les centrales thermiques à vapeur. Le cycle idéal de Rankine n'implique aucune irréversibilité interne et consiste en les quatre processus suivants:

- phase 1 – phase 2 (1–2) Compression isentropique dans une pompe
- phase 2 – phase 3 (2–3) Ajout de chaleur dans une chaudière à pression constante
- phase 3 – phase 4 (3–4) Dilatation isentropique dans une turbine
- phase 4 – phase 5 (4–5) Rejet de la chaleur dans un condenseur à pression constante

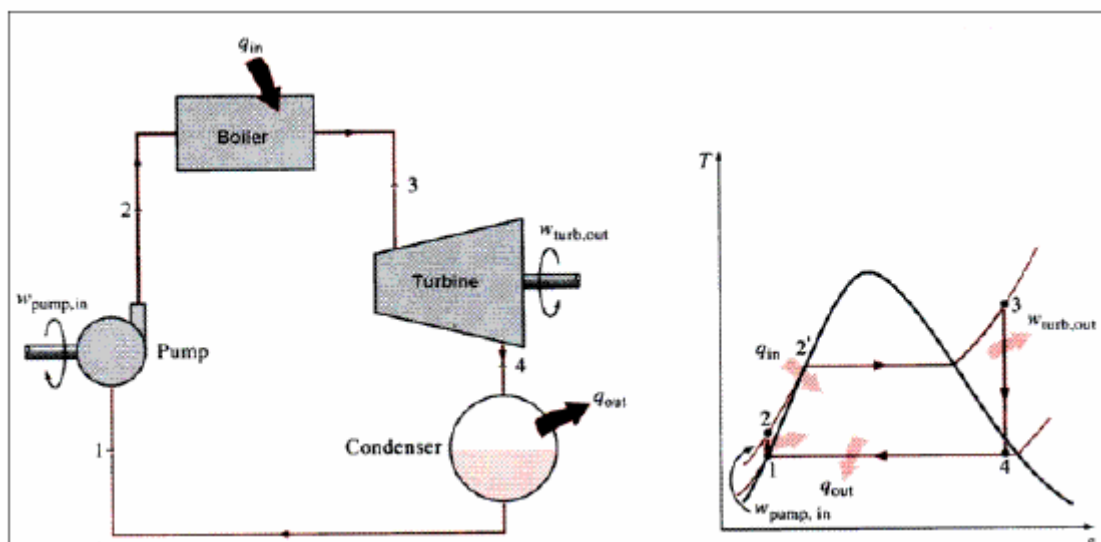


Figure 10.2: le cycle de Rankine, simple et idéal

Il n'est pas nécessaire de calculer pour comprendre que le rendement de ce cycle sera moindre que celui du cycle de Carnot qui travaille entre les mêmes températures, parce que toute la chaleur fournie n'est pas transférée à la température supérieure. Une certaine quantité de chaleur est ajoutée tandis que la température du fluide actif varie de l'état 2 (2) à l'état 2' (2'). En comparant les zones des deux cycles, on constate que le débit d'énergie nette par kg de vapeur est plus important dans le cycle de Rankine.

10.1.2.1 Le cycle de Rankine extérieurement irréversible

Le cycle d'énergie-vapeur réel diffère du cycle idéal de Rankine, ainsi qu'illustré en Figure 10.3, à cause des irréversibilités présentes dans les différents composants. Le frottement du fluide et la perte de chaleur non désirée dans l'environnement sont les deux sources d'irréversibilité les plus courantes

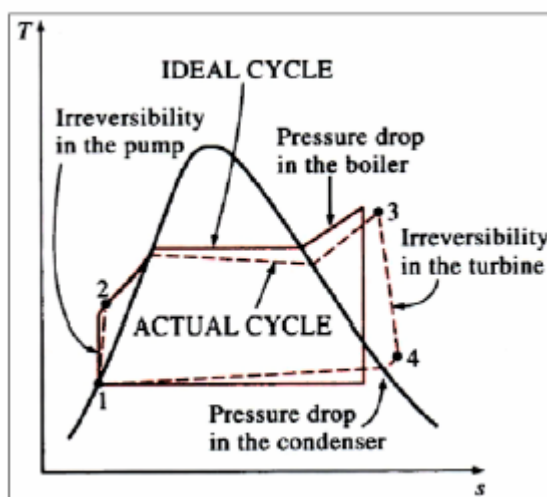


Figure 10.3: déviation d'un cycle d'énergie-vapeur réel à partir du cycle idéal de Rankine

Le frottement du fluide cause des chutes de pression dans la chaudière, dans le condenseur et dans la tuyauterie entre les différents composants. En conséquence, la vapeur quitte la chaudière à une pression légèrement diminuée. De plus, la pression à l'entrée de la turbine est légèrement plus basse que celle à la sortie de la chaudière, à cause de la chute de pression dans les tuyaux de connexion. La chute de pression dans le condenseur est généralement minime. Pour compenser ces pertes de pression, l'eau doit être pompée à une pression suffisamment supérieure à celle nécessitée par le cycle idéal. Cette solution requiert une pompe plus grande et un travail plus important de la pompe.

L'autre source majeure d'irréversibilité consiste en la perte de chaleur depuis la vapeur vers son environnement, étant donné que la vapeur circule à travers différents composants. Pour maintenir le même niveau de débit d'énergie nette, il faut transférer plus de chaleur à la vapeur dans la chaudière, afin

de compenser ces pertes de chaleur non désirées. En conséquence de quoi, le rendement du cycle diminue.

Les irréversibilités se produisant à l'intérieur de la pompe et de la turbine sont d'une importance particulière. Le travail de la pompe devra être plus important, et le débit d'énergie produite par la turbine sera moins important suite à ces irréversibilités.

D'autres facteurs doivent également être pris en compte dans l'analyse des cycles d'énergie-vapeur réels. Dans les condenseurs réels, par exemple, le liquide est habituellement sous-refroidi afin de prévenir le commencement de la cavitation, ainsi que la vaporisation et la condensation rapides du fluide du côté basse pression de la roue pompe, qui risqueraient de la détruire à long terme. Des pertes supplémentaires se produisent aux points de contacts entre les parties mobiles à cause du frottement. La vapeur qui s'échappe au cours du cycle et l'air qui s'infiltre dans le condenseur représentent deux autres sources de perte. Toute cette énergie consommée par l'auxiliaire doit être prise en compte dans l'évaluation du rendement des centrales thermiques réelles.

10.1.2.2 Amélioration du rendement du cycle de Rankine

Toutes les modifications tendant à augmenter le rendement thermique d'un cycle se basent sur une même idée: augmenter la température moyenne à laquelle la chaleur est transférée au fluide actif dans la chaudière ou diminuer la température moyenne à laquelle la chaleur est rejetée du fluide actif dans le condenseur. En d'autres termes, la température moyenne du fluide devrait être aussi élevée que possible pendant l'ajout de chaleur et aussi basse que possible pendant le rejet de chaleur. Voici trois manières de faire cela pour le cycle simple idéal de Rankine:

A) Diminuer la pression du condenseur

La vapeur existe en tant que mixture saturée dans le condenseur à la température de saturation correspondant à la pression à l'intérieur du condenseur. C'est pourquoi, diminuer la pression active du condenseur diminue automatiquement la température à laquelle la chaleur est rejetée.

L'effet de la diminution de la pression dans le condenseur sur le rendement du cycle de Rankine est illustrée par un diagramme T-s en Figure 10.4. L'état de l'arrivée de la turbine est maintenu afin de permettre la comparaison. La zone colorée sur ce diagramme représente l'augmentation du débit d'énergie nette résultant de la diminution de la pression du condenseur de l'état 4 (4) à l'état 4' (4'). Les besoins d'induction de chaleur augmentent également (représentés dans la zone sous la courbe de l'état 2 (2) à l'état 2' (2')), mais cette augmentation est minime. L'effet global de la diminution de pression dans le condenseur consiste donc en une augmentation du rendement thermique du cycle.

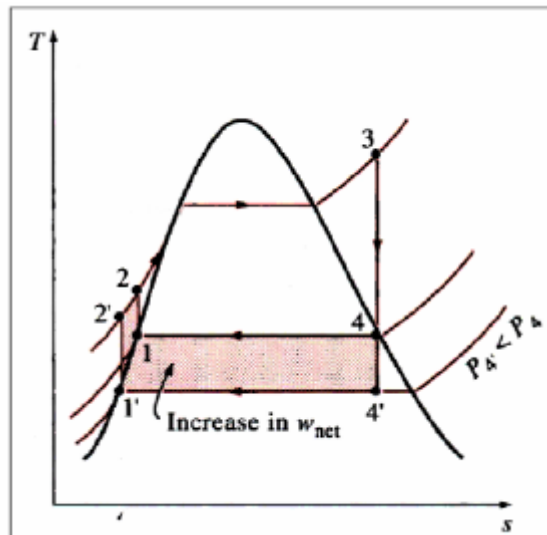


Figure 10.4: effet de la diminution de la pression dans le condenseur du cycle idéal de Rankine

B) Surchauffer la chaleur à des températures plus élevées

La température moyenne à laquelle la chaleur est ajoutée à la vapeur peut être augmentée sans augmenter la pression de la chaudière, en surchauffant la vapeur à des températures plus élevées. L'effet de la surchauffe sur le rendement des cycles d'énergie-vapeur est illustré par un diagramme T-s en Figure 10.5. La zone colorée sur ce diagramme représente l'augmentation de l'énergie nette. Toute la zone sous la courbe du processus aux phase 3 (3) – phase 3' (3') représente l'augmentation d'induction de chaleur. Ainsi, et l'énergie nette et l'induction de chaleur augmentent suite à la surchauffe de la vapeur à une température plus élevée. L'effet global consiste pourtant en une augmentation du rendement thermique, étant donné que la température moyenne à laquelle la chaleur est ajoutée augmente.

La surchauffe de la vapeur à des températures plus élevées a un autre effet très positif : elle augmente le contenu d'humidité de la vapeur à la sortie de la turbine, ainsi qu'on peut le voir sur le diagramme T-s (la qualité à la phase 4' (4') est plus grande qu'à la phase 4 (4)).

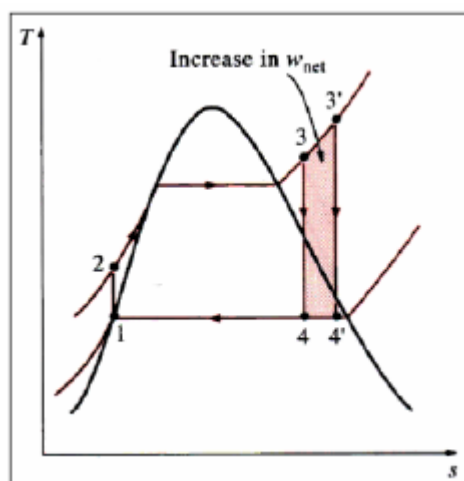


Figure 10.5: effet de la surchauffe de la vapeur à des températures plus élevées dans le cycle idéal de Rankine

C) Augmenter la pression de la chaudière. Cycles surcritiques.

Un autre moyen d'augmenter la température moyenne au cours du processus d'ajout de chaleur consiste à augmenter la pression active de la chaudière (également appelé cycles surcritiques), ce qui élève automatiquement la température à laquelle l'ébullition se produit. Ceci en retour élève la température moyenne à laquelle la chaleur est ajoutée à la vapeur et donc augmente le rendement thermique du cycle.

L'effet de l'augmentation de la pression de la chaudière sur le rendement du cycle d'énergie-vapeur est illustré par un diagramme T-s en Figure 10.6. Remarquez que pour une température d'induction de turbine fixe, le cycle se déplace vers la gauche et le contenu d'humidité de la vapeur à la sortie de la turbine augmente. Cet effet secondaire indésirable peut cependant être corrigé par un réchauffement de la vapeur, comme énoncé dans le chapitre 10.1.2.3.

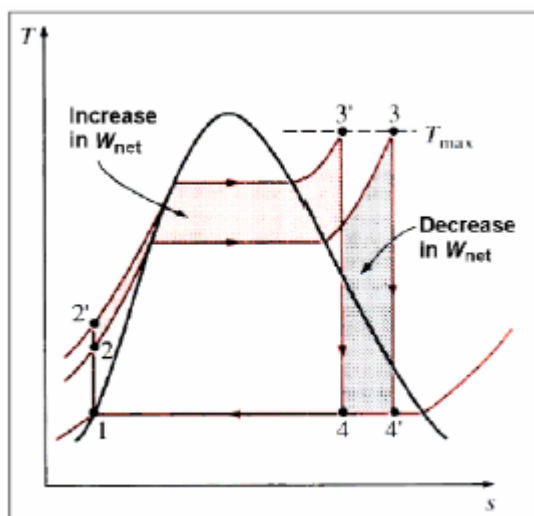


Figure 10.6: effet de l'augmentation de la pression de la chaudière dans le cycle idéal Rankine

Les pressions actives des chaudières ont progressivement augmenté avec les années, d'environ 2.7 Mppa en 1992 jusqu'à environ 30 Mpa aujourd'hui, ce qui génère suffisamment de vapeur pour produire un débit d'énergie nette de 1000MW ou plus. Actuellement, de nombreuses centrales thermiques modernes opèrent à des pressions surcritiques ($P > 22.09$ Mppa) (cf. Figure 10.7)

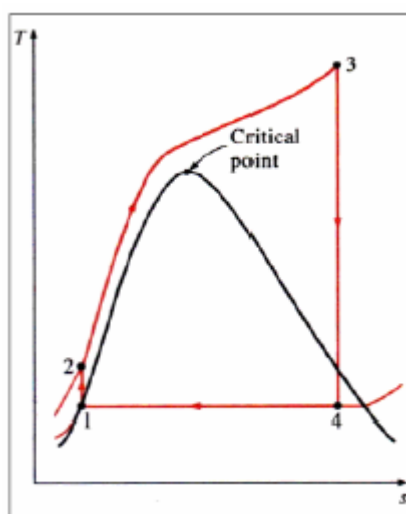


Figure 10.7: un cycle de Rankine surcritique

10.1.2.3 Réchauffement

Le cycle de Rankine de réchauffement idéal (Figure 10.8) diffère du cycle simple idéal de Rankine en ce que le processus de dilatation se produit en deux phases. Dans la première phase (turbine à haute pression), la vapeur est dilatée isentropiquement à une pression intermédiaire et renvoyée dans la chaudière où elle est réchauffée à pression constante, généralement à la température d'induction de la turbine de la première phase. La vapeur est dilatée isentropiquement dans la seconde phase (turbine à basse pression) à la pression du condenseur.

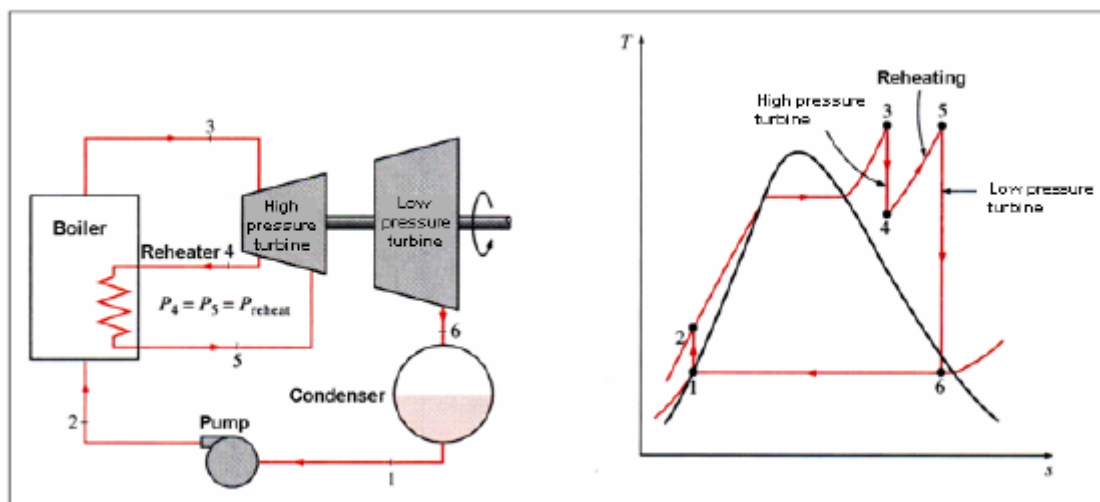


Figure 10.8: le cycle de Rankine de réchauffement idéal

L'incorporation du réchauffement unique dans une centrale thermique moderne améliore le rendement du cycle de 4 à 5 pour cent, en augmentant la température moyenne à laquelle la chaleur est ajoutée à la vapeur.

La température moyenne du processus de réchauffement peut être accrue en augmentant le nombre de phases de dilatation et de réchauffement. Plus le nombre de phases augmente, plus les processus de dilatation et de réchauffement se rapprochent d'un processus isothermique à température maximale. L'utilisation de plus de deux phases de réchauffement n'est cependant pas pratique.

10.1.2.4 Régénération

Un processus de régénération pratique dans les centrales thermiques est accompli par l'extraction ou 'saignement' de vapeur de la turbine à différents points. Cette vapeur, qui pourrait avoir produit plus d'énergie en se dilatant plus loin dans la turbine, est utilisée au lieu de cela pour réchauffer l'eau d'alimentation. L'instrument où l'eau d'alimentation est chauffée par régénération s'appelle un 'régénérateur', ou un 'réchauffeur d'eau d'alimentation'.

La régénération non seulement améliore le rendement du cycle mais également fournit un moyen pratique de désaérer l'eau d'alimentation (enlever l'air qui s'infiltre dans le condenseur), ce qui aide prévenir la corrosion dans la chaudière. Elle permet également de mieux contrôler le volume important de débit de chaleur dans les phases finales de la turbine (étant donné les grands volumes spécifiques à basse pression). C'est pourquoi la régénération est pratiquée dans toutes les centrales thermiques modernes depuis son introduction au début des années 1920.

Un réchauffeur d'eau d'alimentation est en fait un échangeur de chaleur où la chaleur est transférée de la vapeur vers l'eau d'alimentation, soit en mélangeant les deux courants de fluide (réchauffeurs ouverts), soit sans mélanger ceux-ci (réchauffeurs fermés).

La Figure 10.9 représente une centrale thermique avec un réchauffeur d'eau d'alimentation fermé et un diagramme T-s du cycle. Dans un réchauffeur d'eau d'alimentation fermé idéal, l'eau d'alimentation est réchauffée à la température de sortie de la vapeur extraite, qui quitte idéalement le réchauffeur comme liquide saturé à la pression de l'extraction. Dans les centrales thermiques réelles, l'eau d'alimentation quitte le réchauffeur à la température de sortie de la vapeur extraite, parce que tout transfert de chaleur effectif requiert une différence de température d'au moins quelques degrés.

La vapeur condensée est alors soit pompée jusqu'à la voie d'eau d'alimentation, soit dirigée vers un autre réchauffeur ou vers le condenseur à travers un instrument appelé 'piège'. Un piège permet de réguler le liquide jusqu'à une région de moindre pression tout en saisissant la vapeur. L'enthalpie de la vapeur reste constante pendant ce processus de régulation.

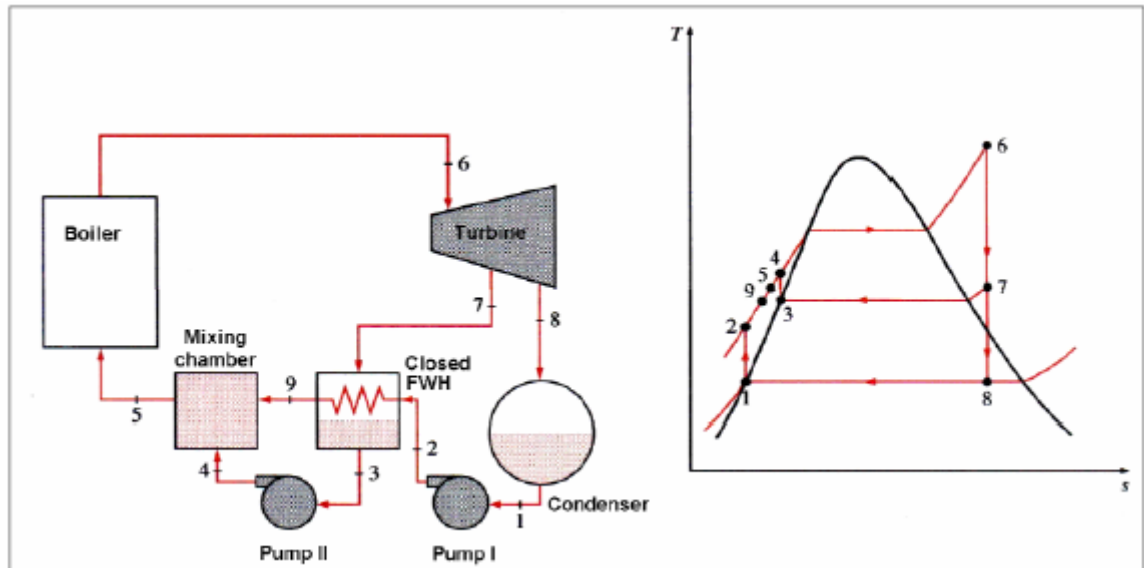


Figure 10.9: le cycle de Rankine de régénération idéal, avec un réchauffeur d'eau d'alimentation fermé

10.1.3 Le cycle de Brayton ou de Joule considéré comme cycle standard pour les turbines à gaz

10.1.3.1 Le cycle idéal de Brayton

George Brayton, inventeur du cycle qui porte son nom, fut le premier à introduire son usage au moteur alternatif à chauffe au mazout qu'il a développé vers 1870. De nos jours, il est utilisé uniquement pour les turbines à gaz lorsque les deux procédés de compression et d'expansion se produisent dans la machinerie de rotation. Les turbines à gaz ne fonctionnent habituellement qu'en circuit ouvert. L'air extérieur à température ambiante est aspiré par le compresseur qui augmente sa température et sa pression. L'air haute pression passe dans la chambre de combustion dans lequel le carburant est brûlé à pression constante. Les gaz à haute température ainsi produits pénètrent ensuite dans la turbine dans laquelle ils se détendent à la pression atmosphérique, en produisant de l'énergie. Les gaz d'échappement quittant la turbine sont expulsés (non recirculés), le cycle est par conséquent un cycle ouvert.

Le cycle ouvert de turbine à gaz décrit ci-dessus peut être modélisé tel un cycle fermé, comme indiqué sur la Figure 10.10, en partant de l'hypothèse que l'air standard dans lequel les baisses de performance surviennent, utilise l'air comme fluide de travail. Ici, les procédés de compression et d'expansion restent identiques, toutefois, le procédé de combustion est remplacé par un ajout de chaleur à pression constante à partir d'une source externe, et le procédé d'échappement est remplacé par un procédé de rejet de chaleur de pression constante vers l'air ambiant. Le cycle idéal que le fluide de travail subit dans cette boucle fermée est le cycle de Joule ou de Brayton, composé de quatre procédés réversibles internes :

- étape 1 – étape 2 (1–2) Compression isentropique à l'intérieur d'une pompe
- étape 2 – étape 3 (2–3) Ajout de chaleur dans une chaudière à pression constante
- étape 3 – étape 4 (3–4) Expansion isentropique dans une turbine
- étape 4 – étape 1 (4–1) Rejet de chaleur dans un condenseur à pression constante

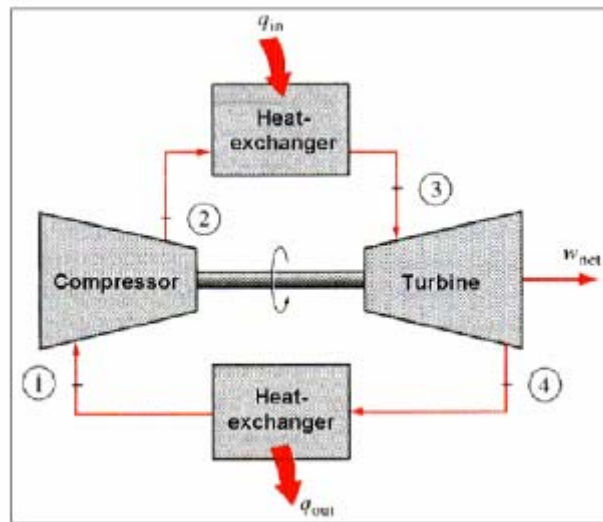


Figure 10.10: moteur à turbine à gaz à circuit fermé

Les diagrammes T - s et P - v d'un cycle idéal de Brayton sont illustrés par la Figure 10.11. Remarque : l'ensemble des quatre procédés du cycle Brayton sont exécutés dans des dispositifs à débit constant ; ainsi, ils doivent être analysés en tant que tel.

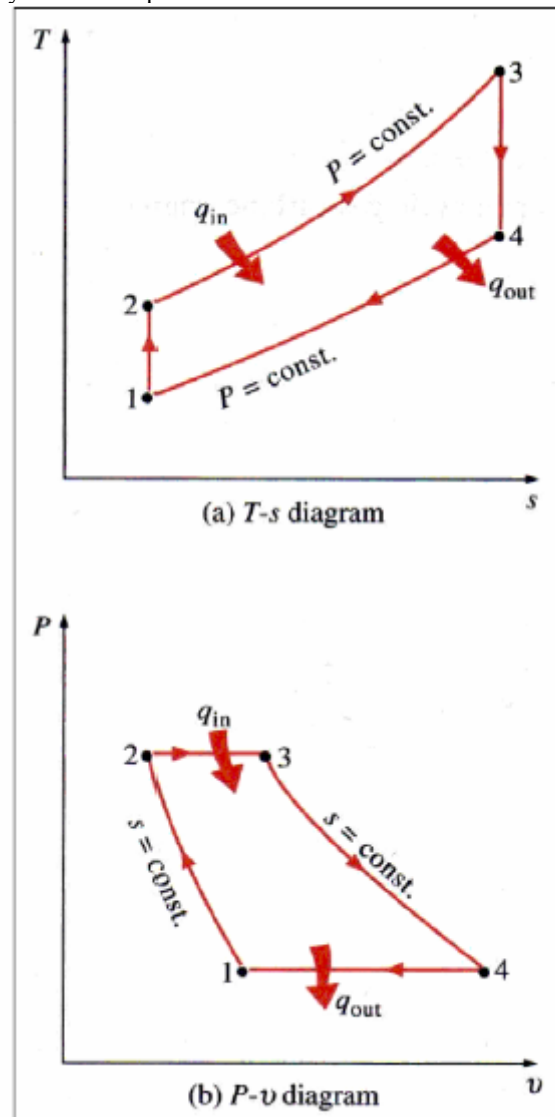


Figure 10.11: diagrammes T - s et P - v pour le cycle idéal de Brayton

Le rendement thermique d'une turbine à gaz dépend de la température maximale du gaz admissible à l'entrée de la turbine. L'élévation de température de 900 à 1200°C à l'entrée de la turbine accroît la

puissance délivrée de 71% et le rendement thermique de 26%. Des progrès significatifs, tels que le revêtement des aubes des turbines par des couches d'alumine et le refroidissement desdites aubes par l'air de ventilation du compresseur ont été effectués au cours des deux dernières décennies. En raison des progrès accomplis, désormais, les turbines à gaz résistent à des températures d'entrée aussi élevées que 1425 °C, et les centrales électriques à turbine à gaz présentent un rendement supérieur à 30%.

Les centrales électriques équipées de turbines à gaz sont principalement utilisées en production d'énergie électrique pour faire face aux urgences et aux périodes de pointe en raison de leur coût d'exploitation relativement faible et de leur temps de réponse court.

Les turbines à gaz sont également utilisées conjointement avec les centrales thermiques à vapeur, l'émission de gaz de la turbine servant de source de chaleur pour la vapeur (voir Cycles Combinés).

10.1.3.2 Cycle non idéal de Brayton

Le véritable cycle d'une turbine à gaz diffère du cycle idéal de Brayton pour plusieurs raisons. Tout d'abord, certaines baisses de pression au cours des procédés d'ajout et de rejet de chaleur sont inévitables. De manière plus importante, l'entrée réelle de travail vers le compresseur sera plus importante, celle de la turbine sera réduite en raison de l'irréversibilité de phénomènes tels que la friction et les conditions de fonctionnement de quasi déséquilibre de ces dispositifs.

Dès que de faibles rendements du compresseur et de la turbine sont introduits, comme indiqué figure 10.12, dans lequel les états 2a (2a) et l'état 4a (4a) sont les véritables états de sortie du compresseur et de la turbine, respectivement, et que 2s et 4s sont les états correspondants au cycle thermodynamique isentropique, l'importance d'un rapport de travail élevé devient manifeste. Avec une valeur faible de T_3 , la différence entre le travail de la turbine et celui du compresseur devient très petite, et une faible baisse dans le travail de la turbine et augmentation dans le travail du compresseur suffit à réduire le travail de sortie et le rendement du cycle à zéro.

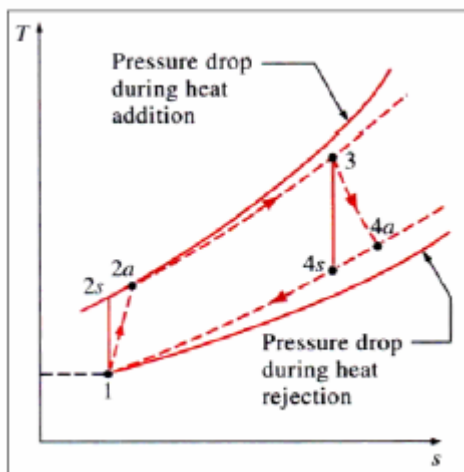


Figure 10.12: écart d'un cycle réel de turbine à gaz à partir du cycle idéal de Brayton résultant d'irréversibilités

Le rendement du cycle irréversible peut ne pas uniquement indiquer une fonction de rapport de pression (r_p), mais également de T_3 (Figure 10.13). Un rapport de pression optimal correspond à un rendement de cycle maximal ainsi qu'un rapport de pression optimal pour une sortie de travail spécifique maximal (bien que ces rapports de pression optimaux ne soient pas identiques). La courbe de rendement idéale est également indiquée figure 10.13, pour insister sur la baisse marquée de rendement entraînées par les irréversibilités dans le compresseur et la turbine. Les parties suivantes traitent des modifications les plus importantes du cycle simple pouvant être adaptées pour améliorer à la fois le rendement idéal et le rapport de travail.

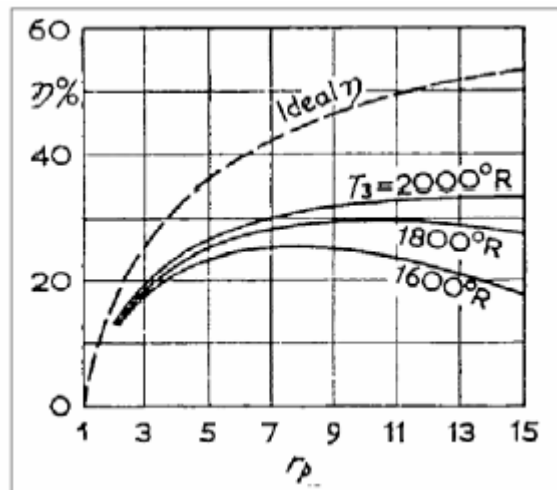


Figure 10.13: rendement thermique du cycle de Brayton comme fonction du rapport de pression (r_P) et de température

10.1.3.3 Régénération

Dans le cycle de récupération (ou régénératif), un échangeur thermique à contre-courant transfère le rejet thermique vers l'air comprimé avant d'entrer dans la chambre de combustion. Ceci est indiqué de manière schématique par la figure 10.14. La quantité de carburant nécessaire pour chauffer l'air à une température de combustion est réduite jusqu'à 25%.

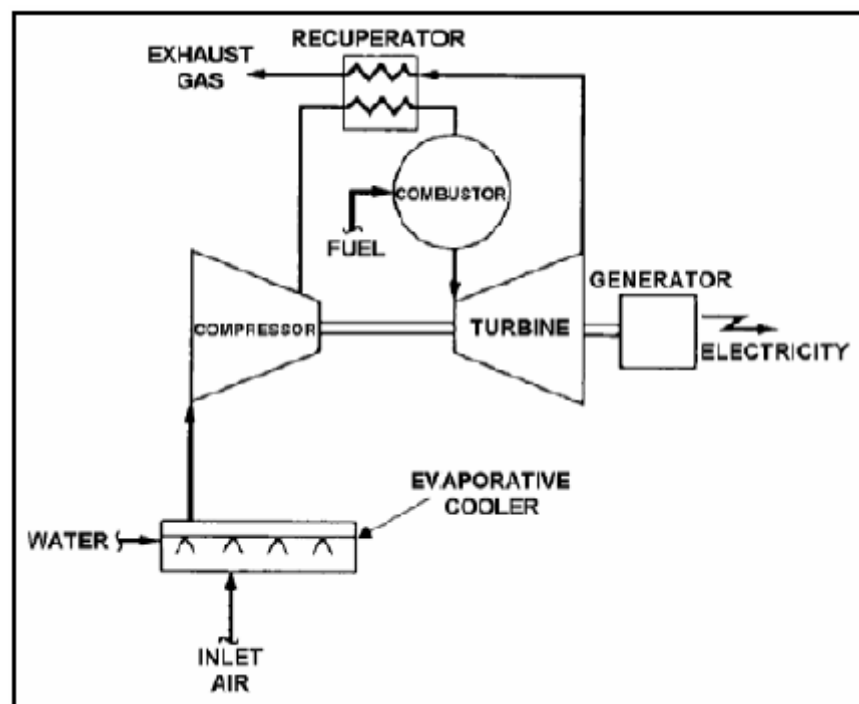


Figure 10.14: refroidissement par évaporation et cycles de récupération

10.1.3.4 Refroidissement intermédiaire du compresseur

Dans le cycle de refroidissement intermédiaire, un échangeur de chaleur est placé dans le chemin parcouru par l'air entre les parties basses et hautes pressions du compresseur, comme indiqué par la figure 10.13. La compression d'air froid nécessite moins de travail que la compression d'air chaud. Cet échangeur de chaleur est destiné à rafraîchir l'air et à réduire la quantité de travail nécessaire dans la partie haute pression, en augmentant à la fois la puissance délivrée et le rendement. Le refroidisseur intermédiaire peut être un contact direct (d'évaporation) ou un échangeur de chaleur à surface étendue.

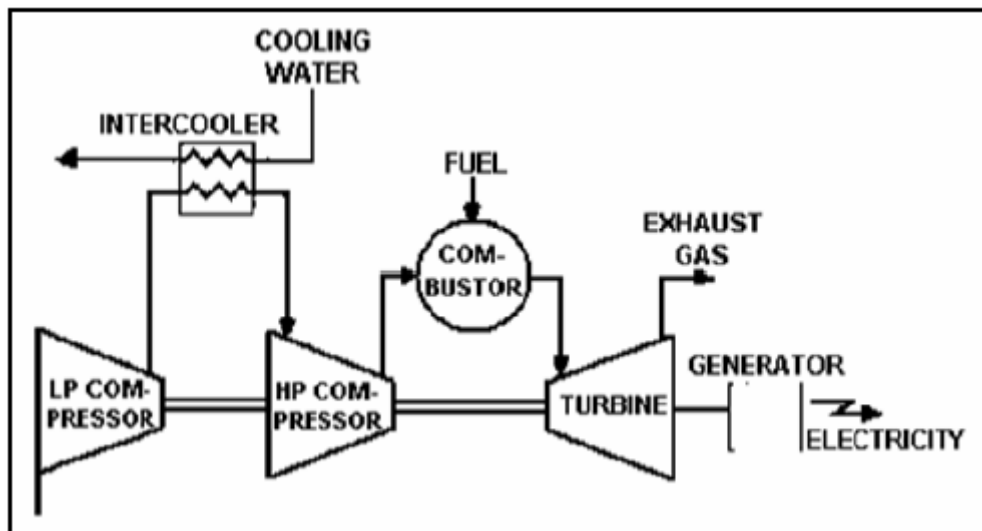


Figure 10.15: cycle à refroidissement intermédiaire

10.1.3.5 Postcombustion de turbine

Le cycle de postcombustion d'une turbine à gaz est analogue à celui de postcombustion d'une turbine à vapeur. Les gaz chauds sont partiellement détendus à travers la turbine, réchauffés par une chambre de combustion de second étage, et remis en circulation vers la turbine. Ce cycle est plus complexe que celui d'une turbine à gaz standard. La figure 10.16 montre une représentation schématique de ce cycle dont les caractéristiques sont les suivantes :

- Le cycle de postcombustion a un meilleur rendement
- pour protéger la chambre de combustion de postcombustion, la turbine haute pression est nécessaire pour abaisser la température des gaz chauds entrant dans la chambre de combustion de postcombustion
- Généralement, il est nécessaire d'augmenter le rapport carburant/air pour augmenter la puissance massique. La métallurgie et la technologie de refroidissement limitent la température d'entrée de la turbine. La chambre de combustion à deux étages autorise l'injection d'un plus grand volume de carburant sans dépasser cette limite de température. Cela augmente la température tuyère et rend la turbine à gaz de postcombustion plus adaptée au cycle combiné.
- Les turbines à gaz de combustion à puissance massique plus élevée ont pour résultat une quantité d'oxygène résiduelle moindre dans les sections qui sont plus petites que celles pour une turbine à gaz de cycle simple de même sortie.

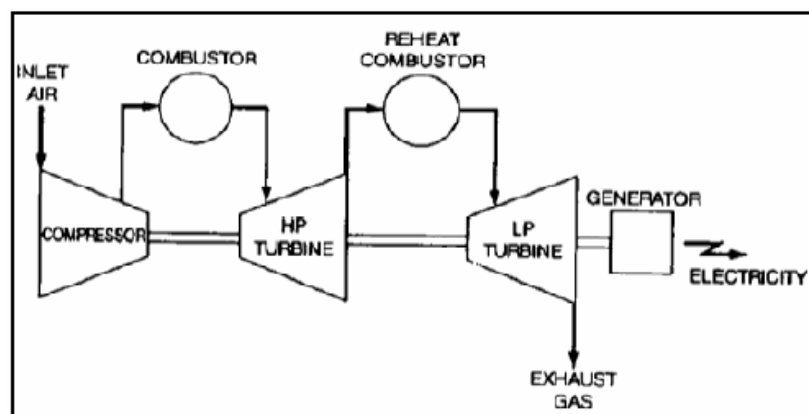


Figure 10.16: cycle de postcombustion

10.1.4 Cycles combinés

Comme décrit dans la partie 10.1.1.5, le cycle de Carnot est le cycle ayant le meilleur rendement pouvant être obtenu.

Naturellement, les rendements des procédés réels sont plus faibles depuis la constatation de fuites.

Le rendement du procédé peut être amélioré en augmentant la température maximale du cycle, en libérant la perte de chaleur à une température plus faible, ou en améliorant le procédé pour minimiser les pertes exégétiques internes.

L'intérêt des cycles combinés découle notamment de ces considérations. Par sa nature, aucun cycle simple ne peut étendre l'ensemble de ces améliorations à part égale. Il est ainsi raisonnable de combiner deux cycles, l'un avec des températures à haut procédé et l'autre avec un bonne «extrémité froide».

Dans une turbine à gaz à cycle simple, des températures de procédé réalisables sont élevées étant donné que l'énergie est fournie directement au cycle sans échange de chaleur. La température de rejet thermique, est toutefois également élevée. Dans le cycle à vapeur, la température de procédé maximale est beaucoup plus faible que dans le procédé de turbine à gaz, mais le rejet thermique est renvoyé vers l'environnement à faible température. Comme illustré dans le tableau 10.1 combinant une turbine à gaz et à vapeur, il offre alors la meilleure base possible pour un procédé thermique à haut rendement.

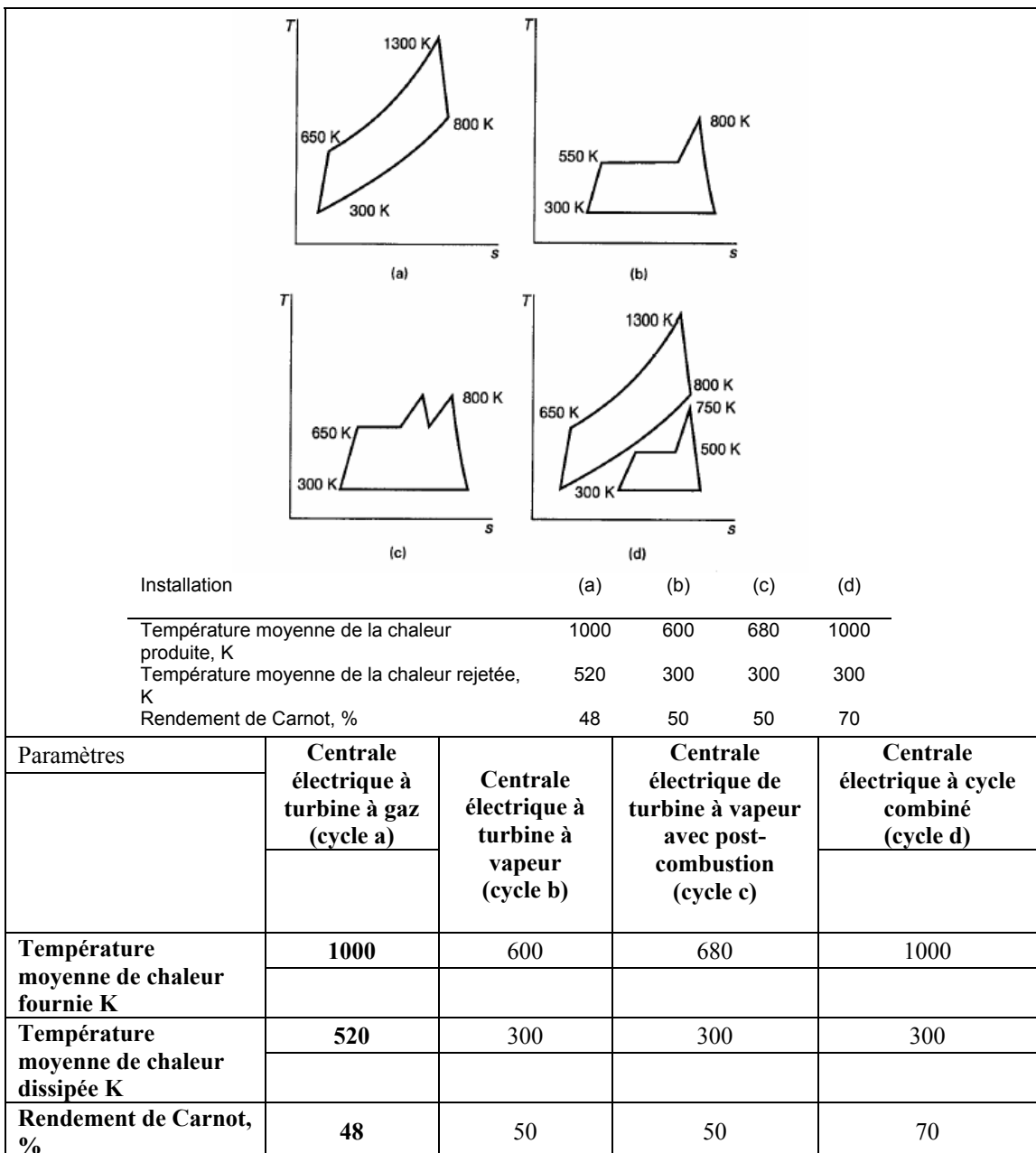


Tableau 10.1 : comparaison thermodynamique de la turbine à gaz, à vapeur et des procédés de cycle combiné
[50, Korobitsyn, 1998] C

La dernière ligne du tableau 10.1 montre les rendements de Carnot des différents procédés. Bien que ce ne soit pas le cas en réalité, ce tableau peut être utilisé comme indicateur de qualité d'un procédé thermique.

La valeur affichée précise le côté intéressant de la centrale à cycle combiné lorsque celle-ci est comparée aux procédés à un seul cycle. Même une centrale électrique de turbine à vapeur de post-combustion conventionnelle supercritique et sophistiquée a un rendement de Carnot d'environ 20 points inférieurs à celle d'une bonne centrale à cycle combiné. Pour les centrales électriques à cycle combiné, les rendements réels sont d'environ 75% du rendement de Carnot. Les différences entre les rendements réels obtenus par une centrale électrique à cycle combiné et les autres procédés sont cependant, pas aussi grand comme indiqué sur la figure 10.1. La baisse relativement grande dans le rendement de cycle combiné est causée par des pertes d'électricité internes plus importantes due à la température différentielle d'échange de chaleur entre l'échappement de la turbine à gaz et le cycle d'eau/vapeur.

De récents développements dans la technologie des turbines à gaz ont rendu le cycle combiné gaz-vapeur économiquement très attractif. Le cycle combiné accroît le rendement sans augmenter considérablement le coût initial. En conséquence, de nouvelles centrales fonctionnent en cycles combinés, et de nombreuses autres centrales à turbine à vapeur ou à gaz existant sont transformées en centrales à cycle combiné.

10.1.5 Cogé nération (CHP)

Dans tous les cycles rencontrés jusqu'à présent, le seul objectif était de convertir une partie de la chaleur transférée vers le liquide de travail, qui est la forme d'énergie la plus précieuse. La part restante de la chaleur est rejetée vers les rivières, les lacs, les océans, ou l'air en tant que chaleur perdue, parce que sa qualité (ou degré) est trop basse pour être d'usage pratique.

Néanmoins, de nombreux systèmes ou dispositifs exigent une entrée énergétique sous forme de chaleur, appelé « chaleur de procédé », habituellement fournie par vapeur de 5 à 7 atmosphères et de 150 à 200 °C. L'énergie est habituellement transférée à la vapeur par charbon de chauffage, pétrole, gaz naturel, ou par un autre carburant dans une chaudière.

La température des chaudières est habituellement très élevée (environ 1370 °C) et par conséquent l'énergie dans la chaudière est de très haute qualité. Cette énergie de haute qualité est transférée vers l'eau pour produire de la vapeur à une température d'environ 200°C ou inférieure (un procédé hautement irréversible). Est associé à cette irréversibilité, bien entendu, une perte en potentiel de travail et par conséquent une perte d'énergie qui est la ressource et doit, néanmoins, être utilisée avec modération. Donc il n'est pas mauvais d'utiliser une énergie de haute qualité pour accomplir une tâche qui pourrait l'être avec une énergie de faible qualité.

Une centrale produisant de l'électricité tout en répondant aux exigences de chaleur de procédé de certains procédés industriels est appelée une « centrale à production combinée ». Généralement, la cogénération est la production de plus d'une forme d'énergie (tel que chaleur de procédé et la génération électrique) à partir de la même source d'énergie.

Soit un cycle de turbine à vapeur (Rankine) ou de turbine à gaz (Brayton) ou même un cycle combiné peut être utilisé comme cycle d'électricité dans une centrale à production combinée. Le schéma d'une centrale à production combinée de turbine à vapeur idéale est montré en figure 10.17.

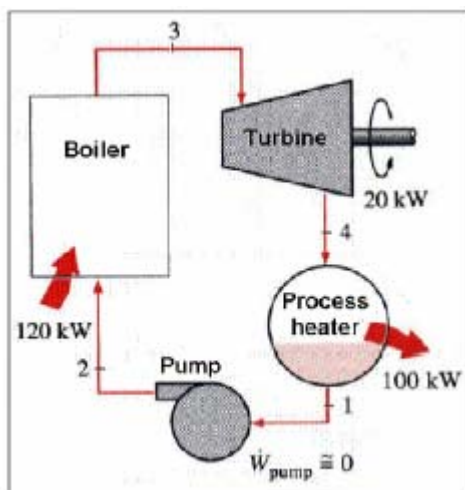


Figure 10.17: centrale à production combine idéale

En l'absence de condenseur, aucune chaleur n'est rejetée de cette centrale comme chaleur perdue. En d'autres termes, toute l'énergie transférée vers la vapeur dans la chaudière est utilisée soit sous forme de chaleur de procédé soit sous forme de génération électrique.

Pour tenir compte du dernier avantage, le rendement total, ou mieux appelé facteur d'utilisation d'énergie (EUF), est une mesure de performance plus adaptée que le travail simple.

La centrale idéale à production combinée de turbine à vapeur décrite ci-dessus n'est pas pratique du fait qu'il est impossible de régler les variations de charge électriques et calorifiques du procédé. Le schéma d'une centrale à production combinée plus pratique (mais plus complexe) est illustré en figure 10.18. Dans des conditions normales de fonctionnement, une certaine quantité de vapeur est extraite de la turbine à certaines pressions intermédiaires prédéterminées « 6 » P6. Le reste de la vapeur se détend jusqu'à l'état de pression du condenseur « 7 » P7 et est ensuite refroidi à une pression constante. La chaleur rejetée du condenseur est la chaleur perdue du cycle.

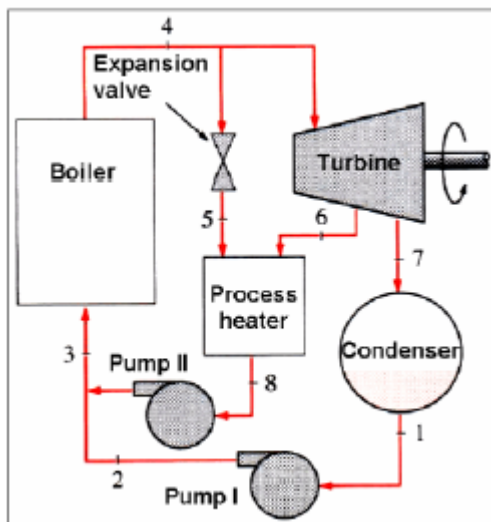


Figure 10.18: centrale à production combinée à charges réglables

En période de pointe pour la chaleur de procédé, la vapeur est acheminée vers les unités de chaleur de procédé et aucune vers le condenseur. La chaleur perdue est égale à zéro dans ce mode. Si ce mode est insuffisant, de la vapeur s'évacuant de la chaudière est réduite au moyen d'une soupape de réduction de pression (PRV) ou d'extraction P6 et est orienté vers l'unité de chaleur de procédé. La chaleur de procédé maximale est réalisable lorsque toute la vapeur quittant la chaudière traverse le réducteur de pression. Aucune électricité n'est produite dans ce mode. En l'absence de demande de chaleur de procédé, toute la vapeur traverse la turbine et le condenseur, et la centrale à production combinée fonctionne comme une centrale électrique à vapeur classique.

Dans des conditions optimales, une centrale à production combinée simule une centrale à production idéale décrite auparavant. L'ensemble de la vapeur s'étend dans la turbine vers la pression d'extraction et continue vers l'unité de chauffage de procédé. En pratique, cette condition est difficile à mettre en œuvre.

en raison des variations constantes dans la chaleur de procédé et des charges de puissance. Toutefois, la centrale devrait être conçue pour que les conditions de fonctionnement optimales s'approchent la plupart du temps.

10.2 Annexe 2. Options techniques pour éliminer le CO₂ des fumées

Etant donné la technologie actuelle, l'augmentation du rendement thermique des procédés et des techniques de production d'énergie est la mesure plus importante de réduction des gaz à effet de serre émis par unité de production d'énergie. L'augmentation du rendement est limitée par différents facteurs, de sorte que même avec un rendement accru, des quantités considérables de CO₂ sont émises. Pour réduire les émissions de CO₂, différentes options techniques sont actuellement en développement ou à l'état de recherche et devraient être disponibles dans l'avenir. Ces options techniques sont bien décrites par l'IEA (International Energy Agency), [41, IEA, 1992] et sont brièvement présentées dans l'annexe de ce document.

10.2.1 Techniques d'absorption pour l'élimination du CO₂ des fumées.

L'absorption de CO₂ est une technique employée dans l'industrie chimique pour la production commerciale de CO₂. Les quantités de CO₂ actuellement produites sont faibles en comparaison avec la quantité totale de CO₂ qui pourrait être enlevées des fumées dans le secteur global de production d'énergie. Par conséquent, de telles techniques d'absorption devraient être introduites à une échelle plus importante. Typiquement trois types de systèmes d'absorption sont possibles : chimique, physique et hybrides.

Dans les systèmes d'absorption chimiques, le CO₂ réagit avec les solvants chimiques pour former un composé intermédiaire faiblement lié qui est décomposé par l'application de chaleur, régénérant le solvant d'origine et produisant un flux de CO₂. Les solvants typiques sont à base d'amine ou de carbonate, tel que la MEA, la diéthanolamine (DEA), l'ammoniaque et le carbonate de potassium chaud. Ces procédés peuvent être utilisés à de faibles pressions partielles en CO₂ toutefois les gaz de combustion doivent être exempt de SO₂, d'oxygène et de particules en raison des problèmes de fonctionnement dans l'absorbeur.

Le CO₂ peut également être physiquement absorbé par un solvant et ensuite régénéré au moyen d'une différence de chaleur et/ou de pression. Des solvants typiques sont le diméthyléther de polyéthylène glycol et de méthanol froid, qui sont appliqués à haute pression. A basse pression, les procédés d'absorption chimiques sont économiques.

Les solvants hybrides combinent les meilleures caractéristiques des deux solvants chimiques et physiques et sont habituellement composés par un nombre de solvants complémentaires.

L'ensemble des procédés d'absorption fonctionnent essentiellement de la même manière par épuration des gaz de combustion dans des tours d'absorption pour collecter le CO₂ et ensuite en régénérant le solvant et en libérant le CO₂.

10.2.2 Techniques d'absorption pour éliminer le CO₂ des fumées

Les méthodes d'absorption solides utilisent une attraction physique entre le gaz et les « sites actifs » du solide, alors que les méthodes d'absorption solides emploient une réaction chimique pour capturer le gaz cible. Il existe différentes méthodes d'absorption utilisées commercialement dans les industries de procédés qui peuvent être applicables à l'élimination du CO₂ des gaz de combustion d'une centrale électrique. Ces méthodes font appel à des lits absorbants d'alumine et de tamis zéolite moléculaire (naturel ou aluminosilicate).

Il existe plusieurs méthodes de régénération. Régénération ou absorption par modulation de pression (PSA) qui implique un abaissement de la pression dans le réacteur contenant le lit saturé jusqu'à ce que les gaz piégés soient sortis du lit. Les cycles de régénération sont relativement courts et sont typiquement mesurés en secondes. L'adsorption de modulation thermique utilise un gaz de régénération à haute température éliminer les gaz piégés. Les cycles de régénération sont suffisamment longs (mesurés en heures) et aboutissent à des quantités importantes d'absorbants nécessaires aux systèmes PSA.

10.2.3 Techniques cryogéniques d'élimination du CO₂ des fumées

La séparation cryogénique implique un refroidissement des gaz à très basse température de manière à ce que le CO₂ gèle et puisse être séparé. Les avantages potentiels de ce procédé comprennent la possibilité de mettre directement au rebus du CO₂ gelé (par exemple dans les fonds océaniques) et la grande pureté du gaz séparé est proche de 100%. Le désavantage comporte l'importante énergie consommée pour atteindre la température cryogénique. La plupart des besoins en énergie apparaissent pendant la phase de compression de sorte que des améliorations dans ce domaine devraient réduire notablement les pertes globales de rendement d'une centrale électrique [40, Soria, et al., 1998].

10.2.4 Techniques membranaire pour l'élimination du CO₂ des fumées

Dans la séparation par membrane, une membrane appropriée est utilisée pour séparer les gaz de combustion en un courant de gaz riche en CO₂. L'utilisation de deux membranes est possible, séparation du gaz et absorption du gaz. La combinaison de la MEA et des membranes est considérée comme étant l'option optimale.

Les membranes de séparation de gaz reposent sur une différence d'interaction physique ou chimique entre les composants présents dans un mélange de gaz avec le matériau de la membrane entraînant le passage d'un composant à travers de la membrane plus rapidement que les autres.

Les membranes d'absorption de gaz sont des membranes qui sont utilisés comme dispositif de contact entre un débit de gaz et un débit de liquide. La séparation est entraînée par la présence d'un liquide d'absorption sur un côté de la membrane. Par opposition avec les membranes de séparation de gaz, il n'est pas essentiel que la membrane possède une sélectivité particulière.

10.2.5 La technique de Carnol pour l'élimination du CO₂ des fumées

Le système Carnol qui est en développement aux Etats-Unis combine l'élimination du CO₂ des centrales électriques à combustion de charbon avec la production de méthanol. Il élimine ainsi le besoin de mettre en décharge le CO₂. Une partie du CO₂ émis est utilisé pour la production de méthanol, et une certaine partie du carbone est séparée sous forme solide pendant le procédé. Ainsi, il est soit stocké soit vendu. Le système proposé utilise également la chaleur perdue à partir de la production de méthanol pour diminuer l'énergie nécessaire à l'extraction du CO₂ des gaz de combustion [40, Soria, et al., 1998]. Ce procédé est au stade de la recherche.

10.2.6 Comparaison de diverses options d'élimination du CO₂

Une comparaison d'options techniques différentes qui pourrait être disponibles dans le futur pour l'élimination du CO₂ des grandes installations de combustion a été conduite par le programme de recherche et de développement sur le gaz à effet de serre de l'IEA [41, IEA, 1992].

Les quatre schémas de production d'énergie suivant ont été étudiés :

- 1) Une centrale électrique moderne à combustion de charbon pulvérisée équipée d'une désulfurisation de gaz de combustion (FGD) et fonctionnant à un cycle de vapeur de température élevée subcritique, assurant un rendement de 40%
- 2) Une centrale électrique à combustion de gaz naturel assurant un rendement électrique global de 52%
- 3) Une centrale électrique à cycle combiné de gazéification intégré (IGCC) dans laquelle du charbon en suspension sont conduits vers un gazogène à oxygène pulsé du type à débit entraîné assurant un rendement de 42%
- 4) Une centrale électrique brûlant du charbon pulvérisé en présence d'oxygène, utilisant du CO₂ recyclé pour modérer la température de combustion, assurant un rendement de 33%. Il est à noter que cette technique doit être considérée pour le long terme.

Comme base de chacune des techniques ci-dessus mentionnées, une centrale électrique de 500 MW, avec une durée de fonctionnement de 35 ans a servi de modèle. En outre, les usines sont prévues pour être refroidies à l'eau de mer et situés sur la côte en Europe de l'ouest. Les conditions ambiantes sont : 15 °C, 1,013 bar, humidité relative 60% et eau de refroidissement disponible à 15°C. Le combustible est un charbon bitumeux australien internationalement vendu, avec une teneur de 0,86 % en soufre provenant de la mine de Drayton. Les émissions des installations sont contrôlées selon les directives européennes. Egalement, un taux de 90% d'éliminations du dioxyde de soufre (SO₂) a été fixé.

Pour mettre en oeuvre un cycle combiné de turbine à gaz, deux turbines sont utilisées, pour obtenir une sortie de puissance nette d'environ 500 MW avec du carburant typique du champ pétrolifère naturel de Brent.

Les résultats de cette étude sont présentés dans le tableau 10.2 et dans le tableau 10.3. Les informations sur les coûts ont été donnés à l'origine en dollar américain, sur la base du cours du trois trimestre de 1992.

Pour les besoins de ce document, les coûts ont été convertis en euros en utilisant le taux de change d'octobre 2000. La précision est supposée d'environ +/- 30%, ainsi les montants peuvent être pris uniquement à titre d'indication.

Il doit être également observé que ces chiffres ne prennent pas en compte le coût de stockage du dioxyde carbone qui constituerait une mesure nécessaire dans la plupart des techniques évoquées.

La mise en décharge du dioxyde de carbone est partie intégrante de la stratégie globale pour éviter des émissions importantes de gaz à effet de serre dans le futur, provenant d'installations générant de l'énergie. Toutefois, il ne s'agit pas d'un but opérationnel immédiat pour des grandes installations de combustion et par conséquent n'est pas décrit dans ce document. Néanmoins des options possibles pour des stockages à grande échelle de CO₂ sont :

- Le stockage dans des fonds océaniques
- Le stockage dans des nappes aquifères profondes
- l'utilisation pour la récupération assistée de pétrole
- le stockage dans des réservoirs de gaz et de pétrole déplétés.

Paramètre de performance	Technique d'élimination du CO ₂	Centrale électrique au charbon pulvérisé avec FGD	Turbine à gaz à cycle combiné	Cycle combiné à gazéification intégré	Combustion de charbon pulvérisé avec oxygène et CO ₂ recyclé	Remarques
Modification du rendement en appliquant différentes techniques d'élimination du CO₂ conformément à une référence donnée	Rendement de référence sans élimination de CO ₂	40 %	52 %	42 %	33 %	
	Absorption	29 %	42 %	28 %	30 %	Les solvants utilisant un cycle combiné de dégazéification intégré peuvent conduire à un rendement de 36% au lieu des 42 % donnés en référence
	Adsorption PSA (modulée en pression)	28 %	33 %	26 %	29 %	
	Adsorption TSA (modulée en température)	29 %	39 %	29 %	-	
	Technique cryogénique	—	—	36 %	27 %	Les mesures cryogénique sont uniquement prises en compte par l'IGCC et la combustion du charbon pulvérisé dans l'oxygène utilisant du CO ₂ recyclé
	Membrane de séparation	31 %	31 %	26 %	31 %	La baisse de rendement est plus importante en raison des besoins de compressions élevées
	membrane d'absorption + MEA	30 %	47 %	32 %	30 %	
CO₂ piégé	Absorption	90 %	85 %	90 %	99 %	
	Adsorption PSA, TSA	95 %	95 %	95 %	95 %	
	Technique cryogénique			85 %	85 %	
	Membrane de séparation	80 %	80 %	80 %	80 %	
	Membrane d'absorption + MEA	80 %	80 %	80 %	80 %	
CO₂ émis	Absorption	99.2 %	99.4 %	99.8 %	96 %	
	Adsorption PSA, TSA	75 %	50 %	60 %	97 %	
	Technique cryogénique			97 %	99 %	
	Membrane de séparation	55 %	16 %	30 %	97 %	
	Absorption membrane + MEA	55 %	16 %	30 %	97 %	
Remarque: Basé sur une étude de l'IEA montrant les coût des options possibles à considérer dans le futur						

Tableau 10.2 : Comparaison des différentes techniques de combustion avec et sans retrait de CO₂
[41, IEA, 1992]

Paramètre de performance	Technique d'élimination du CO ₂	Centrale électrique au charbon pulvérisé avec FGD (désulfuration des gaz de combustion)	Turbine à gaz à cycle combiné	Cycle combiné de dé gazéification intégré	Combustion de charbon pulvérisé dans l'oxygène utilisant du CO ₂ recyclé	Remarques
Coût par tonne de CO ₂ évité (EUR/tonne)	Absorption	40	63	99	18	
	Adsorption PSA (modulée en pression)	96	623	235	24	
	Adsorption TSA (modulée en température)	302	459	413	-	
	Technique cryogénique			26	29	Les mesures cryogéniques se rapportent uniquement à l'IGCC et à la combustion de charbon pulvérisé dans l'oxygène utilisant du CO ₂ recyclé
	Membrane de séparation	53	384	143	10	
	Membrane d'absorption + MEA (monoéthanolamine)	51	35	48	18	
Coût d'investissement spécifique (EUR/kW)	Référence sans élimination de CO ₂	1213	805	1790	2344	
	Absorption	2112	1567	3731	3557	
	Adsorption PSA	1569	1376	2465	2510	
	Adsorption TSA	2363	1779	3475	-	
	Technique cryogénique	-	-	2763	4125	
	Membrane de séparation	2411	3573	5567	2537	
	Membrane d'absorption + MEA	1885	-	3137	-	
Remarque: Basé sur une étude de l'IEA montrant les coût des options possibles à considérer dans le futur						

Tableau 10.3 : Comparaison entre différentes techniques de combustion avec et sans élimination CO₂ removal [41, IEA, 1992]