

# CENTRALE TERMOELETRICA DI PORTO TOLLE

## PROGETTO DI CONVERSIONE A CARBONE

**Nota Tecnica**  
**Concentrazione delle emissioni di CO in atmosfera**  
**rispetto ai parametri indicati nei BRef**



# Indice

<b>1. CONCENTRAZIONE DELLE EMISSIONI DI CO IN ATMOSFERA RISPETTO AI PARAMETRI INDICATI NEI BREF .....</b>	<b>- 3 -</b>
1.1.    Dati di esercizio .....	- 4 -
<b>2. POSSIBILI ANOMALIE CHE INCIDONO SUGLI OCCASIONALI PICCHI DI CO-</b>	<b>6 -</b>
2.1.1.  Possibili anomalie nel sistema di alimentazione del polverino.....	- 6 -
2.1.2.  Possibili anomalie nei bruciatori .....	- 7 -
<b>3. CONCLUSIONI .....</b>	<b>- 12 -</b>

## 1. CONCENTRAZIONE DELLE EMISSIONI DI CO IN ATMOSFERA RISPETTO AI PARAMETRI INDICATI NEI BREF

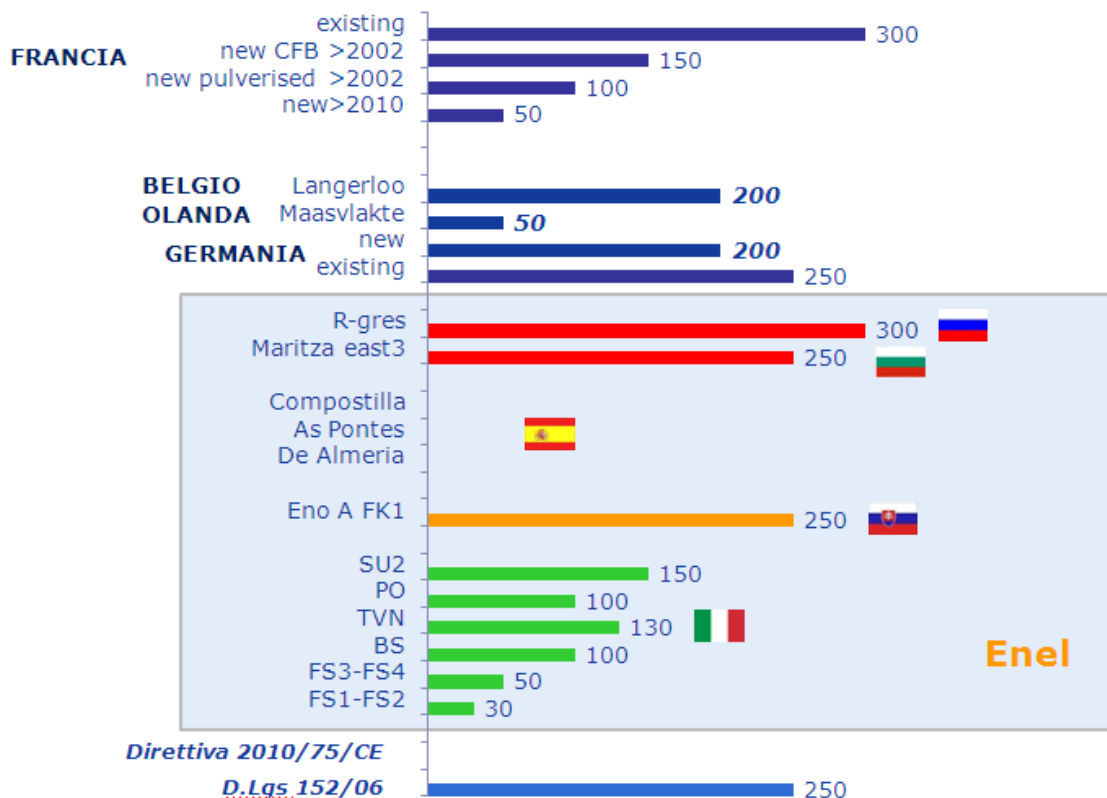
Attualmente il contesto normativo europeo relativo alle emissioni industriali è disciplinato dalla Direttiva 2010/75/CE del 24 novembre del 2010 che stabilisce norme riguardanti la prevenzione e la riduzione integrate dell'inquinamento proveniente da attività industriali. A partire dal 2016, la direttiva andrà ad abrogare, tra le altre, la Direttiva 2001/80/CE sulle emissioni dei grandi impianti di combustione e la Direttiva IPPC 2008/1/CE sull'adozione delle Migliori Tecnologie Disponibili.

I valori limite alle emissioni dei macroinquinanti, ad oggi in vigore in Italia, sono quelli previsti dal D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., che recepisce la Direttiva 2001/80/CE.

Relativamente al CO si evidenzia che il D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. fissa un valore limite di 250 mg/Nm<sup>3</sup> solo per gli impianti alimentati da combustibili solidi e liquidi di potenza termica nominale pari o superiore a 50MW anteriori al 1988. Tale limitazione è avvalorata dal fatto che la Direttiva 2010/75/CE non prevede nessun valore limite per il parametro CO per gli impianti alimentati a carbone.

Nel grafico seguente è riportato un confronto tra i valori limite di CO assegnati in Italia dall'AIA ad impianti a carbone, i limiti previsti dalle normative sopra citate e quelli applicati in analoghi impianti Europei.

Oltre a quanto sopra detto in merito al fatto che la direttiva europea non fissa limiti per il CO, dal grafico si evince che in Italia i valori limite di CO assegnati dall'AIA sono già tra i più bassi d'Europa, perdipiù in alcuni Paesi, tra cui la Spagna, non sono presenti limiti sul CO.



## 1.1. Dati di esercizio

Relativamente alla concentrazione di CO in uscita dal camino, si riporta uno stralcio della nota di chiarimento inviata il 7 luglio 2010 (ENEL-PRO-07/07/2010-0027685) nell'ambito della domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale presentata il 27 marzo 2007, che riportiamo nella sua interezza in Allegato 1. A tale proposito, bisogna in primo luogo considerare che in generale, nei processi di combustione l'obiettivo del contenimento di CO contrasta tecnicamente con l'obiettivo di riduzione degli NO<sub>x</sub>.

Inoltre, la concentrazione di NO<sub>x</sub> in uscita da una caldaia di tipo Ultra Super Critico (USC) è molto inferiore a quella in uscita da una caldaia di tipo tradizionale, con conseguente riduzione della concentrazione degli NO<sub>x</sub> al camino, a parità di efficienza dell'impianto di abbattimento degli ossidi di azoto.

La ricerca di assetti di combustione ottimizzati per il contenimento degli ossidi di azoto (attraverso l'utilizzo di più bassi tenori di ossigeno o bruciatori Low NO<sub>x</sub>) determina, però, un incremento della produzione di monossido di carbonio, considerato che le emissioni di NO<sub>x</sub> e CO sono inversamente correlate le une alle altre.

Questo fenomeno è ancor più evidente sulle caldaie ultra-super-critiche (USC), come quelle di Porto Tolle e Torrevaldaliga Nord, dove la presenza di un impianto di combustione progettato per il massimo contenimento degli ossidi di azoto non consente tecnicamente di scendere con il CO ai valori tipicamente riscontrabili sulle caldaie di più vecchia generazione, equipaggiate con sistemi di bruciatori tradizionali a più alti NO<sub>x</sub>.

Pertanto, l'esperienza di esercizio degli impianti meno recenti, cui fanno riferimento le BRef<sup>a</sup>, è poco applicabile per costituire un riferimento per le caldaie più moderne, come quelle in questione.

Oltretutto va considerato che lo stesso documento comunitario BRef del luglio 2006 dà indicazioni di livelli di emissione associati alle BAT rilevati su un parco di impianti esistenti, e quindi prevalentemente costituiti da generatori a vapore *standard*, con sistemi di combustione tradizionali.

Ne consegue che l'indicazione di valori di riferimento per il CO, pari a 30-50 mg/Nm<sup>3</sup>, come riportati nel BRef, possono trovare applicabilità per gli impianti tecnologicamente meno avanzati, mentre non sono garantibili per quelli di ultima generazione, come nel caso di Porto Tolle (V. anche la dichiarazione scritta di Babcock-Hitachi, fornitore delle caldaie di Torrevaldaliga Nord, inclusa in Allegato 1) o nel caso di Torrevaldaliga Nord.

A dimostrazione di ciò, dalla tabella di cui sotto, che riporta i valori limite di emissione di CO di alcuni impianti a carbone prescritti dai Decreti di Autorizzazione Integrata Ambientale, si evince che ai due impianti dotati di caldaia U.S.C. quali Fiume Santo e Vado Ligure (peraltro non ancora realizzati) è stato imposto un valore limite pari a 120 mg/Nm<sup>3</sup>, superiore quindi al valore di riferimento riportato nelle BRef 2006 (30-50 mg/Nm<sup>3</sup>, intenso come media giornaliera). A tale proposito, si specifica inoltre che

---

<sup>a</sup> (Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants, European Commission July 2006).

il D.M. del 1 ottobre 2008<sup>b</sup> non riporta invece alcun valore di riferimento per il CO degli impianti a carbone.

### Valori Limite di Emissione degli Impianti a Carbone – AIA

	CO (mg/Nm <sup>3</sup> )
<b>BRINDISI</b>	200 - 100 (2012-2016)
<b>FUSINA 1-2</b>	30
<b>FUSINA 3-4</b>	50
<b>SULCIS 3</b>	150
<b>BASTARDO 1-2</b>	50

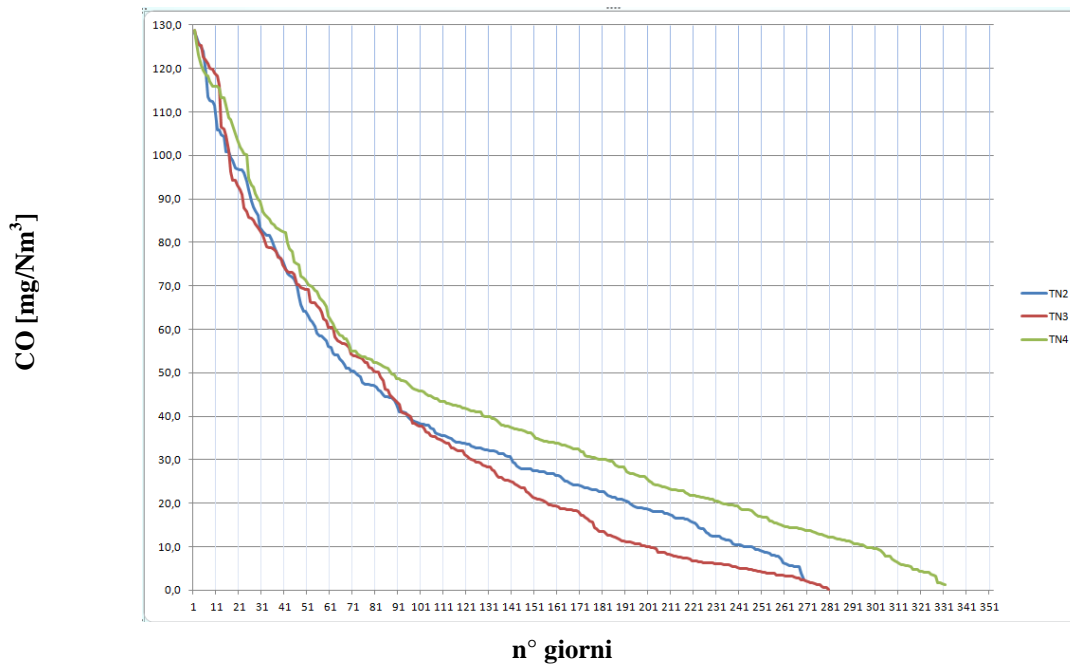
  

<b>FIUMESANTO 3-4</b>	50
<b>FIUMESANTO 5</b>	120
<b>MONFALCONE 1-2</b>	150
<b>LAMARMORA 3</b>	50
<b>VADO LIGURE*</b>	120

\*da Decreto VIA

A completamento di quanto già descritto si riportano, sintetizzati nel grafico, i dati di esercizio dei valori medi giornalieri in concentrazione di CO dell'impianto di Torrevaldaliga Nord relativi all'anno 2011. Tali dati dimostrano che quasi indistintamente tutte e tre le sezioni termoelettriche per un numero non trascurabile di giorni all'anno presentano valori prossimi al limite dei 130 mg/Nm<sup>3</sup>, espresso come media giornaliera, costringendo l'impianto a ridurre la propria capacità produttiva con continue modulazioni di carico ed adeguamenti degli assetti. Si sottolinea infatti, che già attualmente non sono infrequenti le occasioni in cui, per il rispetto del limite su base giornaliera, l'impianto sia costretto a scendere di carico con conseguenze non indifferenti sulla combustione e sulle emissioni.

<sup>b</sup> "Linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili in materia di impianti di combustione, per le attività elencate nell'Allegato I del Decreto Legislativo 18 febbraio 2005, 59".



**Figura 1: emissione CO per l'anno 2011**

(Nel grafico qui riportato sull'asse delle ascisse è riportato il numero di volte all'anno che il valore medio giornaliero di emissione di CO, della relativa sezione termoelettrica, ha superato il dato indicato sull'asse delle ordinate).

## 2. POSSIBILI ANOMALIE CHE INCIDONO SUGLI OCCASIONALI PICCHI DI CO

La formazione di CO risulta tra l'altro particolarmente influenzata dalle inevitabili e temporanee anomalie della combustione. L'incremento di CO al camino negli impianti a carbone è principalmente dovuto ad anomalie nel sistema di alimentazione del polverino ed a possibili malfunzionamenti dei bruciatori. Si riporta nel seguito un approfondimento tecnico relativo a tali casistiche.

### 2.1.1. Possibili anomalie nel sistema di alimentazione del polverino

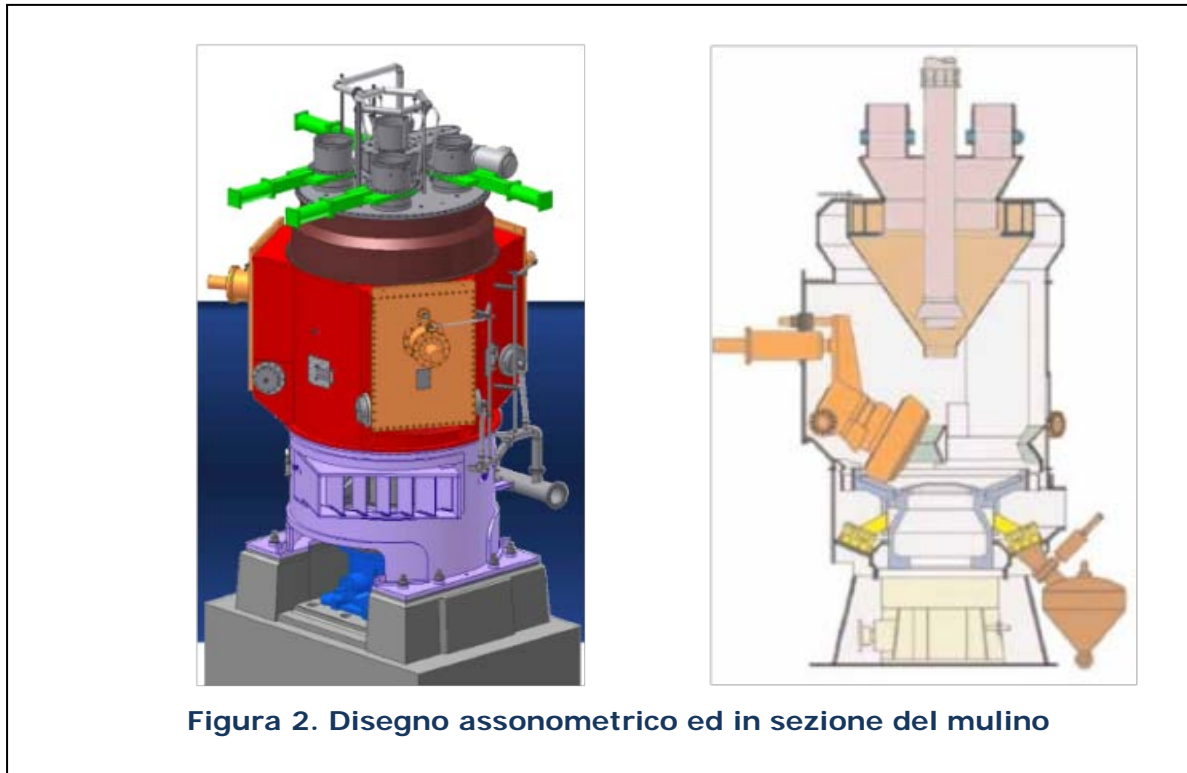
Il carbone è stoccato nei *bunker* giornalieri e da questo alimentato agli N mulini polverizzatori, i quali rendono il combustibile altamente fine, al fine di migliorare l'efficienza di combustione. I mulini polverizzatori utilizzati per l'esercizio sono N-1 in esercizio ed uno di riserva.

Nella Figura 2 è riportato uno schema del singolo mulino carbone. Tali componenti rappresentano macchinari molto sollecitati e critici per l'impianto. La presenza di ruote macinanti li rende soggetti ad avarie e quindi ad improvvise fermate.

Il sistema di trasporto del polverino avviene con un flusso di aria calda (denominato aria primaria) che è iniettata nel mulino ed impiegata per trascinare il polverino verso i bruciatori.

La mancanza improvvisa di alimentazione da parte di un mulino, dovuto a possibili avarie nel sistema dell'aria, crea asimmetrie e turbolenze nella combustione all'interno

della caldaia, con conseguenti inefficienze nella distribuzione del polverino e nella miscelazione dell'aria primaria e quindi innalzamento improvviso del tenore di CO. Il degrado delle prestazioni dei mulini, dovuto alle inevitabili usure meccaniche, comporta un abbassamento nel grado di finezza del polverino, il quale crea una maggiore quantità di incombusti e mancato completamento della reazione di combustione, con conseguente innalzamento del tenore di CO.



Nel caso di blocco di un mulino, il quantitativo di carbone nei restanti in servizio si innalza rapidamente. Di conseguenza il quantitativo di aria comburente diminuisce, si allontana dai valori ottimali e crea maggiore sviluppo di CO, dovuto ad incompleta combustione. Dalla geometria e descrizione del sistema si evince come in tali casi non sia possibile recuperare rapidamente la sensibile modifica nell'assetto di combustione. Gli inconvenienti di cui sopra, non programmabili durante l'esercizio, hanno una frequenza di accadimento significativa.

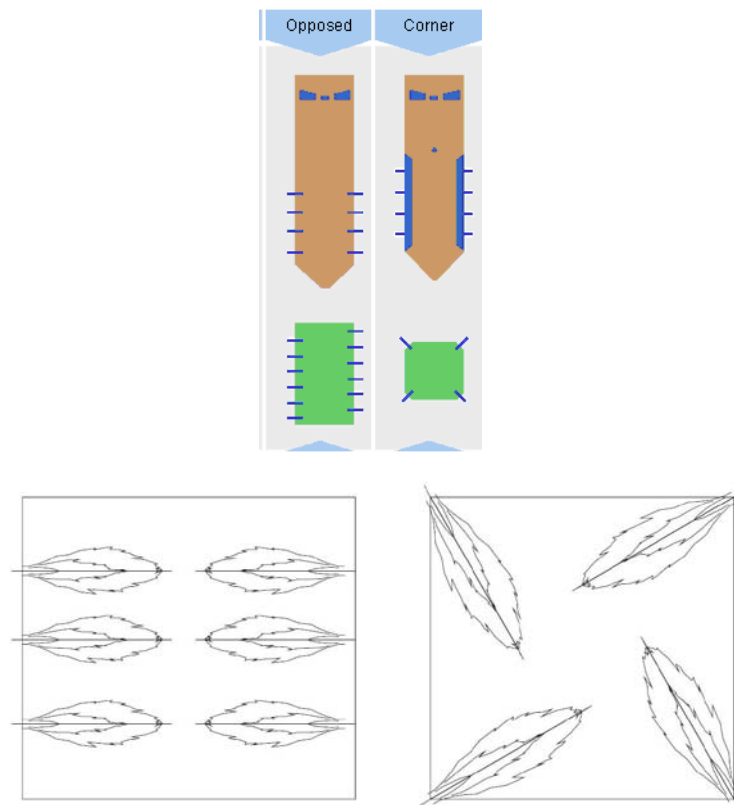
### **2.1.2. Possibili anomalie nei bruciatori**

Nel seguito viene descritta la differenza tecnica tra le due tipologie di bruciatori (frontali come a Torrevaldaliga Nord e tangenziali come a Porto Tolle), che seppure non in modo marcato, possono influenzare le *performance* finali in termini di emissione di CO al camino.

La camera di combustione di un generatore di vapore è a tutti gli effetti un reattore chimico in cui avvengono sia le reazioni di combustione che quelle di formazione e riduzione degli inquinanti. Il generatore di vapore può, pertanto, essere considerato un'apparecchiatura in grado di trasformare i "reagenti" (aria, carbone) in "prodotti" (principalmente anidride carbonica e acqua) minimizzando le "reazioni indesiderate" di produzione degli inquinanti ( $\text{NO}_x$ ,  $\text{CO}$ ,  $\text{SO}_x$ , etc..).

I bruciatori sono dispositivi che generano getti più o meno liberi di correnti bifasiche cioè con particelle solide o liquide (combustibile) disperse in una corrente gassosa (aria necessaria per la combustione).

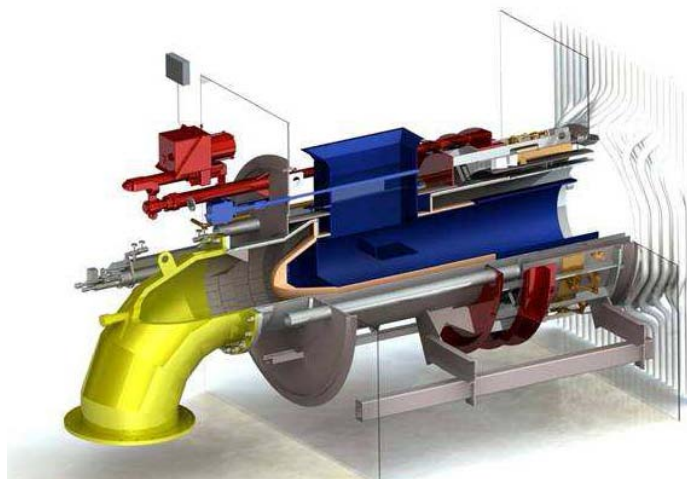
Nella classificazione tecnica, le caldaie sono tradizionalmente divise a seconda della posizione dei bruciatori; la caldaia tangenziale ha i bruciatori collocati negli angoli mentre la caldaia frontale ha i bruciatori posizionati sulle pareti della camera di combustione (Figura 4).



**Figura 4: Disposizione bruciatori (frontale - tangenziale)**

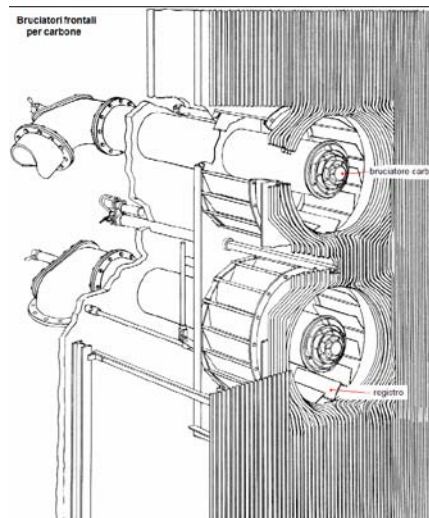
I **bruciatori frontali** (vedi figure 5 & 6) si inseriscono sulla parete frontale e su quella posteriore della camera di combustione.





**Figura 5: Bruciatore frontale**

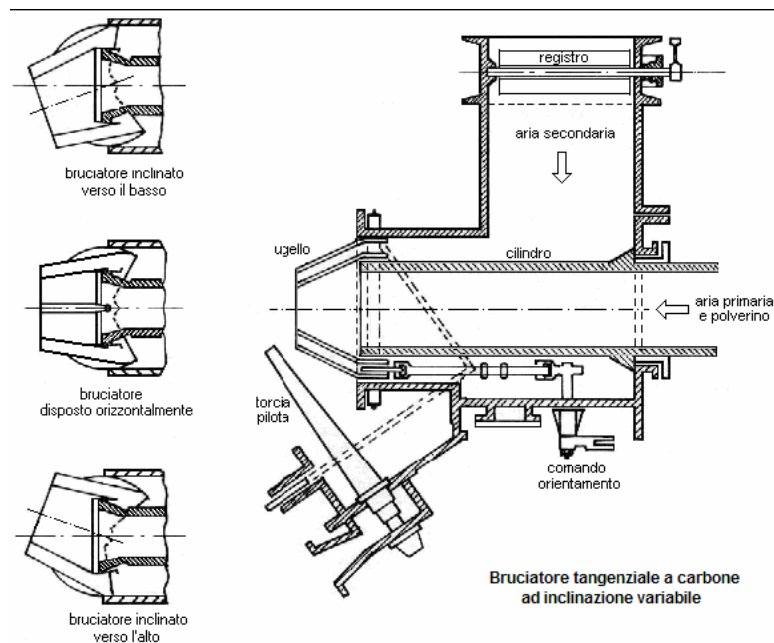
La fiamma avviene sul bruciatore stesso e viene sostenuta da due o più livelli di aria (primaria, secondaria, etc). L'aria primaria, miscelata con il polverino, viene introdotta nella camera di combustione al centro del bruciatore. L'aria secondaria avvolge interamente il tubo della primaria e, mediante l'uso di alette fissate sulla periferia del bruciatore, acquista la vorticosità necessaria per garantire un alto grado di turbolenza. L'aria terziaria ha lo scopo di contenere la fiamma in prossimità del bruciatore ottimizzandone così le prestazioni di emissione. La regolazione della combustione del bruciatore frontale si basa sulla coordinazione tra le varie aree del fronte di fiamma.



**Figura 6: Disposizione parete di caldaia - bruciatore frontale**

Posti agli angoli della camera di combustione, i **bruciatori tangenziali** (Figura 7) ottengono la giusta miscelazione dell'aria e del combustibile indirizzando i loro getti lungo la tangente di un piccolo cerchio immaginario, posto sul piano orizzontale al centro della camera di combustione. L'insieme dei getti imprime alla fiamma un andamento vorticoso che favorisce la turbolenza necessaria per l'intimo contatto tra combustibile e comburente: la turbolenza necessaria è ottenuta con l'azione collettiva dei bruciatori.

Data la semplicità di costruzione del bruciatore tangenziale, l'unica possibilità di regolazione della fiamma, una volta stabilita la velocità dell'aria primaria all'uscita del bruciatore, sta nella regolazione della differenza di pressione fra la cassa aria e la camera di combustione, dalla quale dipende la lunghezza della fiamma.

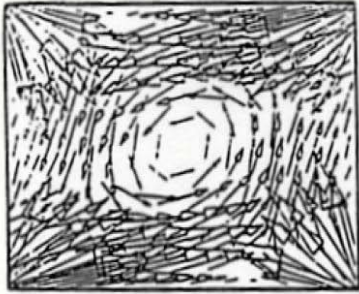


**Figura 7: Bruciatore tangenziale**

In linea generale, da quanto sopra, si evince come uno dei requisiti principali ai quali deve rispondere il progetto del bruciatore a polverino di carbone per il controllo delle reazioni indesiderate, fra cui la formazione di CO, è la distribuzione degli eccessi di aria in camera di combustione e delle temperature dei gas all'uscita della camera di combustione. Nei generatori di grande potenza, con un notevole numero di bruciatori, dove un mulino alimenta più bruciatori in parallelo, la suddivisione del combustibile fra i bruciatori assume un aspetto importante per l'esercizio e la manutenzione. Per questo motivo è fondamentale controllare l'equilibrio delle portate ed agire su opportuni sistemi di regolazione per calibrare polverino e aria al bruciatore. Il difetto dei sistemi di regolazione, dovuto all'anomalia di organi meccanici, può quindi portare ad un incremento locale degli incombusti che si ripercuote direttamente sui valori di CO in emissione al camino.

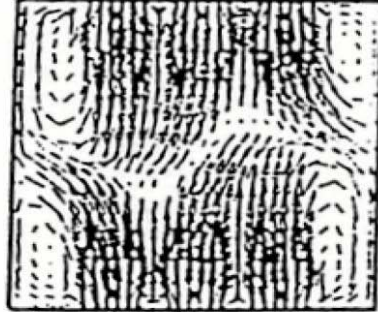
Con riferimento alle due tipologie di bruciatori sopra descritte, va evidenziato come il bruciatore di tipo frontale brucia sul singolo bruciatore, mentre quello di tipo tangenziale alimenta un "ciclone" che occupa tutto il volume della caldaia, determinando, con l'azione collettiva dei bruciatori, la turbolenza necessaria a favorire la combustione completa. Infatti il regime fluidodinamico che si instaura ai vari "piani bruciatori" (distribuzione dell'aria di combustione, del polverino di carbone, delle temperature, ecc) è determinato, in questo caso, dal contributo di tutti i bruciatori di quel piano. In questo modo la gestione delle possibili anomalie di funzionamento di un singolo sistema di alimentazione polverino di carbone/aria risulta meno critica potendo contare su un effetto di bilanciamento complessivo alle varie sezioni della camera di

combustione grazie alle turbolenze generate dall'assetto tangenziale. Diversamente, nel caso di bruciatori frontali (progetto Torrevaldaliga Nord), il malfunzionamento di un singolo bruciatore può essere oggetto di "sbilanciamento" in termini di composizione dei fumi, provocando quindi peggioramento della combustione che si ripercuote direttamente sui valori di CO in emissione al camino.



Caldaia tangenziale

**Centrale di Porto Tolle**



Caldaia frontale

**Centrale di Torrevaldaliga Nord**

### 3. CONCLUSIONI

Come evidenziano dai dati di esercizio di Torrevaldaliga Nord, riportati in Figura 1, appare evidente come quasi indistintamente, ciascuna delle tre sezioni termoelettriche dell'impianto, per un numero non trascurabile di giorni all'anno presenta valori di CO prossimi al limite dei 130 mg/Nm<sup>3</sup>, espresso come media giornaliera. Si sottolinea infatti che già attualmente non sono infrequenti le occasioni in cui, per il rispetto dei 130 mg/Nm<sup>3</sup> su base giornaliera, l'impianto sia costretto a scendere di carico.

La formazione di CO risulta tra l'altro particolarmente influenzata dalle inevitabili e temporanee anomalie della combustione. Infatti, l'incremento di CO al camino negli impianti a carbone è principalmente dovuto ad anomalie nel sistema di alimentazione del polverino (mancanza improvvisa di alimentazione da parte di un mulino, degrado delle prestazioni dei mulini, blocco di un mulino), ai malfunzionamenti dei bruciatori e alle variazioni degli assetti di combustione dipendenti dalle variazioni di potenza elettrica erogata a seguito di modifiche di produzione richieste dal sistema elettrico nazionale.

Con riferimento inoltre, alle due tipologie di caldaie, frontale e tangenziale, seppure non in modo marcato, queste possono influenzare le *performance* finali in termini di emissione di CO al camino. Si evidenzia in merito che vi è una più semplice gestione dei CO nel caso di una caldaia di tipo tangenziale (Progetto Porto Tolle); infatti il regime fluidodinamico che si instaura ai vari "piani bruciatori" (distribuzione dell'aria di combustione, del polverino di carbone, delle temperature, ecc) è determinato, in questo caso, dal contributo di tutti i bruciatori di quel piano. In questo modo la gestione delle possibili anomalie di funzionamento di un singolo sistema di alimentazione polverino di carbone/aria risulta meno critica potendo contare su un effetto di bilanciamento complessivo alle varie sezioni della camera di combustione grazie alle turbolenze generate dall'assetto tangenziale. Diversamente, nel caso di bruciatori frontali (progetto Torrevaldaliga Nord), il malfunzionamento di un singolo bruciatore può essere oggetto di "sbilanciamento" in termini di composizione dei fumi, provocando quindi un peggioramento della combustione che si ripercuote direttamente sui valori di CO in emissione al camino.

L'esperienza di esercizio di Torrevaldaliga Nord evidenzia come la formazione di CO risulta particolarmente influenzata non tanto dalla tecnologia della caldaia quanto soprattutto dalle inevitabili e temporanee anomalie della combustione. Gli inconvenienti sopra descritti si possono quindi verificare anche su impianti, quale la progettata riconversione a carbone della Centrale di Porto Tolle.

Sulla base di quanto sopra si evince che l'eventuale prescrizione di un VLE in linea con i valori di riferimento indicati nel BRef non sia tecnicamente fattibile e tra l'altro il D.M. del 1 ottobre 2008 non riporta alcun valore di riferimento per il CO per impianti a carbone.

Inoltre l'esperienza di esercizio di Torrevaldaliga Nord evidenzia come gli inconvenienti descritti possono essere gestiti esclusivamente con limitazioni di produzione,

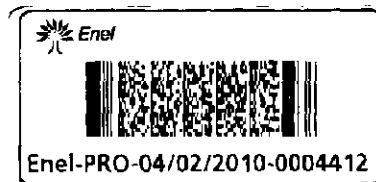
dipendendo da fattori esterni, oltretutto non programmabili in fase di esercizio e senza che tali eventuali maggiori limiti si traducano tra l'altro in migliori *performance* ambientali dell'impianto.

# **Allegato 1**

Caratteristiche delle caldaie Ultra Super Critiche (USC)  
della Centrale Enel di Torrevaldaliga Nord  
(protocollo ENEL\_PRO-04/02/2010-0004412)



L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA.



DIVISIONE GENERAZIONE ED ENERGY MANAGEMENT  
AREA TECNICA SVILUPPO E ASSISTENZA IMPIANTI

00198 Roma, Viale Regina Margherita 125  
T +39 0683054401 - F +39 0683054406

Spett. le  
Ministero dell'Ambiente e della Tutela  
del Territorio e del Mare  
D.G. per la Salvaguardia Ambientale  
Divisione VI RIS-AIA  
Via C. Colombo, 44  
00147 ROMA

e p.c. Ministero dello Sviluppo Economico  
Dipartimento per l'Energia  
D.G. per l'Energia Nucleare, le Energie  
Rinnovabili e l'Efficienza Energetica  
Direzione II - Produzione Elettrica  
Via Molise, 2  
00187 ROMA

Commissione Istruttoria per  
l'Autorizzazione Integrata Ambientale  
AIA - IPPC  
c/o ISPRA  
Via Curtatone, 3  
00185 ROMA

**OGGETTO:** Centrale termoelettrica Torrevaldaliga Nord - Riesame dell'autorizzazione unica n. 55/02/2003 del 24 dicembre 2003, limitatamente ad alcuni aspetti inerenti l'autorizzazione integrata ambientale. Limiti di emissione del Monossido di Carbonio

Ci riferiamo al Parere istruttorio definitivo reso il 14 luglio 2009 dalla competente Commissione Istruttoria AIA-IPPC, facente parte integrante del decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare prot.DSA-DEC-2009-0000970 del 03/08/2009, relativo alla integrazione dell'autorizzazione unica 55/02/2003 del 24 dicembre 2003, limitatamente ad alcuni aspetti dell'autorizzazione integrata ambientale per l'esercizio dell'impianto di Torrevaldaliga Nord.

922 4428656



L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA.

A supporto delle valutazioni espresse nel citato parere istruttorio dalla Commissione AIA-IPPC relativamente alla fissazione del limite di emissione dell'ossido di carbonio (CO) per le caldaie Ultra Super Critiche (USC) di Torrevaldaliga Nord, e ad integrazione di quanto da noi già espresso con nota di pari oggetto prot. 22192 del 9/06/2009 in merito alle difficoltà tecniche presenti sulla suindicata tipologia di caldaie per il rispetto di limiti troppo stringenti del parametro emissivo in questione, alleghiamo una relazione tecnica che illustra più in dettaglio le caratteristiche costruttive e funzionali delle caldaie Ultra Super Critiche, e le loro prestazioni ambientali ed energetiche attese.

Restando a disposizione per eventuali ulteriori necessità, porgiamo distinti saluti.

IL RESPONSABILE  
Leonardo Arrighi

A handwritten signature in black ink, appearing to read "A. Arrighi".

A handwritten signature in black ink, with the word "AUT" stamped in a small box to the left of the signature.





L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA.

DIVISIONE GEM

AREA TECNICA SVILUPPO ED ASSISTENZA IMPIANTI

## NOTA TECNICA

Documento / Document no.  
**TNACAFS005-00**

Pagina  
Sheet

**1**

di  
of

**11**

TITOLO  
TITLE

**Caratteristiche delle caldaie Ultra Super Critiche (USC)  
della Centrale Enel di Torrevaldaliga Nord**

**Riservato  
aziendale**

REV

DESCRIZIONE DELLE REVISIONI / DESCRIPTION OF REVISIONS

0

Revisione generale

0

15.01.2010

Bastianini M./Signoracci.P.

Paladino A.

Arrighi L.


REV

DataDate

Redatto/Edited by


Approvato/Approved by

Emesso/Issued by

 L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA.	<b>Caratteristiche delle caldaie  Ultra Super Critiche (USC)  della Centrale Enel di Torrevaldaliga Nord</b>	Documento <i>Document no.</i> TN-CAFS001-00
	<b>NOTA TECNICA</b>	REV. 00 15.01.2010 Pagina <b>2</b> di <b>11</b> <i>Sheet of</i>

## INDICE

1.	Introduzione.....	3
2.	Fornitore caldaie .....	4
3.	tecnologia caldaie usc .....	7

	<b>Caratteristiche delle caldaie Ultra Super Critiche (USC) della Centrale Enel di Torrevaldaliga Nord</b>	Documento Document no. TN-CAFS001-00
	<b>NOTA TECNICA</b>	REV. 00 15.01.2010
		Pagina Sheet <b>3</b> di of <b>11</b>

## 1. INTRODUZIONE

Le caldaie Ultra Super Critiche (USC) di Torrevaldaliga Nord sono caratterizzate da elevate prestazioni sia sotto il profilo ambientale che della efficienza energetica e in linea, pertanto, con le migliori tecnologie attualmente disponibili sul mercato.

Tali caldaie infatti sono inserite in un ciclo a vapore con elevati parametri di esercizio in termini di pressione e temperature, allineati ai più elevati standard internazionali e conseguibili grazie alla disponibilità di materiali tecnologicamente più avanzati per resistere alle maggiori sollecitazioni di impiego.

Le principali caratteristiche termodinamiche del ciclo termico al carico nominale continuo sono le seguenti:

Volume camera di combustione	m3	16890
Area della sezione orizzontale della camera di combustione	m2	320
Rendimento di caldaia	%	94.60
Portata vapore principale	t/h	1857.24
Portata vapore surriscaldato	t/h	1546.56
Portata carbone	t/h	204.41
Portata fumi (Normalizzati uscita ECO )	Nm3h (dry 6%O2)	1852400
Temperatura vapore surriscaldato	°C	604
Pressione vapore surriscaldato	bar	251.9
Temperatura vapore risurriscaldato	°C	612
Pressione vapore risurriscaldato	bar	53.3

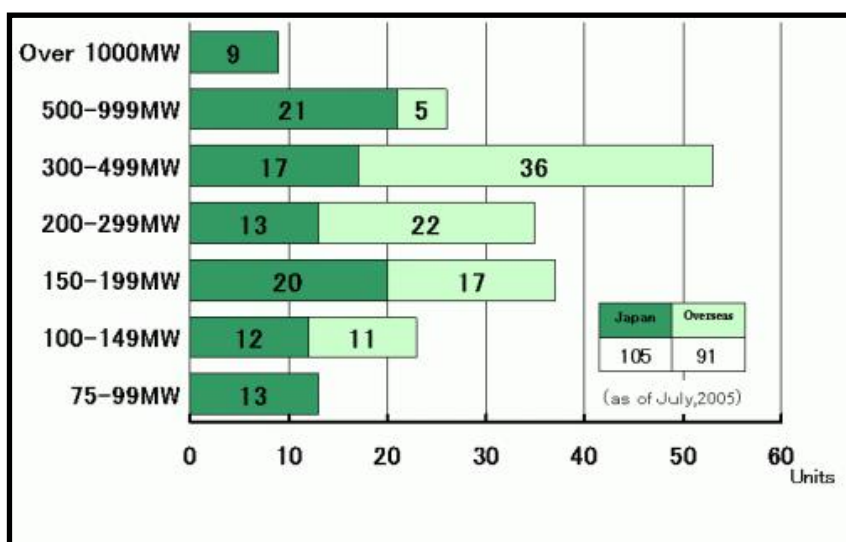
Gli accorgimenti progettuali adottati garantiscono un **rendimento di caldaia superiore al 94,6 %**, e, rispetto a caldaie di precedente generazione, un innalzamento di circa il 15 % del rendimento complessivo del ciclo termodinamico dell'impianto di produzione, cui corrisponde, a parità di energia elettrica prodotta, una riduzione del 15 % del combustibile bruciato.



## 2. FORNITORE CALDAIE

Le caldaie di Torrevaldaliga Nord sono state progettate e costruite dalla ATI Ansaldo Caldaie S.p.A., Babcock-Hitachi, azienda leader nel settore a livello mondiale.

Come si nota dal grafico sotto riportato il costruttore, al luglio 2005, aveva fornito 196 caldaie, di cui 105 unità in Giappone e 91 unità nel resto del mondo.

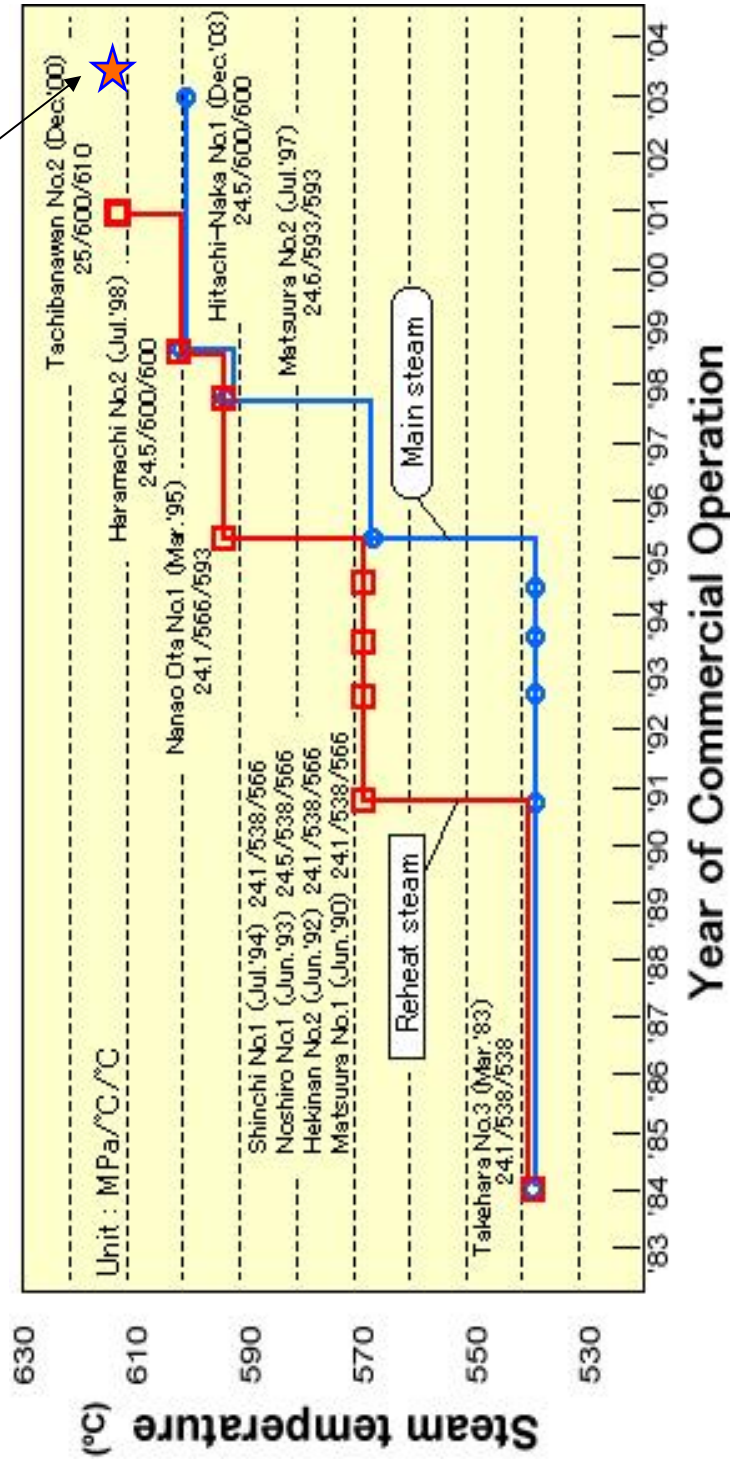



All'interno delle referenze di Babcock-Hitachi, le caldaie di Torrevaldaliga Nord rappresentano inoltre l'ultimo sviluppo in termini di tecnologia e di parametri vapore sfidanti, massimizzando quindi l'efficienza della caldaia stessa.

Il seguente diagramma evidenzia lo sviluppo tecnologico negli anni e mostra come i parametri corrispondenti all'applicazione di Torrevaldaliga Nord siano rappresentativi dell'ultimo sviluppo tecnologico disponibile.

NOTA TECNICA

Torrealvaldliga Nord  
(Mag. '09)  
25/604/612



	<b>Caratteristiche delle caldaie Ultra Super Critiche (USC) della Centrale Enel di Torvaldaliga Nord</b>	Documento Document no. TN-CAFS001-00
	<b>NOTA TECNICA</b>	REV. 00 15.01.2010
		Pagina Sheet <b>6</b> di <b>11</b>


Nelle seguenti tabelle è riportato l'elenco dei principali impianti con caldaia USC in esercizio nel mondo e l'elenco dei principali impianti USC in Europa.

#### Principali impianti USC in esercizio nel mondo

Impianto	Cliente	Output (MW)	Pressione vapore (MPa)	Temperatura SH / RH (°C)	Combustibile	Anno
Haramachi (J)	TEP Company	1.000x2	#1 25.4 #2 25.4	#1 570/595 #2 604/602	Carbone	1997-1998
Tachibana-Wan (J)	EPDC	1050x2	#1 25.6 #2 26.0	600/610	Carbone	2001-2002
Tomatoh-Atsuma (J)	Hokkaido EPCo	700	25.0	600/600	Carbone	2002
Hitachinaka (J)	Tokyo EPCo	1000	26.0	600/600	Carbone	2003
Hirono #5 (J)	Tokyo EPCo	600	24.5	600/600	Carbone	2004
Hekinan (J)	Chubu EPCo	1000x2	25.0	568/593	Carbone	2001-2002
Maizuru #1 (J)	Kansai EPCo	900	24.5	595/595	Carbone	2004
Matsuura (J)	Kyushu EPCo	1000	25.0	598/596	Carbone	2005
Reihoku (J)	Kyushu EPCo	700	24.0	593/593	Carbone	2003
Isogo (J)	EPDC	600	27.0	600/610	Carbone	2002
Nordjyllands 3 (DK)	Elsam	411	29,0	582/580	Carbone	1998
Avedore 2 (DK)	Energy E2	390	30,0	580/600	Carbone	2001
Niederhaussen (D)	RWE	965	27,0	580/600	Lignite	2003
Lippendorf (D)	Vattenfall	930 + heat	26,7	554/583	Lignite	1999
Schwarze Pumpe (D)	Vattenfall	2x800+ heat	26,7	547/560	Lignite	1997
Boxberg (D)	Vattenfall	907	26,6	545/581	Lignite	2000
Staudinger (D)	Preußen Elektra	509	26,2	545/562	Carbone	1992
Schkopau (D)	Kraftwerk	2x450	28,5	545/560	Lignite	1996

#### Impianti USC in programma in Europa

Centrale	Società (paese)	Potenza (MWe) x n° di unità	Combustibile	Efficienza, %LHV	CO2, gr/kWh	PSH/TSH/TRH Mpa/°C/°C	Esercizio commerciale
BoA 2&3, Neurath	RWE Power, Germania	1050x2	Lignite	43-44	919	27,2/600/605	2009/10
Duisburg-Walsum 10	Steag/EVN, Germania	750	Carbone	45	759	600/620	2010
Bremen	Steag	800	Carbone	45	759		2011
Herne 5	Steag, Germania	750	Carbone	45	759		2011
Boxberg R	Vattenfall, Germania	670	Lignite	43,3	924	28,6/600/610	2011
Datteln 4	EON, Germania	1100	Carbone	45	759	25,5/600/620	2011
Hamm Westfalen	RWE Power, Germania	750x2	Carbone	45	759	27,2/600/605	2011/12
Hamburg-Moorburg	Vattenfall, Germania	820x2	Carbone	45	759		2011/12
Torvaldaliga Nord	Enel, Italia	660x3	Carbone	45	759	25/600/610	2009

	<b>Caratteristiche delle caldaie Ultra Super Critiche (USC) della Centrale Enel di Torrevaldaliga Nord</b>	Documento Document no. TN-CAFS001-00
	<b>NOTA TECNICA</b>	REV. 00 15.01.2010 Pagina 7 di 11 Sheet of

### 3. TECNOLOGIA CALDAIE USC

L'utilizzo di caldaie USC, negli impianti termoelettrici a carbone, ha provocato un significativo incremento del rendimento e, conseguentemente, un effetto positivo sulle emissioni di CO<sub>2</sub>.

Allo stesso modo, l'incremento delle prestazioni dei sistemi di trattamento fumi e delle camere di combustione ha contribuito a ridurre l'impatto ambientale grazie ad un abbattimento sempre più spinto delle emissioni in atmosfera. Queste ultime sono costituite principalmente da ossidi di zolfo (SO<sub>x</sub>), ossidi azoto (NO<sub>x</sub>), polveri e monossido di carbonio (CO).


Mentre le prime tre sostanze possono essere abbattute in appositi sistemi di trattamento fumi installati a valle della caldaia, il monossido di carbonio, una volta originatesi nella camera di combustione, permane inalterato sino al camino.

Il monossido di carbonio si forma per effetto di un'incompleta ossidazione del carbonio presente nel combustibile, fenomeno questo comunemente causato da un difetto di aria nella zona di fiamma o da un eccessivo raffreddamento della stessa (l'ossidazione del CO avviene a temperature maggiori di 800°C).

La carenza di aria nella zona di fiamma è una peculiarità dei sistemi di combustione cosiddetti "a bassi NO<sub>x</sub>", tecnologia adottata a Torrevaldaliga Nord. Questi sistemi sono in grado di ridurre la formazione degli NO<sub>x</sub> direttamente nella camera di combustione.

I sistemi di combustione a bassa produzione di NO<sub>x</sub> si basano sull'applicazione della tecnica dell'"air staging" che prevede un frazionamento dell'aria comburente tale da generare una prima fase di combustione in difetto di aria seguita da una seconda fase in moderato eccesso di aria. La tecnica dell'air staging trova applicazione sia a livello della zona di fiamma, mediante l'utilizzo di bruciatori cosiddetti "Low NO<sub>x</sub>", sia a livello della camera di combustione, grazie all'adozione di sistemi OFA (*Over Fire Air*). Mediante questa tecnica vengono generate in camera di combustione della caldaia due zone: una primaria riducente in cui, attraverso i bruciatori, vengono iniettati il carbone e una parte di aria comburente (aria primaria), ed una secondaria ove, mediante opportuno sistema di introduzione (porte OFA) viene insufflata l'aria secondaria necessaria al completamento della combustione.

Alla luce di quanto detto, appare evidente che le tecnologie di riduzione dei NO<sub>x</sub> in fiamma mirate alla minimizzazione delle concentrazioni complessive di NO<sub>x</sub> al camino, si scontrano necessariamente con le criticità legate alla formazione del CO per difetto di aria nella zona di combustione. Quanto detto appare particolarmente evidente nelle caldaie di grandi dimensioni, come tipicamente sono quelle alimentate a carbone, caratterizzate da temperature in camera

	<b>Caratteristiche delle caldaie Ultra Super Critiche (USC) della Centrale Enel di Torrevaldaliga Nord</b>	Documento Document no. TN-CAFS001-00
	<b>NOTA TECNICA</b>	REV. 00 15.01.2010
		Pagina Sheet <b>8</b> di of <b>11</b>

di combustione più basse e nelle quali il miscelamento tra getti di aria OFA e gas parzialmente incombusti risulta critico a causa di possibili fenomeni di bypass dei suddetti gas dalla zona inferiore della camera a quella convettiva. Inoltre, la formazione di CO in camera di combustione risulta particolarmente influenzata anche da variazioni di assetti di combustione dipendenti dalle variazioni di potenza elettrica erogata a seguito di modifiche di produzione richieste dal sistema elettrico nazionale. Detta variabilità è stata riscontrata anche nell'esercizio dell'unità n.4 di Torrevaldaliga Nord. L'allegato n.1 riporta le registrazioni di CO del mese di Novembre 2009 da cui si evince una elevata variabilità dei valori sia su base oraria sia su base giornaliera, rispettivamente tra un minimo di 3,28 mg/Nm<sup>3</sup> e un massimo di 444,15 mg/Nm<sup>3</sup> e tra un minimo di 5,68 mg/Nm<sup>3</sup> e un massimo di 120,83 mg/Nm<sup>3</sup>, pur mantenendo il valore su base mensile pari a 33,76 mg/Nm<sup>3</sup>. Ciò mostra come nonostante su base mensile il valore di CO si attesti a valori inferiori a 50 mg/Nm<sup>3</sup> durante i transitori di esercizio le medie orarie possono raggiungere elevati valori che riportati alla media giornaliera non possono essere inferiori a 150 mg/Nm<sup>3</sup>, valore comunque più basso rispetto all'attuale limite di legge di 250 mg/Nm<sup>3</sup>, anch'essa media giornaliera. Analoghe conclusioni possono essere desunte dall'analisi del rapporto già trasmesso con la comunicazione del 23 Luglio 2009 Prot. n. 832/G830 di messa a regime dell'unità n.4 e dei dati di emissione di cui all'art. 269, c. 5, del D.Lgs. 152/2006 – Allegato n.2 -.

Sulle caldaie USC di Torrevaldaliga Nord il sistema di combustione è tale da garantire, a fronte di un'efficace riduzione degli NO<sub>x</sub>, valori di incombusti nelle ceneri più che soddisfacenti (inferiori al 5%), L'utilizzo delle tecnologie di combustione "Low NO<sub>x</sub>" sopra descritte, infatti, consentono di avere valori in uscita caldaia pari al 60% in meno rispetto a quelli che si avrebbero con tecnologie tradizionali, 400÷500 mg/Nm<sup>3</sup> delle prime contro 900÷1000 mg/Nm<sup>3</sup> delle seconde. Detta riduzione si traduce, quindi, in una pari percentuale di abbattimento di NO<sub>x</sub> al camino e quindi in atmosfera.

Nell'impianto di Torrevaldaliga Nord, inoltre, la presenza di filtri a manica ad elevata efficienza garantisce da possibili rischi di maggior produzione di particolato associabile ai maggiori tenori di CO.

Lo stesso documento comunitario del luglio 2006 "Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants – Bref" dà indicazione di livelli di emissione associati alle BAT rilevati in ambito comunitario su un parco di impianti esistenti, e quindi prevalentemente costituiti da generatori di vapore standard, con sistemi di combustione tradizionali. Ne consegue che l'indicazione di valori di riferimento per il CO di 30-50 mg/Nm<sup>3</sup>,





**Caratteristiche delle caldaie  
Ultra Super Critiche (USC)  
della Centrale Enel di Torrevaldaliga Nord**

Documento  
Document no.  
TN-CAFS001-00

**NOTA TECNICA**

REV. 00 15.01.2010

Pagina  
Sheet **9** di  
of **11**


come media giornaliera, riportati nel Bref trovano sicura applicabilità per gli impianti tecnologicamente meno avanzati, mentre per quelli di ultima generazione non risulta possibile.

Nel caso specifico di Torrevaldaliga Nord, all'epoca del progetto delle caldaie, e quindi agli inizi degli anni 2000, rispetto ad un limite di legge per il CO di 250 mg/Nm<sup>3</sup>, ancora oggi vigente, fu richiesto in specifica tecnica di fornitura, così come riportato nello Studio di Impatto Ambientale, il rispetto di un limite più conservativo, pari a 150 mg/Nm<sup>3</sup>, in linea con l'obiettivo della massima compatibilità ambientale della trasformazione a carbone.

Il fornitore ha pertanto sviluppato il progetto della caldaia con riferimento a questo limite, e proprio durante la fase di messa a punto finale della sezione 4, è emersa l'**impossibilità tecnica di ridurre da 150 a 50 mg/Nm<sup>3</sup> il limite emissivo di CO**. Quanto sopra era già stato descritto nella nostra comunicazione del 09 Giugno 2009 prot. Enel-PRO-09/06/2009-0022192 che trasmettiamo – allegato 3 – con la presente nota tecnica.

A suffragare quanto sopra descritto si allega la brochure di un progetto per la realizzazione di nuovo impianto USC da 2x800 MW della RWE Power previsto presso la città di Hamm, Nord Reno-Westfalia, scaricata dal sito della stessa società, [www.rwe.de](http://www.rwe.de). A pag.16 vengono descritte le prestazioni ambientali che per il CO prevedono 200 mg/Nm<sup>3</sup> al 6% di O<sub>2</sub> come media giornaliera – Vedi stralcio della brochure di seguito riportato -.

Substance	Daily average value	Half-hourly values
	pursuant to 13th BImSchV mg/m <sup>3</sup> STP, dry	pursuant to 13th BImSchV mg/m <sup>3</sup> STP, dry
Total dust	20	40
SO <sub>2</sub>	200	400
Degree of sulphur separation	> 85 %	> 85 %
NO <sub>2</sub>	200	400
Hg at 6% O <sub>2</sub>	0.03	0.05
CO at 6% O <sub>2</sub>	200	400
	Average value across the sampling time (STP, dry 6% O <sub>2</sub> )	Average value across the sampling time (STP, dry 6% O <sub>2</sub> )
Cd, Tl	0.05 mg/m <sup>3</sup>	0.05 mg/m <sup>3</sup>
Sb, As, Pb, Cr, Co,	0.5 mg/m <sup>3</sup>	0.5 mg/m <sup>3</sup>
Cu, Mn, Ni, V, Sn		
As, Cd, Co, Cr, benzo(a)pyrene	0.05 mg/m <sup>3</sup>	0.05 mg/m <sup>3</sup>
Dioxins and furans	0.1 ng/m <sup>3</sup>	0.1 ng/m <sup>3</sup>

	<b>Caratteristiche delle caldaie Ultra Super Critiche (USC) della Centrale Enel di Torrevaldaliga Nord</b>	Documento Document no. TN-CAFS001-00
	<b>NOTA TECNICA</b>	REV. 00 15.01.2010 Pagina 10 di 11 Sheet of

**ALLEGATO 1** – Registrazione di CO del mese di Novembre 2009 della centrale di Torrevaldaliga Nord

**ALLEGATO 2** – Allegato alla comunicazione di Enel del 23 Luglio 2009 Prot. n. 832/G830 di messa a regime della Sezione 4 e dei dati di emissione di cui all'art. 269, c. 5, del D.Lgs. 152/2006

**ALLEGATO 3** – Comunicazione di Enel del 09 Giugno 2009 prot. Enel-PRO-09/06/2009-0022192

**ALLEGATO 4** – Brochure del progetto del nuovo impianto della RWE Power presso la città di Hamm, Nord Reno-Westfalia



**Caratteristiche delle caldaie  
Ultra Super Critiche (USC)  
della Centrale Enel di Torrealvaldliga Nord**

Documento  
Document no.  
TN-CAFS001-00

**NOTA TECNICA**

REV. 00 15.01.2010

Pagina  
Sheet **11** di **11**  
of

**ALLEGATO 1**

**Emissioni di CO dell'unità N°4  
Novembre 2009**

DATA/ORA	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	Media
01/11/2009	6,01	6,64	7,89	8,68	8,68	7,66	8,02	6,71	6,50	6,88	6,72	7,34	7,77	10,30	11,25	12,25	16,22	13,46	7,12	9,82	9,48	6,52	6,50	8,51	8,62
02/11/2009	7,64	17,77	33,71	6,79	6,83	8,92	9,22	12,32	11,61	27,20	21,70	66,19	67,68	20,07	15,62	5,74	8,04	6,78	8,01	7,94	9,45	6,90	11,17	7,50	16,87
03/11/2009	7,40	9,60	8,75	9,46	8,66	11,31	9,84	9,52	9,62	10,62	10,55	9,09	8,33	7,04	5,68	6,20	8,20	5,10	4,79	4,19	4,42	4,61	3,64	4,10	7,53
04/11/2009	3,93	3,40	3,67	3,63	3,57	4,93	22,43	6,82	12,20	12,22	35,36	13,26	7,47	11,14	2,64	10,78	17,85	168,52	8,33	7,82	8,26	7,09	10,41	9,71	17,31
06/11/2009	7,33	7,52	9,44	12,21	21,88	160,10	16,41	109,81	120,45	77,73	38,60	18,66	16,72	17,08	13,17	9,37	10,53	9,19	8,92	9,38	8,83	8,13	9,36	9,57	30,45
06/11/2009	9,38	11,74	10,70	11,96	11,75	10,89	9,64	9,02	21,25	24,09	8,74	22,53	22,74	24,98	15,13	22,45	37,53	23,57	23,26	10,10	6,75	8,65	12,38	5,03	15,59
07/11/2009	8,16	15,78	3,95	4,95	5,10	21,52	14,08	13,24	13,75	16,93	14,21	11,27	11,64	13,38	13,24	15,76	21,29	24,81	17,86	16,53	22,35	15,38	11,12	6,52	13,87
08/11/2009	8,65	10,44	10,41	15,67	11,08	7,77	8,02	8,54	8,41	17,76	18,78	27,24	24,13	7,47	8,08	19,11	26,54	36,92	37,10	42,11	32,11	31,23	4,35	4,44	17,77
09/11/2009	4,49	4,44	4,60	4,44	4,88	5,21	5,54	5,62	8,55	5,83	6,21	7,23	7,44	6,78	10,20	12,79	10,58	5,09	4,64	4,05	4,00	3,81	3,28	3,92	5,98
10/11/2009	3,46	3,33	4,71	4,29	6,09	12,33	14,28	22,42	24,69	35,38	30,41	65,79	65,72	48,04	58,05	70,61	97,59	187,69	262,60	243,26	197,38	31,92	17,90	9,90	63,25
11/11/2009	6,13	5,22	5,70	5,80	5,98	6,03	6,42	17,61	19,88	9,86	9,99	8,96	35,79	61,72	72,42	41,32	31,16	17,32	18,90	34,96	45,90	18,68	26,90	11,98	21,86
12/11/2009	27,23	56,83	29,40	17,70	19,20	6,21	9,57	10,42	9,09	11,54	12,68	11,49	10,76	32,05	24,47	32,73	28,61	35,25	27,60	21,85	23,28	12,36	25,71	6,78	20,95
13/11/2009	5,95	5,81	5,41	5,46	5,74	7,17	12,08	17,21	22,07	13,58	16,43	14,19	18,22	43,38	52,29	55,04	55,95	32,68	22,93	23,58	29,55	47,60	32,39	5,53	22,93
14/11/2009	9,05	8,84	7,62	9,22	20,01	18,02	29,17	10,53	20,89	24,09	19,82	44,84	44,43	30,09	49,26	62,49	69,49	7,04	5,90	7,78	13,76	36,91	8,47	7,95	23,57
16/11/2009	8,14	8,71	9,13	9,50	8,96	8,75	13,39	8,63	10,08	12,24	10,94	10,92	T	T	9,37	7,64	11,10	18,67	T	T	T	T	T	7,35	Data=80%
16/11/2009	6,81	6,00	6,00	6,13	5,72	5,21	5,36	6,07	6,18	6,64	13,80	9,62	19,01	8,85	8,09	11,65	9,93	15,44	9,71	7,47	5,82	5,44	5,29	6,96	8,22
17/11/2009	11,47	12,38	12,78	8,79	7,40	6,30	8,53	15,03	21,01	31,21	61,60	83,44	18,20	14,81	21,63	20,78	15,62	10,61	73,72	97,28	84,89	12,27	8,25	7,16	27,72
18/11/2009	7,76	7,95	8,41	8,83	9,28	8,30	8,87	9,29	8,89	10,54	10,88	12,89	10,30	9,21	9,27	7,87	16,31	29,82	9,81	8,49	9,98	13,17	6,87	8,66	10,49
19/11/2009	61,95	106,43	87,97	83,49	68,63	10,01	38,99	26,09	27,20	44,49	30,71	64,63	99,31	397,43	432,30	281,52	36,63	120,19	203,43	255,34	163,63	181,12	48,67	9,68	120,83
20/11/2009	8,11	19,03	12,36	23,22	46,19	47,51	293,28	44,15	276,48	164,88	140,43	153,70	210,41	147,59	172,68	98,25	113,63	143,49	127,60	75,19	23,24	36,05	51,58	15,20	118,51
21/11/2009	67,11	94,45	41,08	34,77	36,83	37,99	240,19	170,41	228,05	165,11	96,28	96,92	165,51	164,82	93,99	157,27	8,54	8,21	8,32	9,01	8,54	8,77	11,60	12,09	81,91
22/11/2009	14,78	14,32	19,38	16,81	15,08	13,22	9,97	11,89	9,36	28,81	45,97	26,80	17,06	16,87	17,13	15,27	18,19	21,75	23,04	20,17	23,64	29,74	26,74	11,47	19,65
23/11/2009	9,93	26,80	27,09	10,13	8,44	37,14	39,14	16,25	17,69	17,09	15,35	12,29	12,13	14,46	15,12	12,42	14,71	12,84	15,49	29,81	19,86	46,34	22,57	14,82	19,50
24/11/2009	12,61	13,86	10,47	10,74	11,67	12,94	48,83	13,40	85,81	27,51	42,18	61,05	55,73	167,72	339,36	402,50	421,24	302,12	91,93	93,22	13,49	46,27	64,22	27,19	98,97
26/11/2009	20,12	13,27	14,77	14,87	15,46	14,35	15,24	61,65	103,97	115,38	57,31	15,77	14,51	14,48	11,88	12,41	12,23	11,85	12,63	11,97	10,72	10,80	21,39	20,12	26,22
26/11/2009	13,23	13,66	13,79	12,62	11,64	11,45	10,93	11,56	23,39	10,48	11,02	12,08	12,46	12,26	12,56	10,64	14,04	19,83	12,73	14,57	15,70	14,23	16,46	12,85	13,52
27/11/2009	13,05	11,93	11,41	11,89	24,38	34,55	168,93	144,50	43,19	58,33	36,13	31,88	46,88	81,24	61,53	17,46	32,82	25,72	34,69	40,56	14,74	20,11	22,70	23,56	42,18
28/11/2009	18,34	20,71	15,51	12,39	11,53	11,19	20,44	28,45	20,00	29,77	28,47	23,39	18,70	16,99	15,99	16,18	16,33	19,38	20,36	22,28	26,27	33,94	49,67	42,05	22,46
29/11/2009	99,34	36,30	19,16	48,07	24,99	14,46	13,51	27,56	88,44	85,81	94,89	23,48	19,61	16,66	14,80	14,75	17,36	169,35	164,44	94,90	88,21	92,38	22,71	11,97	54,31
30/11/2009	11,97	12,22	13,30	14,71	12,31	12,55	11,75	11,54	11,65	12,65	25,02	110,30	37,20	53,52	89,62	40,25	39,26	24,53	37,03	39,51	12,84	13,26	14,52	12,05	28,06

Questo documento è proprietà di Enel Produzione Spa. E' severamente proibito riprodurre anche in parte il documento o divulgare ad altri le informazioni contenute senza la preventiva autorizzazione scritta.  
This document is property of Enel Produzione Spa. It is strictly forbidden to reproduce this document, in whole or in part, and to provide to others any related information without the previous written consent.



L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA.

**DIVISIONE GENERAZIONE ED ENERGY MANAGEMENT**  
AREA DI BUSINESS GENERAZIONE  
UNITA' DI BUSINESS TORREVALDALIGA NORD

00053 Civitavecchia (Roma) - Via Aurelia Nord, 32  
Tel. 0766 725111 Fax 0766 725431

Civitavecchia, 23 luglio 2009

Prot. n. 832/G830

Ministero dello Sviluppo Economico  
Dipartimento per l'Energia  
D.G per l'Energia Nucleare le Energie Rinnovabili e  
l'Efficienza Energetica  
Ufficio XII – Produzione di Energia Elettrica  
Via Molise, 2  
00187 – Roma

Ministero dell'Ambiente  
e della Tutela del Territorio e del Mare  
D. G. Salvaguardia Ambientale  
Divisione III VIA  
Divisione VI AIA  
Via C. Colombo, 44  
00147 – ROMA

ISPRA  
Dipartimento Stato dell'Ambiente  
Via Vitagliano Brancati, 48  
00144 – ROMA

ARPA Lazio  
Direzione Tecnica  
Via Boncompagni, 101  
00187 - ROMA

e p.c. Ministero del Lavoro, della Salute e delle Politiche Sociali  
Dip. Prevenzione e Comunicazione  
D.G. Prevenzione Sanitaria – Ufficio IV  
Via Giorgio Ribotta, 5  
00144 – Roma

Regione Lazio  
Assessorato Ambiente e Cooperazione tra i popoli  
Via del Tintoretto, 432  
00145 – ROMA

Provincia di Roma  
Dipartimento IV  
Servizi di Tutela Ambientale  
Via Tiburtina, 691  
00159 – ROMA

*"Questo documento, allegati inclusi, contiene informazioni di proprietà di Enel SpA e deve essere utilizzato esclusivamente dal destinatario in relazione alle finalità per le quali è stato ricevuto. E' vietata qualsiasi forma di riproduzione o di divulgazione senza l'esplicito consenso di Enel SpA. Qualora fosse stato ricevuto per errore di prega di informare tempestivamente il mittente e distruggere la copia in proprio possesso".*

Enel Produzione SpA – Società con unico socio  
Sede Legale 00198 Roma, viale Regina Margherita, 125  
Registro Imprese di Roma, C.F. e P.I. 05617841001  
R.E.A. 904803  
Capitale Sociale Euro 1.800.000.000 i.v.  
Direzione e coordinamento di Enel SpA



Comune di Civitavecchia  
Piazzale Giuglielmotti, 7  
00053 - CIVITAVECCHIA (RM)

**OGGETTO: Progetto di conversione a carbone della Centrale termoelettrica di Torrevaldaliga Nord. Decreto del Ministero delle Attività Produttive n.55/02/2003 del 24 dicembre 2003. Messa a regime della Sezione 4. Comunicazione dei dati di emissione di cui all'art. 269, c. 5, del D.Lgs. 152/2006.**

Facendo seguito alla nostra comunicazione prot. 23433 del 18/06/2009 relativa alla messa a regime della sezione 4 della Centrale di Torrevaldaliga Nord, e come prescritto dal decreto autorizzativo n.55/02/2003 del 24 dicembre 2003 e dall'art. 269, c. 5, del D.Lgs. 152/2006, comunichiamo di aver completato il ciclo di misure di emissione effettuate nel periodo continuativo di marcia controllata di dieci giorni decorrenti dalla messa a regime.

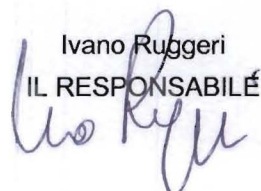
Il complessivo piano delle misure prevede la determinazione delle concentrazioni degli inquinanti convenzionali e dei microinquinanti. Nel trasmettervi il primo rapporto contenente i risultati delle misure di emissioni di macroinquinanti acquisiti dal sistema SME della centrale, vi evidenziamo che provvederemo all'invio del rapporto sui microinquinanti non appena completate le relative, più complesse, elaborazioni analitiche.

Teniamo ad evidenziare che la campagna di prove nei dieci giorni prescritti è stata effettuata in assetto di esercizio finalizzato ad assicurare il rilievo dei microinquinanti con carico stabilizzato al massimo, senza transitori rilevanti e senza repentine variazioni dei parametri di funzionamento. Tale situazione operativa differisce significativamente dall'effettivo esercizio industriale dell'impianto, caratterizzato da continue variazioni del carico e dei parametri di esercizio all'interno della banda di partecipazione alla regolazione di rete secondo le modalità imposte dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale. Ne consegue che, fermo restando il rispetto dei limiti autorizzati, per i macroinquinanti i valori di emissione più rappresentativi della reale situazione di esercizio del gruppo saranno via via acquisiti dal Sistema di Misura in continuo delle Emissioni (SME) nei mesi a seguire, anche nell'ottica della costituzione di una base dati per la futura revisione dei limiti emissivi.

Infine, con riferimento a quanto previsto al par. 6.1 del Piano di Monitoraggio e Controllo già approvato e in fase di formalizzazione nell'ambito del procedimento di riesame dell'Autorizzazione Integrata Ambientale di Torrevaldaliga Nord, e all'art. 271, c. 14, del D.Lgs. 152/2006, Vi comunichiamo che il carico minimo tecnico del gruppo è pari a 350 MW, e pertanto al di sopra di tale carico decorre la condizione di "normale funzionamento" previsto dalla normativa, in corrispondenza alla quale il sistema di monitoraggio emissioni (SME) acquisisce in continuo i dati dei macroinquinanti previsti dal Decreto autorizzativo e dallo stesso Piano di Monitoraggio e Controllo.

Distinti saluti.

Ivano Ruggeri  
IL RESPONSABILE



<b>Cliente</b>	ENEL S.p.A.
<b>Oggetto</b>	Centrale di Torrevaldaliga Nord – Misure per messa a regime gr. 4 Elaborazione dei dati rilevati nel periodo 22.06.09 ÷ 01.07.09 dal Sistema di Misura delle Emissioni installato sul gr. 4
<b>Ordine</b>	Accordo Quadro 8400006584 2008-2010 Attingimento n. 4000217528 del 25.05.2009 (AG09GIM004 – Lettera n. A9019932)
<b>Note</b>	Rev. 0

La parziale riproduzione di questo documento è permessa solo con l'autorizzazione scritta del CESI.

<b>N. pagine</b>	10	<b>N. pagine fuori testo</b>	2
<b>Data</b>	08.07.2009		
<b>Elaborato</b>	GIM - Filippini Stefano		
<b>Verificato</b>	GIM - Sala Maurizio		
<b>Approvato</b>	AMB - Il Responsabile - Fiore Antonio <small>A9019932 11991 APP</small>		

## *Indice*

<b>1</b>	<b>PREMESSA E SCOPI .....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>NORMATIVA APPLICABILE E LIMITI.....</b>	<b>3</b>
<b>3</b>	<b>RISULTATI DELLE MISURE .....</b>	<b>4</b>
3.1	OSSIDI DI AZOTO – NO <sub>x</sub> .....	4
3.2	BIOSSIDO DI ZOLFO – SO <sub>2</sub> .....	5
3.3	POLVERI.....	6
3.4	AMMONIACA – NH <sub>3</sub> .....	7
3.5	OSSIDO DI CARBONIO – CO.....	8
3.6	OSSIGENO – O <sub>2</sub> .....	9
3.7	POTENZA ELETTRICA .....	10
<b>4</b>	<b>CONCLUSIONI .....</b>	<b>10</b>
<b>ALLEGATO FUORI TESTO:</b>		
	<b>A9020136 Scheda di segnalazione valori anomali di emissione</b>	<b>1 pagina</b>

## STORIA DELLE REVISIONI

Numero revisione	Data	Protocollo	Lista delle modifiche e/o dei paragrafi modificati
0	08.07.2009	A9019932	Prima emissione

## 1 PREMESSA E SCOPI

In data 22.06.2009 è iniziato un ciclo di misure delle emissioni di inquinanti aerodispersi del gruppo n° 4 della Centrale Termoelettrica di Torrevaldaliga Nord, con alimentazione a carbone.

Le misure rientrano nelle prove previste dalla vigente normativa ai fini della messa a regime dell'impianto. Il piano delle misure prevede la determinazione delle concentrazioni di microinquinanti organici ed inorganici e degli inquinanti convenzionali.

ENEL ha incaricato CESI dell'esecuzione dei campionamenti ed analisi dei microinquinanti organici ed inorganici e dell'elaborazione dei dati acquisiti nel periodo di interesse dal Sistema di Misura delle Emissioni (SME) installato e gestito a cura del personale ENEL di impianto. Tale sistema prevede la misura in continuo di NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, polveri, CO, NH<sub>3</sub> e O<sub>2</sub> ed è sottoposto a cura del gestore alle verifiche periodiche previste dalla normativa.

Nel presente rapporto si riportano i dati acquisiti dal sistema SME di impianto nel periodo dal 22.06.2009 al 01.07.2009.

Le misure relative ai microinquinanti saranno oggetto di un apposito rapporto che sarà emesso a valle delle necessarie analisi di laboratorio sui campioni prelevati su impianto.

## 2 NORMATIVA APPLICABILE E LIMITI

Le principali norme di riferimento sono di seguito elencate:

- Decreto Legislativo 03.04.2006 n° 152 "Norme in materia ambientale";
- Decreto del Ministero delle Attività Produttive n.55/02/2003 del 24 dicembre 2003
- Piano di Monitoraggio e Controllo della centrale di Torrevaldaliga Nord (Piano definito nei contenuti ma non ancora emesso dall'Autorità Competente).

Per quanto riguarda le sostanze oggetto del presente rapporto, i limiti applicabili sono i seguenti:

### Limiti applicabili

Composto	Limite applicabile mg/Nm <sup>3</sup> (*)	Base temporale di riferimento
NO <sub>x</sub>	100	media oraria
SO <sub>2</sub>	100	media oraria
Polveri	15	media oraria
NH <sub>3</sub>	5	media oraria

(\*) Limiti riferiti ai fumi secchi, al 6% di O<sub>2</sub>, 0°C 101.3 kPa.



### 3 RISULTATI DELLE MISURE

#### 3.1 OSSIDI DI AZOTO – NO<sub>x</sub>

Nella tabella seguente sono riportati i valori medi orari registrati nell'intero periodo di osservazione. Concentrazioni espresse in mg/Nm<sup>3</sup> come NO<sub>2</sub> equivalente, riferite ai fumi secchi, normalizzati al 6% di O<sub>2</sub>, 0°C e 101.3 kPa.

Ora	22.06	23.06	24.06	25.06	26.06	27.06	28.06	29.06	30.06	01.07
0:00 ÷ 1:00	21.3	27.5	26.6	50.5	53.3	23.8	47.8	34.3	46.7	50.2
1:00 ÷ 2:00	30.9	33.3	25.8	49.0	54.2	38.7	48.7	39.0	50.9	46.1
2:00 ÷ 3:00	41.0	35.5	23.3	42.3	53.8	50.9	43.4	49.3	54.4	45.0
3:00 ÷ 4:00	65.3	37.5	32.6	42.0	51.9	60.5	31.9	53.2	57.0	42.2
4:00 ÷ 5:00	91.9	35.5	34.7	41.2	57.1	49.9	31.8	61.1	55.7	47.8
5:00 ÷ 6:00	18.6	30.9	47.7	40.3	49.4	41.9	30.8	63.8	55.0	52.9
6:00 ÷ 7:00	3.9	27.5	57.9	43.3	54.5	43.4	32.6	60.8	55.9	55.7
7:00 ÷ 8:00	6.5	30.1	47.5	42.6	56.1	41.7	36.4	44.6	56.9	51.0
8:00 ÷ 9:00	26.4	37.3	36.4	46.3	61.0	37.1	38.2	37.0	58.0	50.9
9:00 ÷ 10:00	68.9	46.6	31.7	47.3	57.7	38.6	41.6	37.3	58.7	49.6
10:00 ÷ 11:00	42.9	62.0	38.1	47.8	48.6	35.3	42.5	49.3	59.6	43.5
11:00 ÷ 12:00	13.3	64.6	41.6	40.6	43.5	36.9	38.6	67.2	56.1	50.2
12:00 ÷ 13:00	19.2	47.2	49.9	49.5	59.4	42.2	34.7	67.7	42.7	62.4
13:00 ÷ 14:00	23.6	26.3	44.8	51.3	52.9	49.2	34.9	61.0	36.1	57.8
14:00 ÷ 15:00	29.6	20.0	51.9	54.8	35.1	59.3	39.0	54.5	32.6	54.2
15:00 ÷ 16:00	42.6	20.7	51.9	57.5	42.3	58.4	39.0	47.3	38.3	48.9
16:00 ÷ 17:00	36.7	19.1	59.4	52.6	48.5	50.6	42.8	46.0	31.7	48.4
17:00 ÷ 18:00	36.3	18.7	51.9	42.3	49.8	49.0	42.9	46.8	36.1	43.4
18:00 ÷ 19:00	31.2	20.3	56.9	36.2	62.6	52.3	39.0	40.2	40.9	43.4
19:00 ÷ 20:00	42.2	22.0	54.9	33.2	74.0	51.0	42.3	33.9	46.8	47.5
20:00 ÷ 21:00	17.5	20.8	49.6	38.6	87.8	54.4	41.0	30.8	46.1	42.1
21:00 ÷ 22:00	20.2	24.0	49.9	44.0	136.1(*)	59.4	39.4	35.8	53.2	38.6
22:00 ÷ 23:00	21.5	22.0	49.5	46.0	102.5(*)	64.7	32.6	44.9	48.5	39.6
23:00 ÷ 24:00	40.3	26.1	51.1	50.5	22.1	55.9	32.4	47.5	46.4	42.2
Massimo orario	91.9	64.6	59.4	57.5	136.1	64.7	48.7	67.7	59.6	62.4
Media giornaliera	33.0	31.5	44.4	45.4	58.9	47.7	38.5	48.0	48.5	48.1
Media periodo	<b>44.4</b>									

(\*) Nelle due ore evidenziate, si è verificata una situazione di guasto dovuta alla perdita dall'accoppiamento flangiato del polmone compensatore sulla mandata delle pompe alimento idrolizzatore, debitamente registrato nella "Scheda di segnalazione valori anomali di emissione" compilata da ENEL e allegata al presente Rapporto.

### 3.2 BIOSSIDO DI ZOLFO – SO<sub>2</sub>

Concentrazioni espresse in mg/Nm<sup>3</sup>, riferite ai fumi secchi, normalizzati al 6% di O<sub>2</sub>, 0°C e 101.3 kPa.

Ora	22.06	23.06	24.06	25.06	26.06	27.06	28.06	29.06	30.06	01.07
0:00 ÷ 1:00	64.2	64.0	57.6	59.5	70.4	53.2	53.5	58.0	63.5	51.2
1:00 ÷ 2:00	61.3	63.5	58.5	61.2	70.3	53.1	53.4	58.8	63.2	51.1
2:00 ÷ 3:00	59.7	67.2	60.2	63.1	68.7	54.1	52.8	57.9	60.7	50.7
3:00 ÷ 4:00	59.7	66.2	63.0	61.3	70.1	53.1	55.5	57.6	57.1	51.0
4:00 ÷ 5:00	60.6	63.5	62.8	63.2	68.5	52.7	54.5	57.6	55.6	50.7
5:00 ÷ 6:00	60.3	64.5	62.6	63.4	68.2	50.7	52.8	55.5	54.9	50.5
6:00 ÷ 7:00	57.6	65.4	61.7	64.2	69.6	51.7	52.4	55.1	54.0	50.8
7:00 ÷ 8:00	57.2	65.2	60.1	63.4	70.8	52.6	53.7	56.9	55.9	49.5
8:00 ÷ 9:00	56.8	65.0	58.9	65.4	73.2	52.4	52.7	56.8	55.5	50.0
9:00 ÷ 10:00	56.5	62.7	58.0	66.2	67.6	53.2	51.7	57.0	57.9	50.6
10:00 ÷ 11:00	57.9	56.3	54.6	63.3	68.0	53.3	50.1	55.2	59.6	50.4
11:00 ÷ 12:00	58.6	65.0	53.5	64.4	67.1	53.3	48.9	52.9	60.6	50.0
12:00 ÷ 13:00	67.0	73.4	51.7	67.6	66.5	54.8	49.2	52.5	60.1	49.6
13:00 ÷ 14:00	63.9	65.0	50.7	66.6	61.8	54.7	49.2	53.5	58.9	49.5
14:00 ÷ 15:00	65.0	67.8	49.6	67.9	61.7	54.4	49.8	54.0	56.6	49.9
15:00 ÷ 16:00	63.5	69.3	49.2	67.9	61.7	54.4	50.0	54.9	55.8	50.2
16:00 ÷ 17:00	65.7	67.8	49.5	65.1	59.5	54.2	51.0	57.1	55.1	50.3
17:00 ÷ 18:00	64.7	66.6	50.0	65.9	59.5	54.4	53.1	58.4	54.8	51.8
18:00 ÷ 19:00	64.6	62.6	51.7	67.6	58.4	54.5	53.5	60.7	53.3	53.0
19:00 ÷ 20:00	65.5	63.3	55.7	67.9	57.9	54.3	54.5	60.5	51.2	53.5
20:00 ÷ 21:00	61.3	61.9	54.0	70.6	57.1	54.7	57.5	60.6	50.6	54.9
21:00 ÷ 22:00	65.0	60.4	55.1	70.9	56.7	54.0	57.0	61.9	50.3	55.2
22:00 ÷ 23:00	64.1	61.1	58.0	73.6	56.3	54.3	56.5	64.4	50.5	55.3
23:00 ÷ 24:00	65.6	59.1	60.0	71.2	57.0	55.2	57.1	64.3	51.1	56.1
Massimo orario	67.0	73.4	63.0	73.6	73.2	55.2	57.5	64.4	63.5	56.1
Media giornaliera	61.9	64.4	56.1	65.9	64.4	53.6	52.9	57.6	56.1	51.5
Media periodo	<b>58.5</b>									

### 3.3 POLVERI

Concentrazioni espresse in mg/Nm<sup>3</sup>, riferite ai fumi secchi, normalizzati al 6% di O<sub>2</sub>, 0°C e 101.3 kPa.

Ora	22.06	23.06	24.06	25.06	26.06	27.06	28.06	29.06	30.06	01.07
0:00 ÷ 1:00	1.7	1.8	1.6	1.7	1.9	1.8	2.1	2.1	1.9	1.8
1:00 ÷ 2:00	2.0	1.7	1.6	1.5	1.9	1.8	1.8	2.1	1.7	1.5
2:00 ÷ 3:00	1.9	1.9	1.5	1.6	1.8	1.5	2.0	2.2	1.5	1.7
3:00 ÷ 4:00	1.9	1.8	1.5	1.7	1.7	1.5	2.0	2.2	1.5	1.7
4:00 ÷ 5:00	2.0	1.7	1.5	1.6	1.8	1.6	1.4	2.0	1.4	1.6
5:00 ÷ 6:00	1.8	1.8	1.5	1.6	1.8	1.7	1.7	1.5	1.3	1.9
6:00 ÷ 7:00	1.7	1.8	1.6	1.7	1.6	1.5	1.4	1.8	1.5	1.5
7:00 ÷ 8:00	2.0	1.7	1.5	1.7	1.8	1.6	1.5	1.5	1.5	0.9
8:00 ÷ 9:00	2.0	1.7	1.5	1.7	1.6	1.7	2.0	1.6	1.5	1.1
9:00 ÷ 10:00	1.8	1.7	1.6	1.8	1.7	1.7	2.1	1.5	1.5	1.4
10:00 ÷ 11:00	1.9	1.7	1.5	1.7	1.8	1.7	1.8	1.4	1.5	1.4
11:00 ÷ 12:00	2.0	1.8	1.4	1.7	1.7	1.8	1.8	1.4	1.5	1.4
12:00 ÷ 13:00	2.0	1.5	1.5	1.7	1.7	1.7	1.5	1.5	1.6	1.4
13:00 ÷ 14:00	1.9	1.5	1.4	1.7	1.7	1.9	1.5	1.5	1.5	1.4
14:00 ÷ 15:00	1.8	1.5	1.4	1.7	1.8	1.7	1.5	1.7	1.5	1.4
15:00 ÷ 16:00	1.7	1.5	1.5	1.7	1.6	1.8	1.6	1.5	1.5	1.6
16:00 ÷ 17:00	1.7	1.5	1.5	1.7	1.7	1.8	1.5	1.6	1.4	1.6
17:00 ÷ 18:00	1.8(*)	1.6	1.7	1.6	1.8	1.6	1.8	1.6	1.4	1.5
18:00 ÷ 19:00	1.7	1.5	1.6	1.7	1.7	1.6	2.0	1.7	1.6	1.7
19:00 ÷ 20:00	1.7	1.5	1.5	1.7	1.6	1.5	2.0	1.6	1.7	1.6
20:00 ÷ 21:00	1.8	1.7	1.5	1.6	2.0	1.8	2.1	1.6	1.6	1.6
21:00 ÷ 22:00	1.8	1.6	1.4	1.6	1.9	1.8	2.2	1.7	1.7	1.5
22:00 ÷ 23:00	1.8	1.6	1.5	1.6	1.7	1.7	2.2	1.4	1.6	1.5
23:00 ÷ 24:00	1.8	1.6	1.5	1.7	1.7	2.4	2.0	1.8	1.5	1.6
Massimo orario	2.0	1.9	1.7	1.8	2.0	2.4	2.2	2.2	1.9	1.9
Media giornaliera	1.8	1.7	1.5	1.7	1.7	1.7	1.8	1.7	1.5	1.5
Media periodo	<b>1.7</b>									

(\*) Dato non valido: il numero di dati elementari validi nel periodo è inferiore al 70%.

### 3.4 AMMONIACA – NH<sub>3</sub>

Concentrazioni espresse in mg/Nm<sup>3</sup>, riferite ai fumi secchi, normalizzati al 6% di O<sub>2</sub>, 0°C e 101.3 kPa.

Ora	22.06	23.06	24.06	25.06	26.06	27.06	28.06	29.06	30.06	01.07
0:00 ÷ 1:00	0.7	0.5	1.5	0.7	1.0	1.7	1.6	1.3	1.0	1.3
1:00 ÷ 2:00	0.6	0.6	1.6	0.6	1.2	1.5	1.3	1.2	1.0	1.2
2:00 ÷ 3:00	0.6	0.5	1.5	0.6	1.3	1.3	1.5	1.2	1.1	1.1
3:00 ÷ 4:00	0.5	0.5	1.4	0.6	1.3	1.2	1.2	1.2	1.2	1.1
4:00 ÷ 5:00	0.4	0.5	1.3	0.6	1.4	1.4	1.4	1.1	1.3	1.1
5:00 ÷ 6:00	0.5	0.5	1.1	0.7	1.4	1.4	1.5	1.1	1.1	1.0
6:00 ÷ 7:00	1.5	0.6	0.9	0.7	1.2	1.4	1.5	1.0	1.2	1.0
7:00 ÷ 8:00	1.5	0.6	0.9	0.8	0.9	1.4	1.4	0.9	1.1	1.0
8:00 ÷ 9:00	0.8	0.6	1.1	0.6	0.6	1.4	1.4	1.0	1.1	0.9
9:00 ÷ 10:00	0.5	0.5	1.3	0.6	0.9	1.5	1.3	1.0	0.9	1.0
10:00 ÷ 11:00	0.4	0.9	1.2	0.7	1.2	1.6	1.4	1.1	0.9	1.0
11:00 ÷ 12:00	0.7	0.6	1.0	0.7	1.5	1.7	1.5	1.1	0.8	1.1
12:00 ÷ 13:00	0.7	0.4	1.1	0.7	1.6	1.7	1.4	1.2	0.9	1.1
13:00 ÷ 14:00	0.8	0.7	1.2	0.6	1.8	1.7	1.3	1.1	0.9	1.2
14:00 ÷ 15:00	0.7	0.7	1.2	0.6	1.8	1.6	1.4	1.2	1.1	1.2
15:00 ÷ 16:00	0.6	0.9	1.3	0.6	1.6	1.6	1.4	1.1	1.1	1.3
16:00 ÷ 17:00	0.5	1.2	1.2	0.8	1.5	1.7	1.4	1.1	1.2	1.3
17:00 ÷ 18:00	0.5	1.4	1.0	0.8	1.5	1.6	1.3	1.1	1.3	1.4
18:00 ÷ 19:00	0.6	1.6	0.6	0.8	1.5	1.5	1.5	1.1	1.4	1.4
19:00 ÷ 20:00	0.4	1.7	0.4	0.9	1.5	1.4	1.5	1.2	1.5	1.4
20:00 ÷ 21:00	0.7	1.7	0.6	0.9	1.5	1.5	1.4	1.3	1.5	1.5
21:00 ÷ 22:00	0.7	1.7	0.7	0.8	1.6	1.6	1.4	1.2	1.4	1.5
22:00 ÷ 23:00	1.0	1.4	0.5	0.7	1.6	1.7	1.3	1.0	1.5	1.6
23:00 ÷ 24:00	0.5	1.5	0.5	0.8	1.7	1.4	1.4	1.0	1.4	1.6
Massimo orario	1.5	1.7	1.6	0.9	1.8	1.7	1.6	1.3	1.5	1.6
Media giornaliera	0.7	0.9	1.1	0.7	1.4	1.5	1.4	1.1	1.2	1.2
Media periodo	<b>1.1</b>									

### 3.5 OSSIDO DI CARBONIO – CO

Concentrazioni espresse in mg/Nm<sup>3</sup>, riferite ai fumi secchi, normalizzati al 6% di O<sub>2</sub>, 0°C e 101.3 kPa.

Ora	22.06	23.06	24.06	25.06	26.06	27.06	28.06	29.06	30.06	01.07
0:00 ÷ 1:00	4.9	17.8	31.8	22.2	21.1	30.9	26.5	45.7	63.0	30.5
1:00 ÷ 2:00	6.0	16.9	35.9	21.4	47.3	70.2	10.6	42.2	19.3	30.2
2:00 ÷ 3:00	7.3	17.9	49.8	34.6	88.3	48.3	12.8	18.8	102.2	49.8
3:00 ÷ 4:00	8.6	18.7	19.4	20.1	91.1	31.6	29.4	53.5	157.3	64.9
4:00 ÷ 5:00	6.3	17.4	16.3	29.5	68.0	25.9	55.6	17.7	148.8	30.5
5:00 ÷ 6:00	10.6	32.9	16.7	18.1	38.5	19.2	67.9	10.7	82.6	16.0
6:00 ÷ 7:00	16.5	27.0	25.1	27.0	37.7	12.6	231.7	16.1	132.0	28.4
7:00 ÷ 8:00	6.6	18.2	141.4	24.9	32.9	10.0	100.8	110.0	123.0	24.9
8:00 ÷ 9:00	5.8	15.8	46.9	27.3	45.5	14.2	26.7	154.4	145.5	26.8
9:00 ÷ 10:00	8.8	11.1	113.3	30.0	57.3	12.2	12.6	29.0	50.7	27.3
10:00 ÷ 11:00	14.0	8.0	68.5	27.8	43.0	13.2	25.6	24.6	56.6	19.8
11:00 ÷ 12:00	6.4	11.9	48.7	73.1	37.0	14.9	122.7	19.1	122.6	18.9
12:00 ÷ 13:00	6.6	73.0	58.2	80.8	16.2	16.0	105.4	18.4	46.7	19.4
13:00 ÷ 14:00	27.7	49.2	114.7	75.6	7.8	12.0	60.0	21.4	38.5	13.3
14:00 ÷ 15:00	13.7	53.8	66.9	70.1	6.5	9.3	77.8	20.2	53.2	18.7
15:00 ÷ 16:00	18.5	18.1	80.6	77.6	6.1	14.2	65.1	77.5	37.8	16.2
16:00 ÷ 17:00	31.3	11.6	43.6	51.5	20.3	48.7	128.5	66.4	25.8	9.4
17:00 ÷ 18:00	11.4	21.2	25.2	48.0	63.3	72.3	20.2	24.4	45.6	7.7
18:00 ÷ 19:00	11.9	26.6	31.3	51.0	12.3	101.3	22.0	38.1	38.6	7.6
19:00 ÷ 20:00	21.7	34.2	63.0	46.9	23.8	108.3	34.0	109.2	34.6	7.7
20:00 ÷ 21:00	22.3	19.2	9.5	45.9	13.3	43.6	76.4	56.2	18.2	7.1
21:00 ÷ 22:00	60.0	15.9	15.5	40.1	14.4	17.0	48.3	41.2	8.4	10.2
22:00 ÷ 23:00	38.6	26.6	37.8	47.4	15.5	20.9	92.1	61.3	16.8	9.2
23:00 ÷ 24:00	10.2	28.1	40.1	20.0	14.1	19.8	51.7	38.1	23.5	8.3
Massimo orario	60.0	73.0	141.4	80.8	91.1	108.3	231.7	154.4	157.3	64.9
Media giornaliera	15.7	24.6	50.0	42.1	34.2	32.8	62.7	46.4	66.3	21.0
Media periodo	<b>39.6</b>									

### 3.6 OSSIGENO – O<sub>2</sub>

Concentrazioni espresse in %<sub>vol.</sub>.

Ora	22.06	23.06	24.06	25.06	26.06	27.06	28.06	29.06	30.06	01.07
0:00 ÷ 1:00	7.7	6.8	6.9	6.8	6.8	6.7	6.3	6.4	6.3	6.2
1:00 ÷ 2:00	7.7	6.8	6.9	6.8	6.8	6.7	6.3	6.3	6.4	6.2
2:00 ÷ 3:00	7.7	6.8	6.8	6.8	6.8	6.7	6.4	6.4	6.3	6.2
3:00 ÷ 4:00	7.8	6.8	6.9	6.9	6.7	6.8	6.4	6.3	6.3	6.1
4:00 ÷ 5:00	7.8	6.8	7.0	6.8	6.8	6.7	6.3	6.4	6.2	6.1
5:00 ÷ 6:00	7.8	6.7	6.9	6.9	6.8	6.5	6.3	6.5	6.2	6.2
6:00 ÷ 7:00	7.9	6.7	6.8	6.8	6.8	6.5	6.2	6.5	6.2	6.2
7:00 ÷ 8:00	7.9	6.7	6.9	6.8	6.8	6.5	6.2	6.3	6.3	6.3
8:00 ÷ 9:00	8.0	6.7	6.8	6.8	6.8	6.5	6.4	6.3	6.3	6.2
9:00 ÷ 10:00	7.9	6.9	6.7	6.8	6.8	6.5	6.6	6.3	6.2	6.2
10:00 ÷ 11:00	7.9	7.2	6.8	6.8	6.8	6.5	6.5	6.2	6.3	6.2
11:00 ÷ 12:00	7.7	7.1	6.9	6.8	6.9	6.4	6.4	6.3	6.3	6.2
12:00 ÷ 13:00	7.2	6.8	6.9	6.8	6.9	6.5	6.4	6.4	6.4	6.2
13:00 ÷ 14:00	7.1	6.7	6.9	6.9	7.1	6.5	6.4	6.4	6.5	6.2
14:00 ÷ 15:00	7.0	6.6	6.8	6.8	7.1	6.5	6.3	6.4	6.5	6.2
15:00 ÷ 16:00	6.7	6.7	6.8	6.8	6.6	6.5	6.4	6.3	6.5	6.2
16:00 ÷ 17:00	6.8	6.7	6.9	6.8	6.5	6.4	6.4	6.2	6.4	6.2
17:00 ÷ 18:00	6.8	6.8	7.0	6.7	6.3	6.3	6.4	6.3	6.5	6.4
18:00 ÷ 19:00	6.8	6.8	7.0	6.7	6.4	6.3	6.4	6.3	6.5	6.4
19:00 ÷ 20:00	6.7	6.8	7.0	6.7	6.6	6.3	6.4	6.3	6.3	6.4
20:00 ÷ 21:00	6.8	6.8	6.9	6.8	6.6	6.3	6.3	6.2	6.4	6.3
21:00 ÷ 22:00	6.8	6.9	7.0	6.8	6.7	6.4	6.3	6.2	6.3	6.4
22:00 ÷ 23:00	6.8	6.8	7.0	6.8	6.7	6.3	6.4	6.3	6.3	6.5
23:00 ÷ 24:00	6.9	6.9	6.9	6.8	6.7	6.3	6.4	6.3	6.4	6.5
Massimo orario	8.0	7.2	7.0	6.9	7.1	6.8	6.6	6.5	6.5	6.5
Media giornaliera	7.3	6.8	6.9	6.8	6.7	6.5	6.4	6.3	6.3	6.3
Media periodo	<b>6.6</b>									

### 3.7 POTENZA ELETTRICA

Potenza elettrica generata espressa in MW.

Ora	22.06	23.06	24.06	25.06	26.06	27.06	28.06	29.06	30.06	01.07
0:00 ÷ 1:00	477.5	607.9	606.4	613.0	612.4	611.0	605.3	604.7	610.3	609.4
1:00 ÷ 2:00	483.6	606.5	609.8	610.9	611.0	612.1	609.0	610.2	607.1	612.8
2:00 ÷ 3:00	484.7	609.4	610.0	608.1	609.2	609.2	607.2	610.0	608.8	609.6
3:00 ÷ 4:00	487.0	612.1	607.4	606.4	611.1	607.0	608.7	609.0	608.5	608.3
4:00 ÷ 5:00	483.8	611.5	602.5	610.2	611.2	606.7	606.0	607.4	607.8	609.4
5:00 ÷ 6:00	480.4	611.8	608.0	607.1	606.2	604.4	602.2	609.9	607.3	607.3
6:00 ÷ 7:00	486.6	614.1	613.8	612.4	612.8	611.0	607.6	612.0	611.4	613.7
7:00 ÷ 8:00	485.2	614.0	611.9	611.1	613.6	610.3	607.9	612.4	611.5	613.0
8:00 ÷ 9:00	487.6	613.8	608.1	614.1	614.5	611.7	608.2	610.3	610.5	614.9
9:00 ÷ 10:00	486.0	597.3	611.5	613.7	612.7	612.7	609.7	610.8	611.9	614.2
10:00 ÷ 11:00	488.3	565.8	612.6	612.3	615.0	611.9	608.7	610.6	613.7	614.8
11:00 ÷ 12:00	492.9	582.6	613.1	612.6	612.9	613.1	612.2	612.6	614.7	615.7
12:00 ÷ 13:00	564.0	612.2	610.7	604.8	608.2	609.2	610.3	609.0	610.5	611.1
13:00 ÷ 14:00	594.2	609.1	613.8	610.6	586.8	611.1	610.7	609.2	611.6	612.9
14:00 ÷ 15:00	608.2	614.3	613.5	614.6	573.1	608.5	610.5	611.0	613.7	617.6
15:00 ÷ 16:00	610.1	614.0	614.8	610.1	607.6	610.9	610.2	611.5	611.7	617.2
16:00 ÷ 17:00	606.4	611.7	615.1	610.1	610.3	610.3	611.6	615.4	611.6	615.1
17:00 ÷ 18:00	608.0	611.6	611.9	610.4	612.5	610.7	610.6	609.1	609.8	610.9
18:00 ÷ 19:00	607.0	612.5	611.8	612.0	611.9	610.9	611.5	608.9	604.2	609.9
19:00 ÷ 20:00	608.5	610.6	613.7	612.5	614.0	610.7	609.6	607.0	610.9	606.5
20:00 ÷ 21:00	606.2	609.6	614.1	610.8	613.7	607.6	610.6	607.2	605.6	611.1
21:00 ÷ 22:00	604.4	607.8	611.6	611.7	612.2	607.2	612.3	611.5	608.5	611.4
22:00 ÷ 23:00	602.6	613.3	611.4	610.4	611.8	609.3	608.8	608.1	611.9	609.8
23:00 ÷ 24:00	599.7	605.8	610.1	609.0	611.4	607.9	607.1	607.5	604.4	605.9
Massimo orario	610.1	614.3	615.1	614.6	615.0	613.1	612.3	615.4	614.7	617.6
Media giornaliera	543.5	607.5	611.1	610.8	609.0	609.8	609.0	609.8	609.9	611.8
Media periodo	<b>603.2</b>									

## 4 CONCLUSIONI

I valori medi registrati nel periodo considerato rispettano ampiamente i limiti di emissione previsti.

Per gli ossidi di azoto( $\text{NO}_x$ ) i valori su base oraria superiori  $100 \text{ mg/Nm}^3$  (pari al valore limite orario per tale inquinante), registrati per un periodo di 2 ore il giorno 26 giugno, corrispondono ad una situazione di guasto, e pertanto in conformità alle disposizioni di legge ed al Piano di Monitoraggio e Controllo non costituiscono un superamento del valore limite. Il guasto è stato prontamente individuato ed eliminato, e sono state effettuate le registrazioni previste come documentato nella "Scheda di segnalazione valori anomali di emissione" allegata al presente Rapporto.

**ALLEGATO FUORI TESTO AL RAPPORTO A9019932**

**A9020136**

**Scheda di segnalazione valori anomali di emissione**

**1 pagina**





L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA.

Divisione Generazione ed Energy Management  
Area di Business Produzione Termoelettrica  
Unità di Business Termoelettrica Torrealvaldliga Nord

Centrale di  
Torrealvaldliga Nord

NORMA TECNICO  
GESTIONALE

Nome file: TG  
030

Data: 19/06/2009

TG 030

Revisione n. 0

### ALLEGATO 1

#### SCHEDA DI SEGNALAZIONE VALORI ANOMALI DI EMISSIONE

Unità n. 4 data 26.06.2009 ora 21:00

Grandezza interessata e valore registrato: NOx 136,06 ORA 21<sup>a</sup>

Grandezza interessata e valore registrato: NOx 102,55 ORA 22<sup>a</sup>

Causa: PERDITA DALL'ACCOPIAMENTO FLANGIATO DEL POLMOHE COMPENSATORE  
SULLA MANDATA DELLE POMPE ALIMENTO IDROLIZZATORE.

DURANTE IL PERIODO NECESSARIO ALL'INDIVIDUAZIONE E INTERCETTAZIONE  
DELLA PERDITA, LA CONCENTRAZIONE DI NH<sub>3</sub> NELL'IDROLIZZATORE E'  
NOTEVOLMENTE DIMINUITA, CON CONSEGUENTE DIMINUZIONE DELLA PORTATA  
DELLA STESSA AL DENOX.

Azioni correttive immediate messe in atto: INDIVIDUAZIONE E INTERCETTAZIONE DELLA  
PERDITA.  
RICHIESTO INTERVENTO DEL C.T. ANSALDO (SIG. PETRETTI), PRESENTE IN CENTRALE  
E DEL RESPONSABILE ANSALDO (SIG. MARTIN), PER IL RIPRISTINO DELLA  
PERDITA E DEI PARAMETRI DI FUNZIONAMENTO DELL'IDROLIZZATORE.  
AVVISATO IL C.S.E. SIG. LA MALFA GIOVANNI.

Tempo di ritorno alle condizioni normali ( consolidato o previsto) CIRCA 1<sup>h</sup> 15'.

Osservazioni LA MEDIA DELLE 24 ORE PRECEDENTI L'EVENTO, COMPRESO IL  
PERIODO DELL'EVENTO STESSO, DELLA CONCENTRAZIONE DI NOx E' DI  
60,12 mg/Nm<sup>3</sup>.

ALLA PRESENTE SI ALLEGANO LE TABELLE DELLE MEDIE ORARIE  
NORMALIZZATE DEI GIORNI 25 E 26-06-2009

CIVITAVECCHIA 26.06.2009

IL CET *Samuelelli Roberto*

Preparato da:  
REAS

Verificato da:  
CI

Approvato da:  
Direttore UB

Pagina 6 di 6

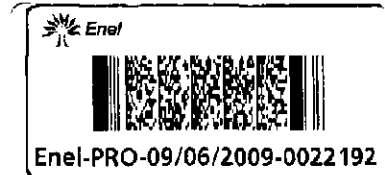
PUBBLICATO A9020136 (PAD - 1216133)



L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA.

DIVISIONE GENERAZIONE ED ENERGY MANAGEMENT  
AREA TECNICA SVILUPPO E ASSISTENZA IMPIANTI

00198 Roma, Viale Regina Margherita 125  
T +39 0683054401 - F +39 0683054406



Spett. le  
Ministero dell'Ambiente e della Tutela del  
Territorio e del Mare  
D.G. per la Salvaguardia Ambientale  
Divisione VI RIS-AIA  
Via C. Colombo, 44  
00147 ROMA  
Fax 06-57225068

e p.c. Ministero dello Sviluppo Economico  
Dipartimento per l'Energia  
D.G. per l'Energia Nucleare, le Energie  
Rinnovabili e l'Efficienza Energetica  
Ufficio XII - Produzione di Energia Elettrica  
Via Molise, 2  
00187 ROMA  
Fax 06-47887783

Commissione Istruttoria per l'Autorizzazione  
Integrata Ambientale AIA - IPPC  
c/o ISPRA  
Via Vitaliano Brancati, 48  
00144 ROMA  
FAX 06-50072450

OGGETTO: Centrale termoelettrica Torrevaldaliga Nord - Riesame dell'autorizzazione unica n. 55/02/2003 del 24 dicembre 2003, limitatamente agli aspetti inerenti l'autorizzazione integrata ambientale. Limiti di emissione del Monossido di Carbonio

Facciamo riferimento alla Vs. comunicazione prot. DSA - 2009 - 0010499 del 28/04/2009, con cui avete trasmesso il verbale definitivo della Conferenza dei Servizi dell'8 aprile 2009, nel corso della quale si è pervenuti alla definizione dell'aggiornamento del Piano di Monitoraggio e Controllo della centrale di Torrevaldaliga Nord, e dei limiti di emissione in atmosfera non solo dei parametri Arsenico, Fluoro e Cloro, come da iniziale obiettivo del riesame avviato, ma anche del Monossido di Carbonio (CO), con un valore prescritto di 50 mg/Nm<sup>3</sup>, calcolato come media giornaliera.

Enel Produzione SpA - Società con unico socio - Sede Legale 00198 Roma, Viale Regina Margherita 125 - Registro Imprese di Roma, Codice Fiscale e Partita IVA 05617841001  
R.E.A. 904803 - Capitale Sociale Euro 1.800.000.000 i.v. - Direzione e coordinamento di Enel SpA

*Salvo*



L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA.

A tale riguardo dobbiamo ribadire quanto già da noi comunicato per le vie brevi al Gruppo Istruttore AIA, ed in particolare che nella fissazione del valore limite di CO è necessario tenere presente che l'obiettivo del suo contenimento contrasta tecnicamente con l'altro forte obiettivo di contenimento della produzione di ossidi di azoto, decisamente perseguito sulle caldaie di TVNord con un avanzato sistema di bruciatori a bassi NOx.

Infatti, come caratteristica base del processo di combustione, la ricerca di assetti ottimizzati per il contenimento degli ossidi di azoto (con più bassi tenori di ossigeno) determinano un incremento della produzione di monossido di carbonio e viceversa. Ancor più sulle caldaie Ultra Super Critiche (USC), come quelle di Torrevaldaliga Nord, la presenza di un impianto di combustione progettato per il massimo contenimento degli ossidi di azoto non consente tecnicamente di scendere con il CO ai valori tipicamente riscontrabili sulle caldaie di più vecchia generazione, equipaggiate con sistemi bruciatori tradizionali, e pertanto l'esperienza di esercizio degli impianti meno recenti è poco utilizzabile per prevedere il comportamento delle caldaie più moderne, come quelle in questione.

Lo stesso documento comunitario del luglio 2006 "Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants - Bref" dà indicazione di livelli di emissione associati alle BAT rilevati in ambito comunitario su un parco di impianti esistenti, e quindi prevalentemente costituiti da generatori di vapore standard, con sistemi di combustione tradizionali. Ne consegue che l'indicazione di valori di riferimento per il CO di 30-50 mg/Nm<sup>3</sup> riportati nel BRef trovano sicura applicabilità per gli impianti tecnologicamente meno avanzati, mentre per quelli di ultima generazione, come nel caso di TV Nord, si rende necessario, almeno per il CO, disporre di una adeguata casistica sui livelli emissivi perseguibili prima di procedere alla definizione di limiti vincolanti per l'esercizio.

Ritornando al caso specifico di TV Nord, all'epoca del progetto delle caldaie, e quindi agli inizi degli anni 2000, rispetto ad un limite di legge per il CO di 250 mg/Nm<sup>3</sup>, ancora oggi vigente, fu richiesto in specifica tecnica di fornitura, così

come riportato nello Studio di Impatto Ambientale, il rispetto di un limite più conservativo, pari a 150 mg/Nm<sup>3</sup>, in linea con l'obiettivo della massima compatibilità ambientale della trasformazione a carbone.

Il fornitore ha pertanto sviluppato il progetto della caldaia con riferimento a questo limite, e proprio oggi, nella corrente fase di messa a punto finale della sezione 4, sta emergendo, sulla base delle prime misure disponibili, l'impossibilità tecnica di ridurre da 150 a 50 mg/Nm<sup>3</sup> il limite emissivo di CO.

A conforto di quanto sopra esposto alleghiamo una specifica lettera del fornitore Ansaldo-Babcock-Hitachi, che risponde alla ns. richiesta di reimpostare l'assetto di caldaia per ottemperare alla prescrizione del nuovo limite di CO di 50 mg/Nm<sup>3</sup>. Il fornitore, nel ribadire che su queste caldaie Ultra Super Critiche non è possibile scendere con il CO sotto il livello di 150 mg/Nm<sup>3</sup>, evidenzia anche che non sono comunque disponibili apparecchiature alternative in grado di assicurare valori di emissione inferiori al limite prescritto di 50 mg/Nm<sup>3</sup>.

Per quanto sopra, e nello spirito della normativa AIA, ripreso al par. 3.5 - "Emendamenti al piano" del Piano di Monitoraggio e Controllo, si richiede con la presente che, alla luce delle misure emissive oggi disponibili sull'impianto di Torrevaldaliga Nord, venga rivalutato il limite di emissione di CO prescritto nella CdS dell'8 aprile 2009, pari al valore di 50 mg/Nm<sup>3</sup>, riportandolo al valore di 150 mg/Nm<sup>3</sup>, come previsto nella specifica tecnica di fornitura e nel SIA.

Aggiungiamo che il mancato recepimento della presente richiesta, in considerazione del già esperito tentativo, senza successo, di fare mettere a punto la caldaia da parte del costruttore in modo da soddisfare il limite di 50 mg/Nm<sup>3</sup> per il CO, comporterebbe di fatto la non esercibilità dell'impianto.

Restando in attesa di Vostre determinazioni, si inviano distinti saluti.

IL RESPONSABILE  
Leonardo Arrighi



Reference: *ATI/EPW/ L/00829*

Date *08/06/2009*

To: *Enel SpA.*  
*Viale Egeo 150*  
*00144 ROMA*  
*Italy*  
For the attention of:  
*Ing. Mauro Pace*

*Response Required (No)*

**Subject: P12TN-Mo1-Torrevaldaliga Nord Power Plant**  
**Supply and erection of 3x660Mwe coal-fired supercritical boilers**  
**Title: Potential change to boiler operating CO emission levels**

*Dear Sirs,*

*On Friday 5 June the ATI Ansaldo Caldaie – BHK received an email advising as follows :-*

*"" As anticipated during the today's meeting, the Authority is going to communicate officially to ENEL a new prescription concerning the Carbon Monoxide (CO) emission consisting in the limit of 50 mg/Nm3 as daily average at boiler outlet.*

*ENEL kindly asks to provide within Monday Your technical evaluation of possible impacts on supplied boiler to achieve the above mentioned new limit, supported by the proven experiences on similar boilers "".*

*The contracted level in 2004 for the Torrevaldaliga Power Plant super critical boiler contract regarding CO emission, is within the European regulations for this kind and size of plant and the plant will achieve this standard.*

*As requested, BHK has researched their records regarding the potentially best emission levels that has been achieved from research findings and also from commercially operating boiler plant containing the same low NOx coal fired burning equipment ( with NOx emissions around 400 mg/Nm3at boiler outlet) and the same excess O2 levels (around 3.5% ) at boiler outlet as provided and installed within the Torrevaldaliga Power Plant.*



**Babcock-Hitachi K.K.**

*The optimum level of CO emissions from recently installed coal fired supercritical boiler plant supplied by BHK and using the same burner equipment is 150 mg/Nm<sup>3</sup>.*

*The industry reference standard for new coal fired boiler plant as provided by the world's leading technologists in coal burning equipment is currently (2009) at the 120 – 150 mg/Nm<sup>3</sup> level.*

*In Japan, the CO emission level is not restricted under existing legislation, however, there exists a voluntary target for power plant operations of this type which is in the range 200 - 300 mg/Nm<sup>3</sup>.*

*Accordingly it is not a feasible proposition to now ask for the provided equipment to perform to the level requested, and indeed there is no alternate equipment available which could provide emissions in accordance with the revised and newly requested level 50 mg/Nm<sup>3</sup>.*

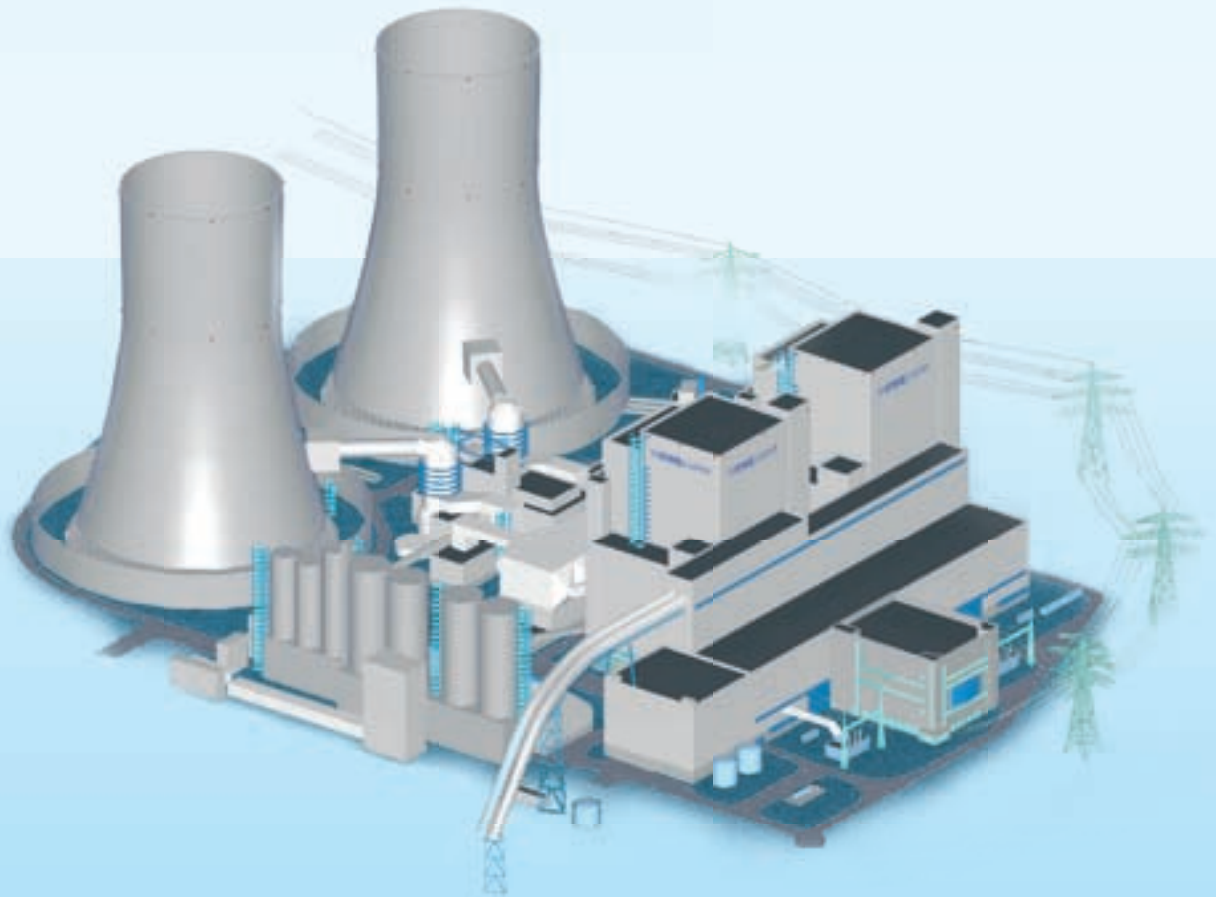
*Sincerely yours*

*Babcock Hitachi  
Project Manager  
T. Katori*

*ATI  
Project Director  
M. Penati*

# WESTFALEN POWER PLANT

New-build project: units D and E.



## NEW-BUILD PROJECT: UNITS D AND E



RWE POWER – ALL THE POWER	3
THE PROJECT	5
HAMM LOCATION	6
THE PLANT AND ITS FUNCTIONAL PRINCIPLE	9
FUNCTIONAL AREAS	12
ENVIRONMENTAL COMPATIBILITY	20

## RWE POWER – ALL THE POWER

RWE Power is Germany's biggest power producer and a leading player in the extraction of energy raw materials. Our core business consists of low-cost, environmentally sound, safe and reliable generation of electricity and heat as well as fossil fuel extraction.

In our business, we rely on a diversified primary energy mix of lignite and hard coal, nuclear power, gas and renewable sources to produce electricity in the base, intermediate and peak load ranges.

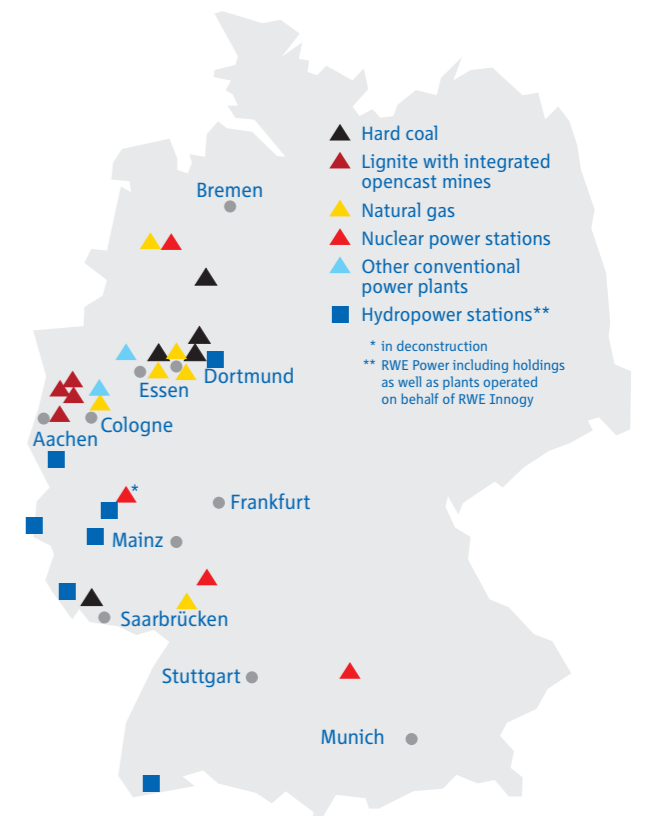
RWE Power operates in a market characterized by fierce competition. Our aim is to remain a leading national power producer and expand our international position, making a crucial contribution toward shaping future energy supplies.

A strategy with this focus, underpinned by efficient cost management, is essential for our success. All the same, we never lose sight of one important aspect of our corporate philosophy: environmental protection. At RWE Power, the responsible use of nature and its resources is more than mere lip service.

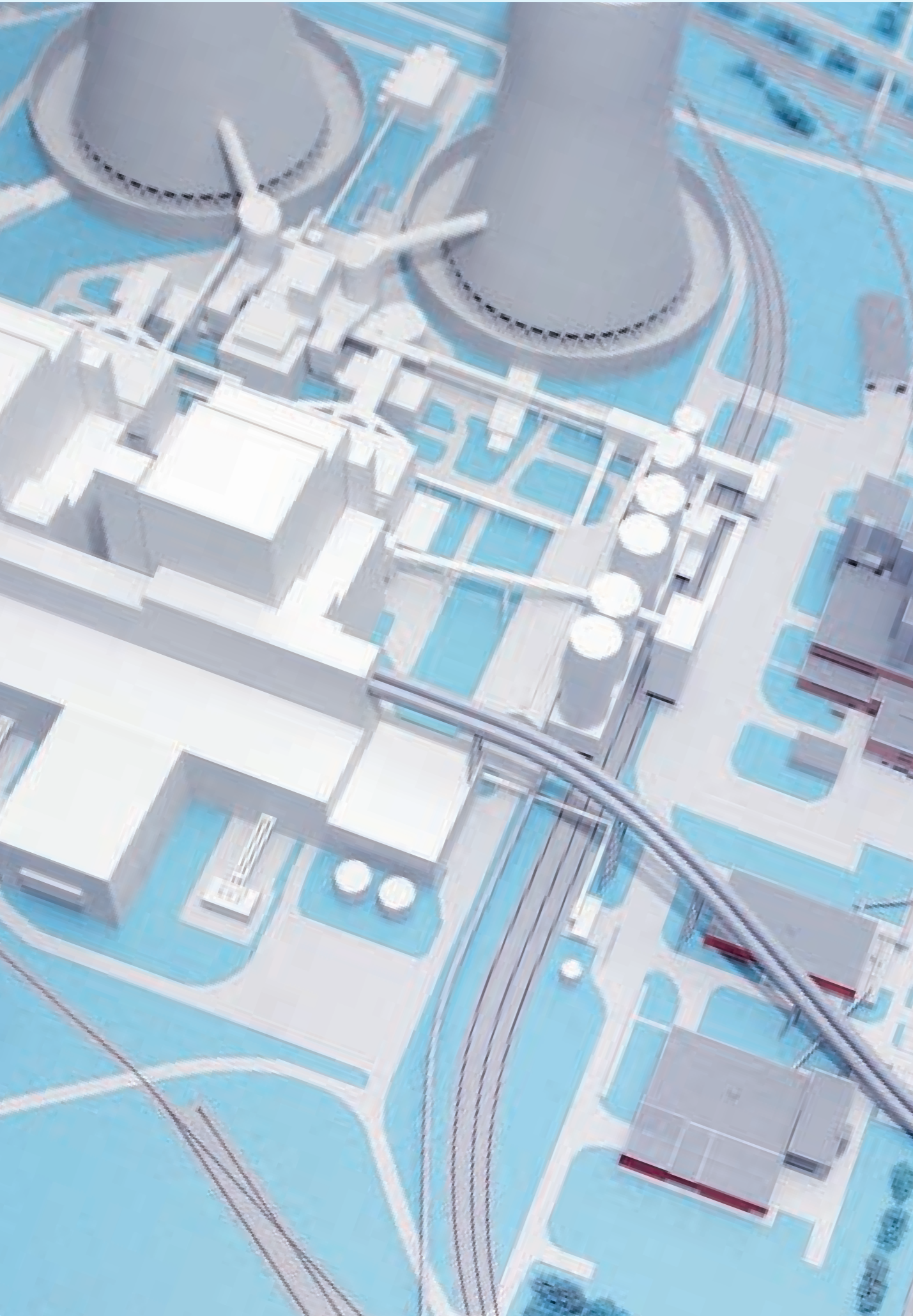
Our healthy financial base, plus the competent and committed support of some 17,000 employees under the umbrella of RWE Power enable us to systematically exploit the opportunities offered by a liberalized energy market.

In this respect, our business activities are embedded in a corporate culture that is marked by team spirit and by internal and external transparency.

Bundling all generation activities at RWE Power has made us no. 1 in Germany, with a 30 per cent share in electricity generation, and no. 3 in Europe, with a 9 per cent share. We wish to retain this position in future as well. That is what we are working for – with all our power.







## THE PROJECT

As part of its power-plant renewal programme costing € 6 billion, RWE Power AG proposes to build a hard coal-fired twin unit at its Westfalen location.

RWE Power in mid-February filed an application with the Arnsberg regional government for the construction and operation of this power station. This is a first step to create a basis in approval law that provides the flexibility needed to implement the power plant by 2011, and is not yet associated with any final construction and investment decision. Such a decision requires that the project can also be assessed from an energy-policy angle. The application records are currently being scrutinized by the authority. The Arnsberg regional government is in charge of the approval procedure.

The two 800-MW power-plant units are to be operated with hard coal and petroleum coke, a coal-like residue from mineral-oil processing. They are to go on stream as units D and E in mid-end-2011. At that point in time, the two old units A and B will already have been shut down.

Thanks to progressive technology, the new power station will be among the most modern of its type worldwide. The plant is to be operated initially in the base load, although it can also be used in the intermediate and partial load at any time, i.e. in times of increased or decreased electricity needs.

The power-plant concept is marked by the aim of high net efficiency in generating electricity from the fuel and, associated with this, lower specific emissions, high plant availability, dependability as well as economic efficiency. The plant engineering deployed to achieve these conditions requires the highest steam parameters, optimized power-plant processes and optimized plant engineering, in addition to advanced technical concepts. Associated with this is the use of high-quality, new materials, specifically for the water-steam cycle. Moreover, the plant can later be retrofitted with a CO<sub>2</sub>

flue-gas scrubber with which the CO<sub>2</sub> can be captured after combustion and stored as soon as this technology is ready for deployment at power stations.

The new power-plant units are largely designed for fully automatic operation. Monitoring of operations is from a central control room.

The construction period for the units, which will be built successively, amounts to about four years. RWE Power is investing some € 2 billion in the location.



## HAMM LOCATION

The two power-plant units are to be erected on today's plant premises in the Uentrop part of Hamm, in the Schmehausen communal district.

The Hamm power-plant location can look back on a long tradition: in 1962 / 63, the power station Westfalen in the Lippe meadows, east of Uentrop-Schmehausen, entered into service. It went online with the two 160-MW units A and B. In order to meet the constantly growing demand for electricity, above all by industry, the location was extended in 1969 to include unit C with an electrical output of 305 MW.

The three plants – along with the two new units applied for – receive their main fuel, hard coal, via the Datteln-Hamm Canal, at the eastern end of which the power plant is located. For some years now, the power station has been producing up to 15 per cent of its furnace thermal rating not from coal, but using a pyrolysis plant linked to unit C, which carbonizes, e. g., old plastics and sorting residues of high calorific value.

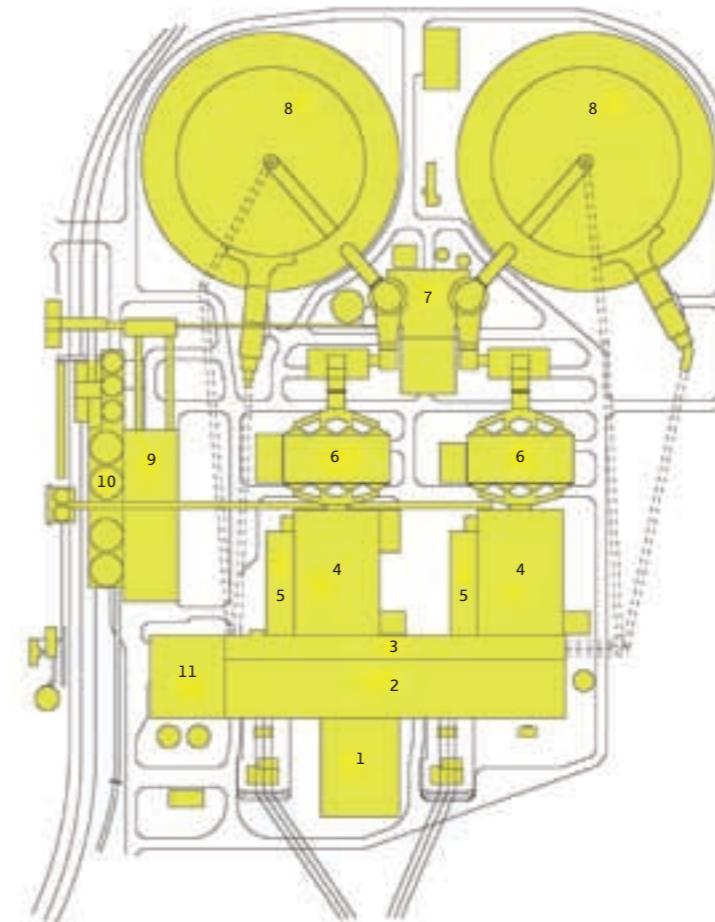
In 1985, the pebble-bed reactor THTR-300 was commissioned on the power-station's grounds. As early as 1989, the plant was shut down again, freed from its essential radioactive components and partially demolished. The remaining parts are safely locked up pending final demolition.

The two new hard coal-fired power-plant units are to emerge south of the old power station and will be integrated completely into the existing location. Outside the power-plant area, no significant additional space is needed.

This location is optimally connected to the traffic network: in addition to its own harbour at the end of the Datteln-Hamm Canal, it has access to the rail network of Ruhr-Lippe-Eisenbahngesellschaft, which inks up to the network of Deutsche Bahn via Hamm's railway station. Autobahn A2 runs some 650 m northwest of the location.



Layout of main construction site



### Key

- 1 Main switch house
- 2 Turbine house
- 3 Turbine house, intermediate building
- 4 Steam generator
- 5 Bunker bay
- 6 Electrostatic precipitator
- 7 FGD
- 8 Cooling tower
- 9 Gypsum-storage facility
- 10 Bin systems
- 11 Water centre



## THE PLANT AND ITS FUNCTIONAL PRINCIPLE

High efficiency, low specific emissions, exemplary availability and economic efficiency: these goals determine the design of the project.

RWE Power not only wishes to build two new units at the Hamm location. In addition, existing plants and systems are to be re-used and adapted to the requirements of the new hard coal-based units. For this, the plants for materials handling, the

intermediate storage facility and the conveyance of the coal must be extended, for instance.

The two new units are designed for fully automatic operation. Staff can monitor operations from a central control room.



### Essential data of the new power station

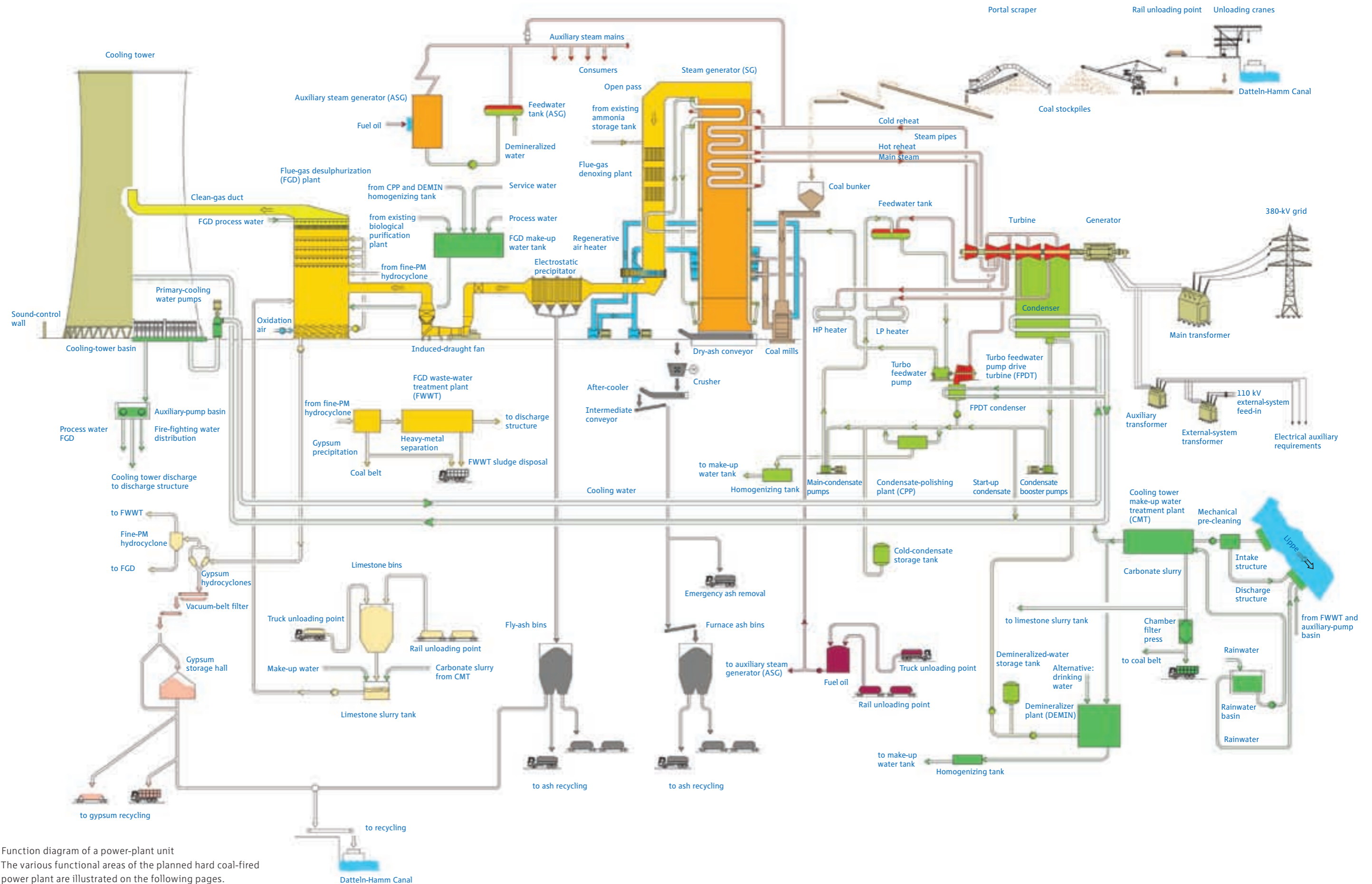
#### Main technical data at nominal load (approximate figures)

Furnace thermal rating	MW <sub>t/h</sub>	2 x 1635 Main steam generator 1 x 135 Auxiliary steam generator**
Gross electrical capacity	MW	2 x 800
Net electrical capacity	MW	2 x 765
Net efficiency	%	approx. 46
Fuel quantity	t/h	2 x 240
Main steam output	kg/s	2 x 600*
Main steam pressure/ main steam temperature	bar/°C	285* / 600*
Hot reheat temperature	°C	610*

\* at the steam-generator outlet

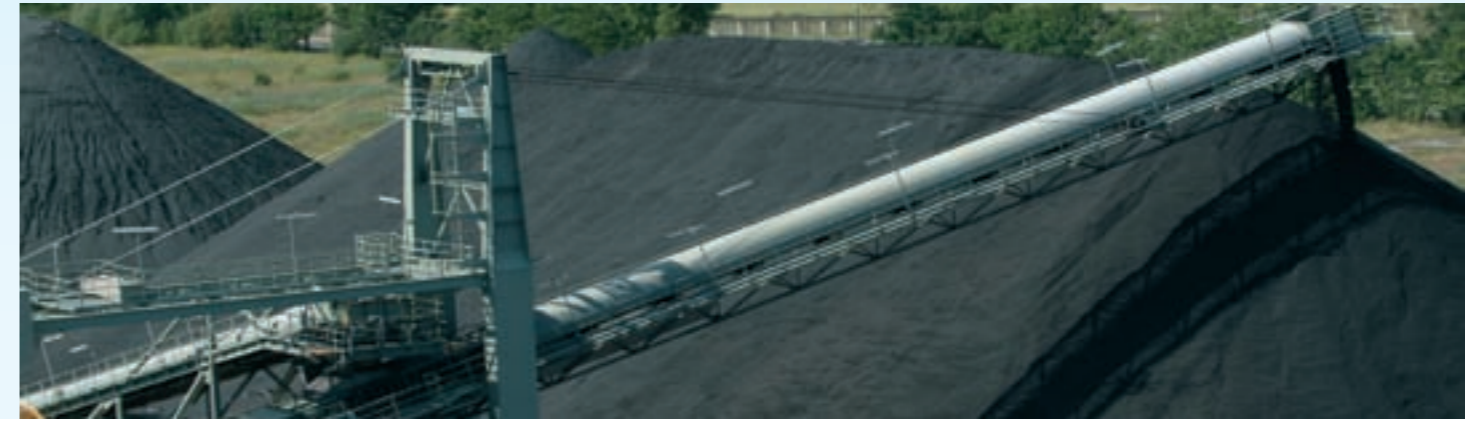
\*\* auxiliary steam generator at nominal load not in operation;  
is available for powering up the plant with a max. furnace thermal rating  
of 150 MW

The plant and its functional principle



Function diagram of a power-plant unit  
The various functional areas of the planned hard coal-fired power plant are illustrated on the following pages.

## DIAGRAM OF A POWER PLANT UNIT



Energy conversion, environmental protection, logistics: a power station is a complex entity combining many different, inter-dependent technical sequences.

In a thermal power plant, chemical energy (from coal) is initially converted into thermal energy by combustion, then in a turbine into kinetic energy and, finally, by generator into electrical energy. But that is not the whole story. Round and about this core process can be found a whole host of activities that mainly serve water and flue-gas treatment and, hence, environmental protection.

### Fuels

The two new steam generators are to use hard coal and petroleum coke. Petcoke is a carbon-rich residue from the mineral-oil industry whose high calorific value has been utilized in power plants for decades. For the start-up burners and the auxiliary steam generator, which is only to be used from time to time, fuel oil is envisaged.

The fuels reach the power station mainly via the Datteln-Hamm Canal. An alternative supply possibility can be ensured by railway. Unload-

ing facilities and coal stockpiles will be expanded for the units D and E. From there, the coal is transported by conveyor to the steam generators' coal bunkers.

### Steam generator

From the day bin, the fuel reaches the coal mills where it is pulverized. The pulverized coal is blown via a swivel burner into the steam generator's furnace.

The fire, at a temperature of up to 1,250° C hot, evaporates water, which flows through planar superheater tube bundles in the furnace and in the wall of the steam generator. There, the fully desalinated and demineralized water, which a power-plant operative refers to as feedwater, evaporates to make so-called main steam. It leaves the steam generator at a temperature of 600° C and a pressure of 285 bar. Thus charged with energy, it flows into a turbine.

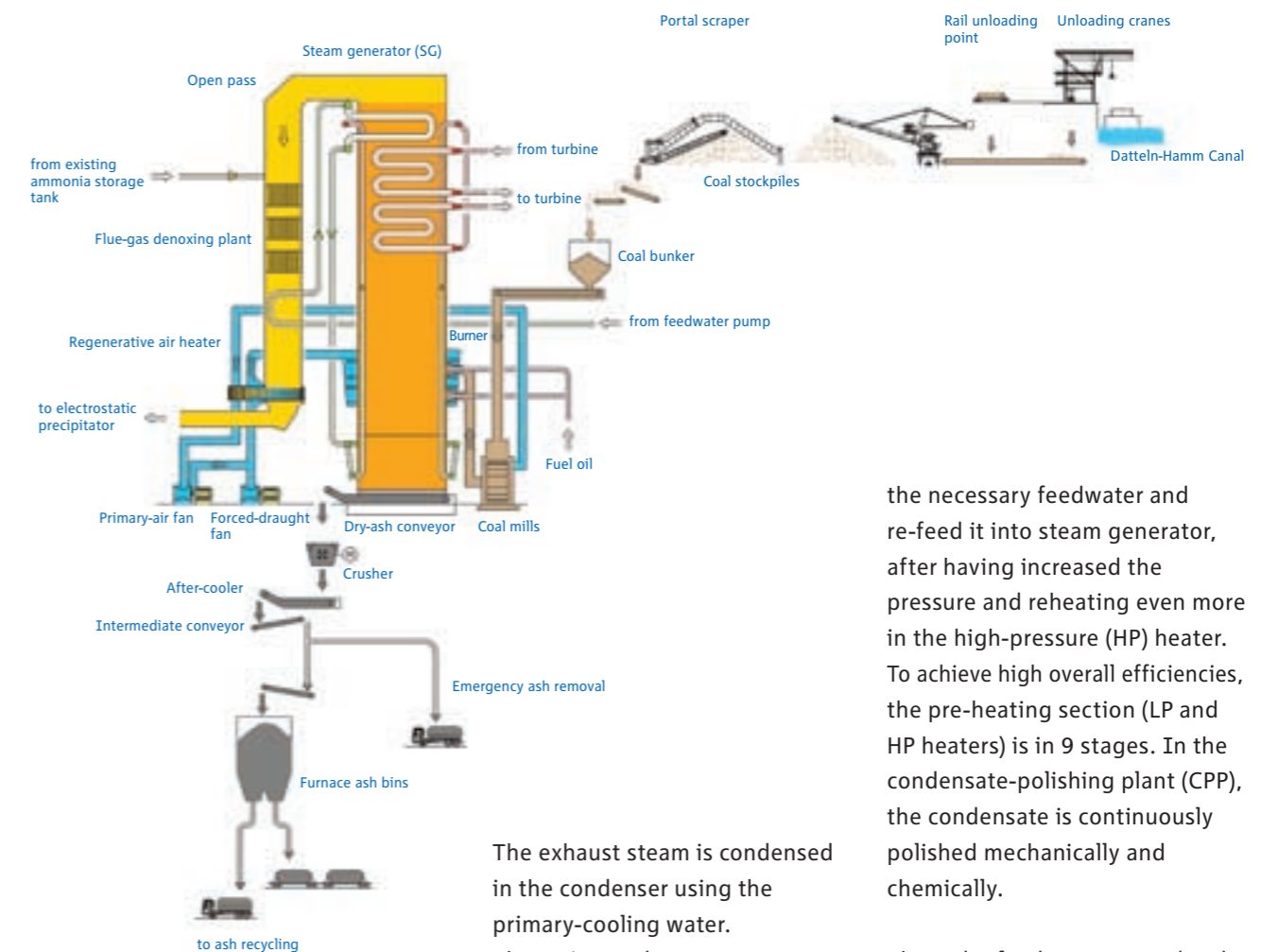
During combustion, ash, too, is produced in addition to thermal

energy. It is withdrawn in a dry state from the steam generator's ash hopper, stored in bins and utilized.

### Water-steam cycle

The high-pressure steam produced in the steam generator enters the high-pressure section of the steam turbine and does mechanical work there, while expanding and cooling. To achieve a high overall efficiency, the steam, after leaving the high-pressure section, is re-routed into the steam generators and reheated.

The superheated steam is again sent back to the turbine in the double-flow medium-pressure section and does further mechanical work, while expanding and cooling further. After leaving the medium-pressure section, the steam flows into the steam turbine's low-pressure section, each of which are designed double-flow, where further mechanical work is performed, expanding and cooling down to exhaust-steam pressure level.



Steam generator with fuel supply and furnace ash disposal.

The exhaust steam is condensed in the condenser using the primary-cooling water.

The main-condensate pumps feed the produced main condensate to the low-pressure (LP) heaters and the feedwater tank and, in the process, reheat it in the various feed-heating stages using extraction steam from the turbine. From the feedwater tank the feedwater pumps withdraw

the necessary feedwater and re-feed it into steam generator, after having increased the pressure and reheating even more in the high-pressure (HP) heater. To achieve high overall efficiencies, the pre-heating section (LP and HP heaters) is in 9 stages. In the condensate-polishing plant (CPP), the condensate is continuously polished mechanically and chemically.

The turbo feedwater pump (TFP) is driven by a separate feedwater pump drive turbine (FPDT). In normal operations, it is supplied with steam by extraction from the main turbine. To supplement the TFP, the plant has a feedwater pump unit driven by electric motor (EFPU).



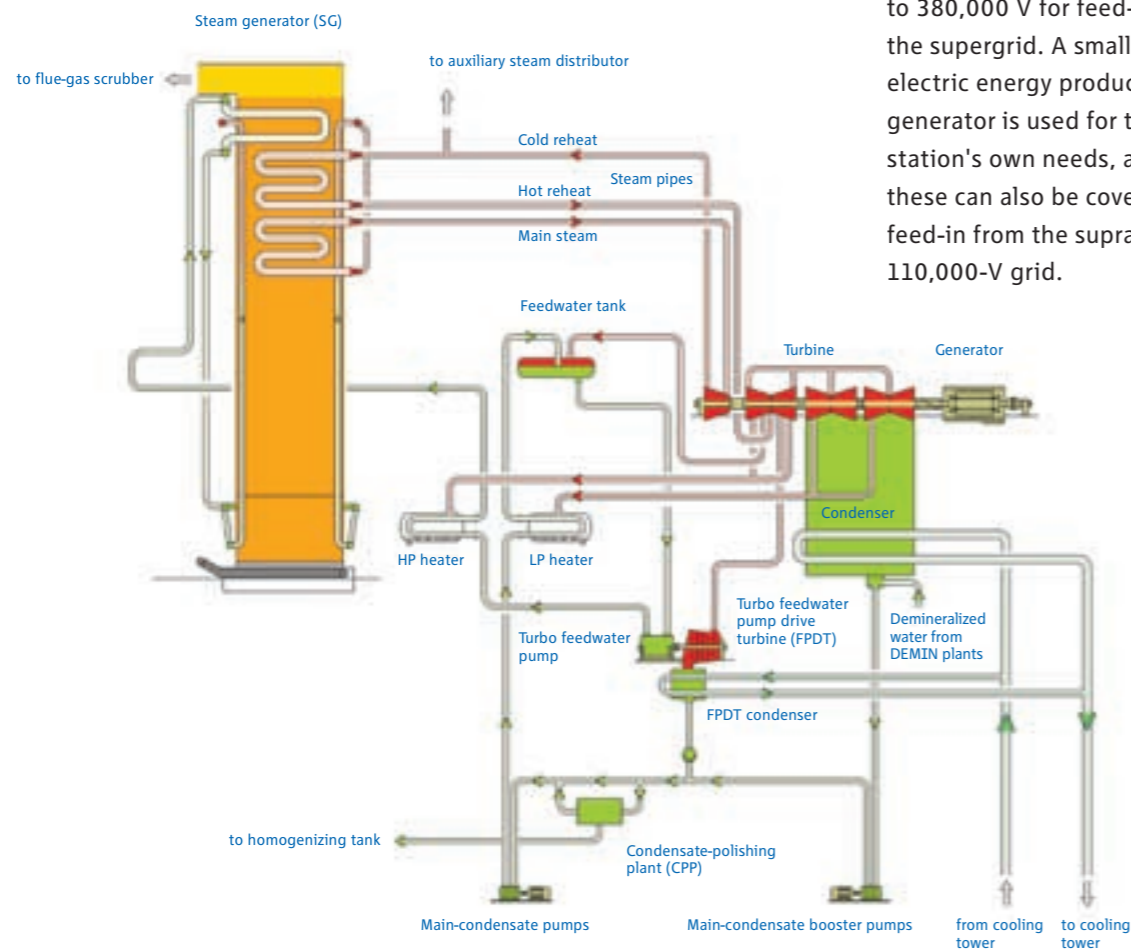
RWE Power is actively backing the tapping of profitable district-heating and process-steam potentials in the vicinity of the power-plant location: for this, steam extraction in the medium-

pressure section of the steam turbine is planned-in for both units. There, the turbine is dimensioned in such a way that retrofitting for steam extraction becomes possible.

**Power generation**

The generator is linked to the turbine via a shared shaft. It converts its rotary motion into electricity according to the dynamo principle. The electricity has a voltage of 27,000 V. Its voltage has still to be increased by the power plant's main transformer to 380,000 V for feed-in into the supergrid. A small part of the electric energy produced in the generator is used for the power station's own needs, although these can also be covered by feed-in from the supra-regional 110,000-V grid.

**Water-steam cycle**



**Flue-gas scrubbing**

The steam generators are equipped with pulverized-coal burners which are operated with low excess air and optimized airflow. This reduces the emergence of nitrogen oxides in combustion from the word go.

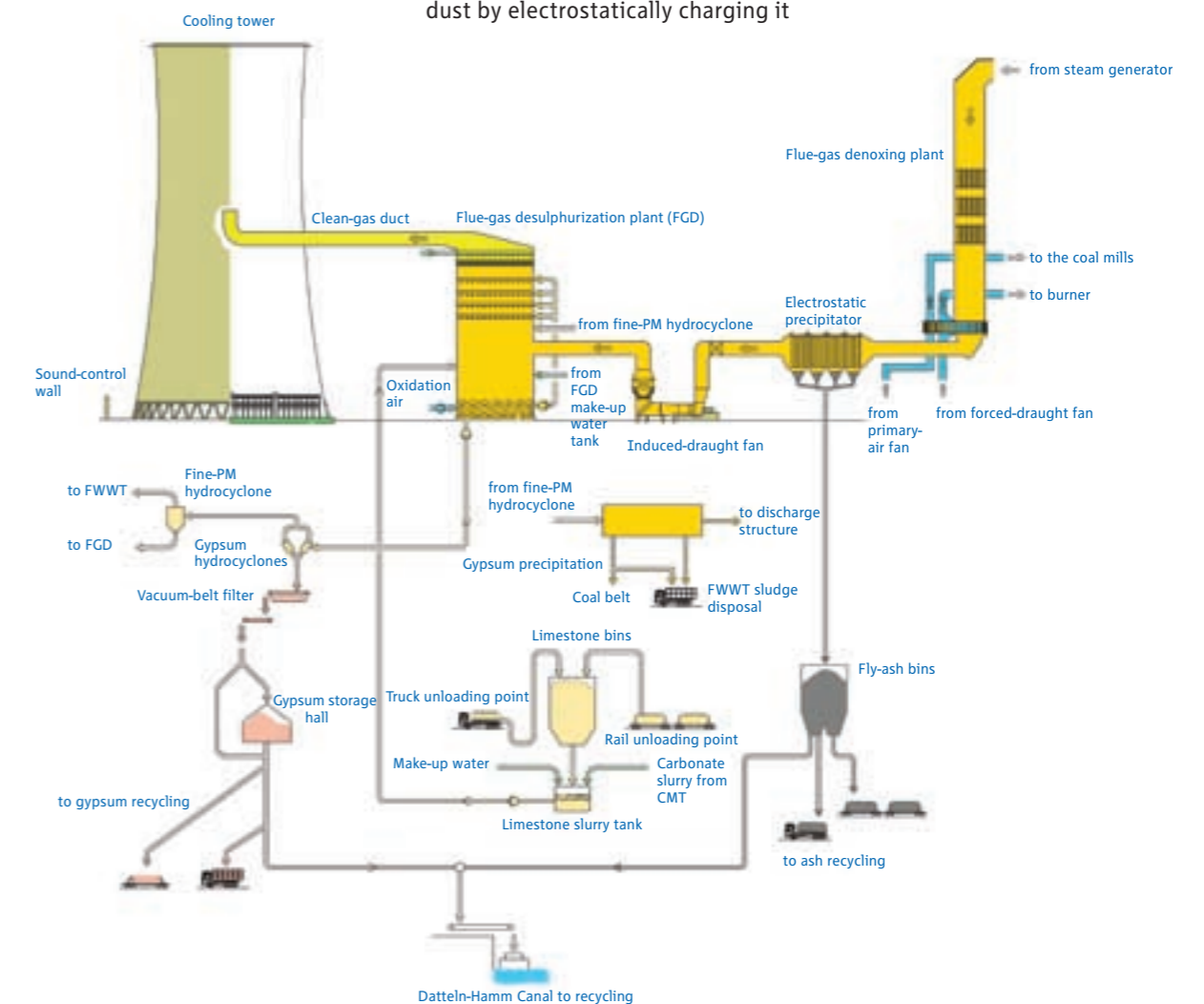
In addition, nitrogen oxides are reduced in a downstream flue-gas denoxing plant. There, the nitrogen oxides react with ammonia using a catalyst to become water and pure nitrogen, the natural components of air.

via discharge electrodes and drawing it to oppositely charged surfaces. In a next step, the sulphur dioxide contained in the flue gas is converted in the atomized spray of a limestone slurry into calcium carbonate, i.e. gypsum, which can be used in the construction-material industry.

The scrubbed flue gases are discharged via the cooling tower.

**Flue-gas path and flue-gas scrubbing**

After that, the flue gases flow through electrostatic precipitators: they separate 99.9 per cent of the dust by electrostatically charging it





**Emissions**

Germany's 13th Ordinance on Air Pollution Control and Noise Abatement (BImSchV) applies to the input of hard coal and petroleum coke in the new units. The emission thresholds are reliably observed. As evidence, the concentrations of dust, sulphur dioxide, carbon monoxide and nitrogen oxides in the flue-gas duct are continuously measured and analysed. All relevant

emissions are transmitted to the supervisory authority using an officially recognized measuring and monitoring system by online data transmission.

The noise-emission threshold under the Technical Instructions on Noise (TA Lärm), too, are observed. This is ensured, inter alia, by the planned sound-control walls at the base of the cooling towers, and by insulating plant

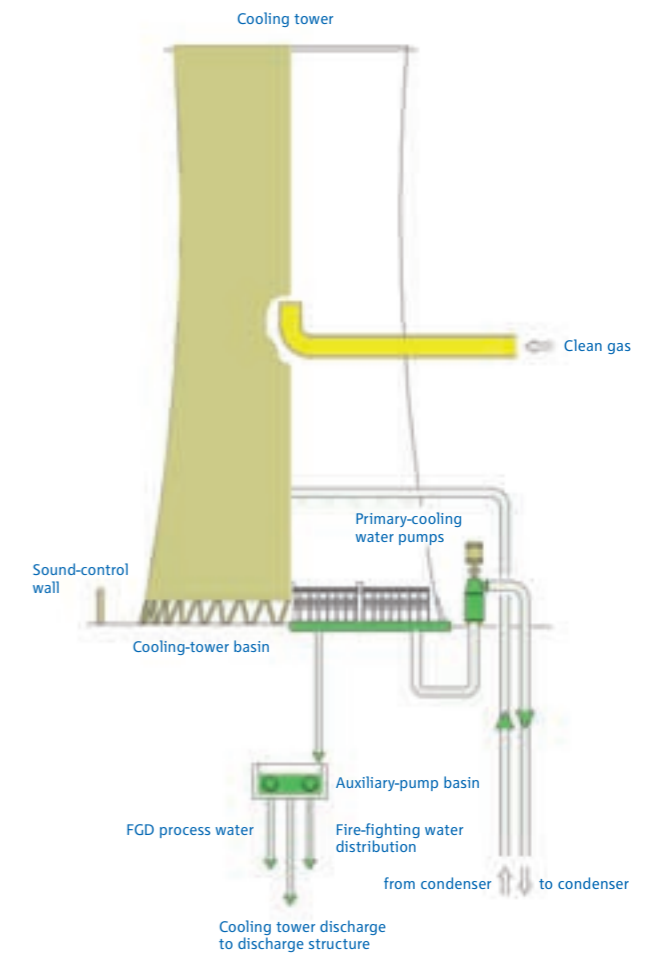
parts, like the induced-draught fan. This was established by an independent expert with a detailed forecast for six measurement points in the plant's environs. The total emissions to be expected were established and assessed by an independent expert, taking account of the initial pollution level within the scope of a detailed noise-emission forecast in the run-up.

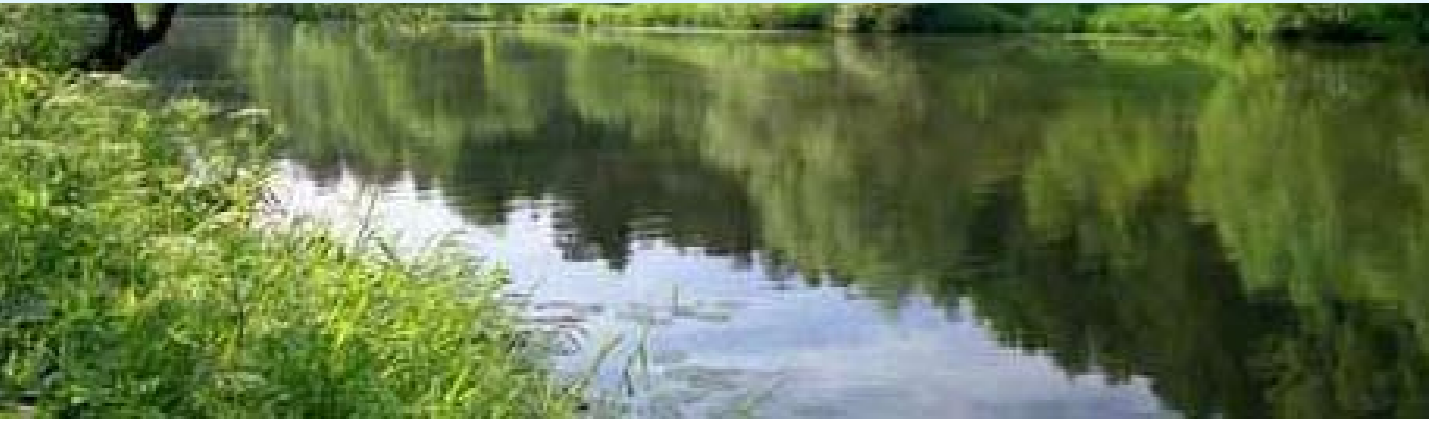
Substance	Daily average value pursuant to 13th BImSchV mg/m <sup>3</sup> STP, dry	Half-hourly values pursuant to 13th BImSchV mg/m <sup>3</sup> STP, dry
Total dust	20	40
SO <sub>2</sub>	200	400
Degree of sulphur separation	> 85 %	> 85 %
NO <sub>2</sub>	200	400
Hg at 6 % O <sub>2</sub>	0.03	0.05
CO at 6 % O <sub>2</sub>	200	400
	Average value across the sampling time (STP, dry 6% O <sub>2</sub> )	Average value across the sampling time (STP, dry 6% O <sub>2</sub> )
Cd, TI	0.05 mg/m <sup>3</sup>	0.05 mg/m <sup>3</sup>
Sb, As, Pb, Cr, Co, Cu, Mn, Ni, V, Sn	0.5 mg/m <sup>3</sup>	0.5 mg/m <sup>3</sup>
As, Cd, Co, Cr, benzo(a)pyrene	0.05 mg/m <sup>3</sup>	0.05 mg/m <sup>3</sup>
Dioxins and furans	0.1 ng/m <sup>3</sup>	0.1 ng/m <sup>3</sup>

**Cooling tower**

Powerful pumps transport the cooling water, at about 27° C, from the condenser to the cooling tower. There, it falls as rain at a height of some 15 m. In the upwind of the cooling tower (stack effect), it cools down to about 17° C. In the process, a small part of the cooling water evaporates and must be replaced. A much larger share is collected in the so-called cooling-tower basin and pumped back to the condenser. So that the cooling towers can adhere to the noise thresholds, a sound-control wall is built around its base.

Cooling tower and cooling-water cycle





**Water treatment**

Power plants have two major water cycles: the water-steam cycle between steam generator, turbine and condenser, and the cooling-water cycle between condenser and cooling tower. The two cycles are not completely closed, but depend on additions of water,

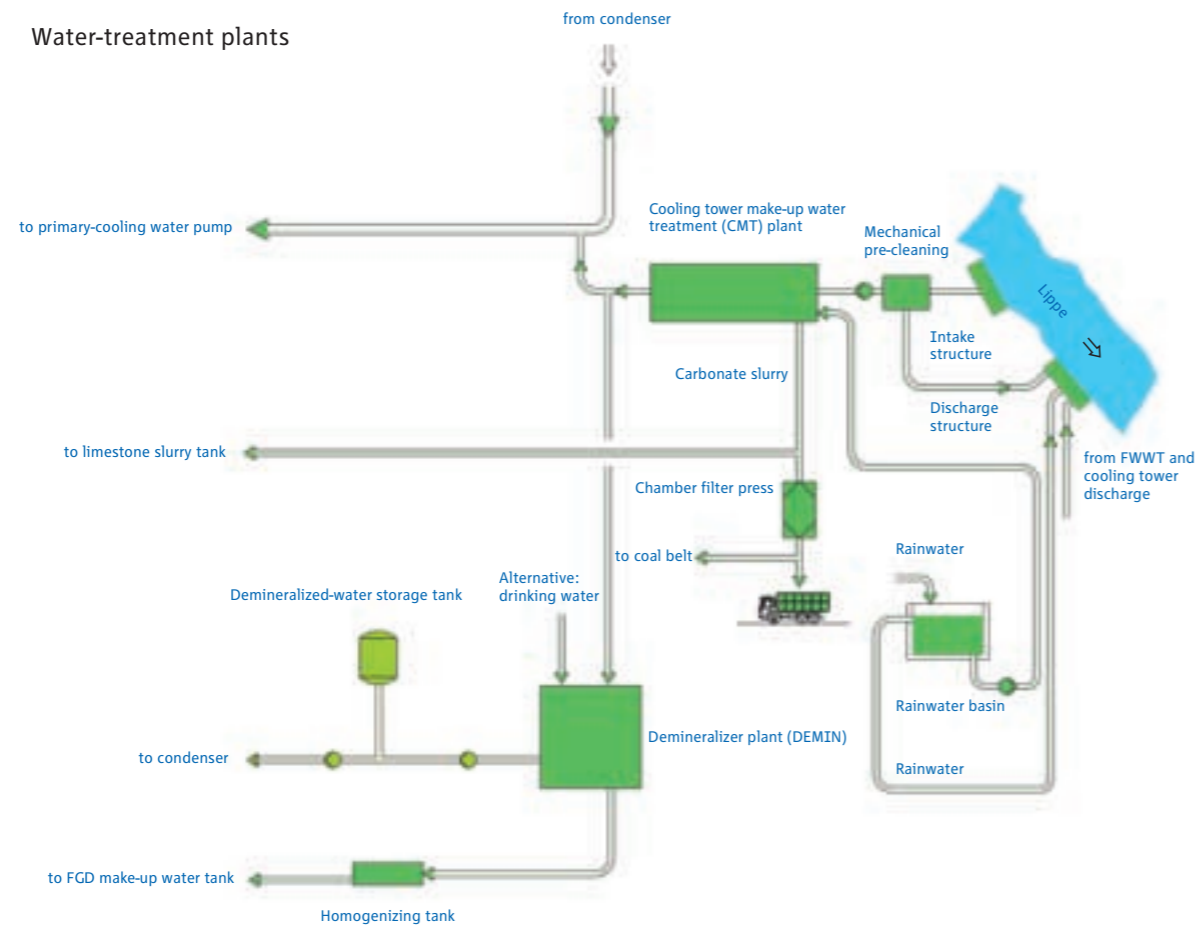
although the required water quantities must be expensively treated before being used. In the evaporation in the cooling tower, the extraneous, dissolved minerals stemming from the Lippe river remain in the cooling water and would impair its quality with growing concentration. This being

so, a sub-stream of the cooling water is separated and re-used in the power-plant process as far as possible. Any unusable amounts are sent back to the Lippe. The water amounts to be replaced are withdrawn from the Lippe as raw water. First, they are mechanically

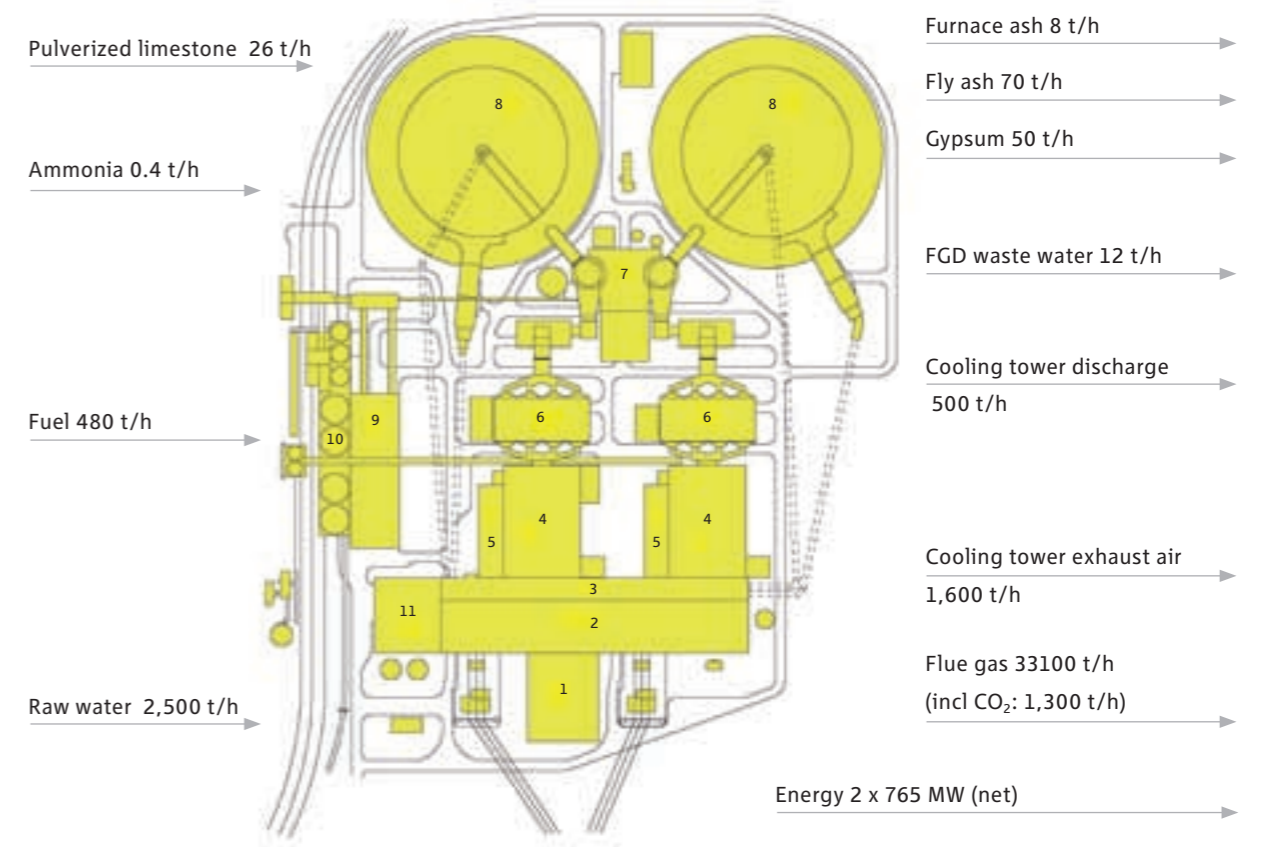
pre-cleaned using racks and screens. The raw water is then brought up to the necessary water quality in a treatment plant and added to the primary-cooling water. By contrast, the water envisaged for the water-steam cycle must

go through one more step: demineralization in a special plant. Alternatively, there is also the option of supplying the demineralizer plant with drinking water.

**Water-treatment plants**



**Important mass flux in normal operations (approximate values)**



- Key**
- 1 Main switch house
  - 2 Turbine house
  - 3 Turbine house, intermediate building
  - 4 Steam generator
  - 5 Bunker bay
  - 6 Electrostatic precipitator
  - 7 FGD
  - 8 Cooling tower
  - 9 Gypsum-storage facility
  - 10 Bin systems
  - 11 Water centre



## ENVIRONMENTAL COMPATIBILITY

The environmental-protection measures envisaged for the new power-plant units safely adhere to all statutory specifications. All the same, it is necessary to check whether the new units will have any impact on the environment, so that the project's environmental compatibility was investigated and assessed by TÜV NORD Systems GmbH & Co. KG as experts.

Backed by a number of technical expertises and data from the specialist authorities of the state of North Rhine-Westphalia (NRW), the implications for natural assets worthy of protection under the Law on Environmental Compatibility were established, taking account of the various interactions.

### Air

To establish the initial pollution level, the data available from measuring stations of the State Office for Nature, the Environment and Consumer Protection NRW were analysed. By way of precaution, the initial pollution level was measured in addition at three locations (vicinity, Lippborg, Beckum). The measurements comprised the parameters dustfall and fine dust, each with an analysis of the heavy-metal concentrations, nitrogen oxides, sulphur dioxide, chlorine, fluorine, dioxins/furans and benzo(a)pyrene.

The analysis of the available data from the measuring network of the state of NRW and the results of the initial pollution level measurements showed that the initial level of all air pollutants is below or largely well below the air-quality thresholds.

Using the calculation methods prescribed by the Technical Instruction on Air-Quality Control

(TA Luft), the additional air pollution from the new units was calculated, and the total pollution to be expected established. In addition, and by way of precaution, the extra pollution was established for which the TA Luft lists no air-quality thresholds. The calculated additional pollution refers in each case to the least favourable situation in the investigated area and to the max. permissible emissions from the new units. In normal operations, actual emissions and, hence, the additional pollution, too, are lower.

The bottom line of this observation is that the permissible air-quality thresholds will be undercut in future total levels for all pollutants as well.

### Climate

As regards the investigated meteorological parameters clouding, fog formation, humidity, precipitation amount as well as dew, white-frost and ice formation, merely short-term implications for the environs are forecast. Measurable effects in an annual mean are only expected from the shadow cast by the cooling towers and their plumes, and from the associated reduction in the hours of sunshine. The project is not expected to bring any overall, relevant changes to the micro-climate in the environs of the plant location.

Since the emission allowances allocated to the power-plant new-build under Germany's Greenhouse-Gas Emission Trading Law (TEHG) are allocated in line with the total CO<sub>2</sub> emission amounts available, and any difference must be covered by buying in emission rights, it is ensured that the CO<sub>2</sub> emissions from operating the planned hard coal-fired twin units slot into the national climate-protection concept for lowering greenhouse gases.

### Prepared for CO<sub>2</sub> capture

RWE Power feels an obligation to meet the energy and climate targets, so that the Company is engaged in vigorous research into zero-CO<sub>2</sub> coal-based power generation. For this, RWE Power is investing well above € 1 billion. From the results, the power station in Westfalen, too, will benefit. The new units are already designed in such a way that they can later be retrofitted with economically defensible CO<sub>2</sub> flue-gas scrubbers.

### Soil

The two new power-plant units will be erected on the existing power-station terrain. For the structures and traffic infrastructure, a surface of some 11 ha will be used and permanently concreted. Further surfaces on a scale of 25 ha will be used temporarily during the construction phase. No particularly sensitive or soil worthy of protection is affected by the land use.

Due to the low additional burdens from air pollutants resulting from the operation of the plant, no relevant additional pollution need be expected for the soil in the two units' area of impact owing to the deposition of air pollutants.

### Water

Water, as an asset worthy of protection, is divided into groundwater and surface water.

According to the results of the soil analyses, no extensive lowering of the groundwater level is necessary during construction.





The sealing of the surfaces for the structures and traffic infrastructure leads to a lowering of the local rate of groundwater recharge. Owing to the newly concreted surfaces and the groundwater situation, no change to the regional rate of groundwater recharge is expected, however. Since – due to the low additional burdens from air pollutants resulting from the operation of the plant – no relevant additional pollution is to be expected for the soil in the two units' area of impact from the deposition of air pollutants, no relevant additional pollution for the groundwater via the soil > groundwater impact path need be assumed, either.

Among the surface waters, the Lippe river is of special significance, because water is withdrawn from the Lippe to offset the evaporation losses in the heat discharged via the cooling towers, and some of the cooling-tower water is discharged into the Lippe together with the treated FGD waste water.

The Lippe, in the area between Hamm and the confluence with the Rhine, is affected by numerous waste-water discharges and water withdrawals for cooling purposes. Accordingly, it is burdened materially and thermally. The largest quantity of the water discharged by the Westfalen power plant has

the quality of concentrated Lippe water without any relevant, chemical additions. Due to the low amount of treated FGD water discharged, relative to the Lippe's flow rate, no relevant changes to the chemical water quality of the Lippe downstream of the discharge point need be expected in the future.

The warming of the Lippe water associated with the discharge of cooling water is restricted under the specifications of Germany's Fish-Water Quality Ordinance (FGQV). The max. warm-up range will amount to 3° K in future. Normally, the warm-up range in the aimed-at operating mode, at values of 0.2-0.3 K, will be well below this.

Overall, no relevant changes to the Lippe's water quality are expected from the water withdrawals and the discharges. This being so, no substantial, adverse implications for the flora and fauna in the Lippe need be feared. For the waters in the power plant's farther environs, just like in the case of soil and groundwater, what applies is that, due to the low additional burdens from air pollutants resulting from the operation of the plant, no relevant additional burden from the deposition of air pollutants is forecast.

#### Plants, animals, biotopes, landscape

With the erection of the structures and the traffic infrastructure, incl ancillary surfaces, biotopes on an area of some 20 ha will be permanently used up. Furthermore, a surface totalling about 25 ha will be needed during the construction phase for site set-up surfaces, parking spaces and infrastructure facilities. The area affected by the building interference are mainly fallow surfaces on the works' terrain involving wild-growing areas, bushes and young succession-forest surfaces. The biotopes used during the construction phase mainly concern arable land, some fallow arable land as well, grassland and copses. No biotopes specially worthy of protection are used. The project is also associated with impairments to the fauna – especially bird fauna – by the loss of breeding habitats, noise and disruptive effects.

No disadvantageous implications for plants, animals and biotopes from air pollutants need be expected due to the low additional pollutants resulting from operating the plant. This is true of both direct implications from gaseous pollutants and dusts, and of implications via the soil > plants > animals path by any enrichment with pollutants down the food chain.

Overall, the impairments for plants, animals and biotopes must be classified as considerable due to the land use. However, thanks to the envisaged compensation measures, these are offset in their entirety.

The construction of the two units with two cooling towers measuring approx. 165 m as the biggest structures will also cause a considerable impairment of the landscape within a radius of some 10 km. In

this respect, it must be taken into account that the power-plant location is already marked by industrial use and, due to the existing power station with its cooling towers, a considerable initial burden exists for the landscape.

The interference with nature and landscape is compensated in line with the specifications of NRW's Landscape Act by taking landscape-management measures. The measures are described in an accompanying landscape conservation plan.

#### Humans

Relevant impairments for the residents in the power plant's vicinity need be expected neither from air pollutants nor from noise. In both cases, the various air- and noise-pollution thresholds will be safely observed in the future as well.

Any strain on the air from germs constituting a health hazard can likewise be excluded. This is evidenced by measuring the germ pollution in the cooling water and the air at comparable locations.

Overall assessment of environmental compatibility  
Overall, the investigations and data analyses showed that the impairments of air, climate, soil and water must be classified as low and, hence, as insignificant. For humans, too, no relevant impairments are expected. Plants, animals and humans are exposed neither directly nor indirectly via interaction to any relevant pollutants. Any impairments for nature and landscape resulting from the use of biotopes during the project and any implications for the landscape are offset by taking landscape-management measures.

