



## Indice

<b>INTRODUZIONE .....</b>	<b>4</b>
<b>CHE COSA E' L'AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE.....</b>	<b>6</b>
<i>Cosa sono le BAT? .....</i>	6
<i>Il recepimento della Direttiva nella legislazione nazionale.....</i>	7
<b>LA SITUAZIONE ATTUALE .....</b>	<b>8</b>
Come funziona .....	9
<i>Moduli a Ciclo Combinato (5 – 6).....</i>	9
<i>Unità Termoelettrica tradizionale.....</i>	10
<i>Combustibili: rifornimento, movimentazione e stoccaggio.....</i>	11
<i>Combustione e trattamento fumi.....</i>	12
<i>Ciclo delle acque.....</i>	13
Qualche dato .....	15
<b>IL TRANSITORIO 1 .....</b>	<b>18</b>
Come funziona .....	18
<i>Generatore di vapore .....</i>	18
<i>Trattamento fumi .....</i>	19
<i>Acqua condensatrice .....</i>	19
<i>Turbina 20</i>	
<i>Alternatore.....</i>	20
<i>Trasformatore.....</i>	20
<i>Stazioni elettriche.....</i>	20
Qualche dato .....	20
Cosa cambia rispetto all'attuale .....	23
<b>IL TRANSITORIO 2 .....</b>	<b>24</b>
Come funziona .....	24
<i>Condensatori e sistema acqua circolazione .....</i>	24
Qualche dato .....	26
Cosa cambia rispetto al Transitorio 1 .....	28
<b>LA SITUAZIONE FINALE .....</b>	<b>28</b>
Quali altre alternativa ci sarebbero state .....	29
<b>LA COMPATIBILITÀ CON L'AMBIENTE .....</b>	<b>31</b>
Qualità dell'aria .....	31
<i>Localizzazione e caratterizzazione delle fonti inquinanti .....</i>	31
<i>Stima della dispersione in atmosfera delle emissioni della Centrale .....</i>	33
Acqua .....	39
<i>La configurazione attuale .....</i>	39
<i>La configurazione finale ed i transitori.....</i>	41
<i>Stima della dispersione termica in acqua .....</i>	41
Rumore.....	43
<i>Definizione dei ricettori e rilievi sperimentali.....</i>	44
<i>Stima della dispersione acustica .....</i>	47
Rifiuti .....	47
<i>Produzione dei rifiuti e stoccaggio provvisorio in Centrale .....</i>	48
<b>IL MONITORAGGIO .....</b>	<b>49</b>

---

Sistemi di monitoraggio emissioni in aria .....	49
Rete Rilevamento Qualità dell'Aria .....	49
Biomonitoraggio della qualità dell'aria .....	50
Sistemi di controllo scarichi idrici .....	50
Sistemi di monitoraggio acque di falda .....	50
<b>IL SISTEMA DI GESTIONE AMBIENTALE .....</b>	<b>51</b>

## STORIA DELLE REVISIONI

Numero revisione	Data	Protocollo	Lista delle modifiche e/o dei paragrafi modificati
0	02.07.2006	A6018338	Prima emissione

## INTRODUZIONE

La centrale termoelettrica ENDESA di Tavazzano – Montanaso, con riferimento al Dlgs 59/2005 di “Attuazione integrale della direttiva 96/61/Ce relativa alla prevenzione e riduzione integrata dell’inquinamento”, richiede l’Autorizzazione Integrata Ambientale per l’esercizio nella sua configurazione attuale e per quello nelle configurazioni successive fino al 2014.

Come previsto dalla normativa citata, ed al fine di permettere un maggior coinvolgimento di tutti i portatori di interesse, questo documento vuole sintetizzare gli aspetti salienti, dal punto di vista progettuale ed ambientale, della documentazione tecnica allegata alla domanda di autorizzazione, in un linguaggio che permetta la facile comprensione e la trasparenza.

L’attuale configurazione autorizzata per la Centrale è quella che fu approvata in sede di esclusione dalla VIA (nota del Ministero dell’Ambiente n. 4461/VIA/A.0.13.B. del 10 aprile 2001). Essa è costituita dai moduli a ciclo combinato 5 e 6 (per complessivi 1.154 MW alimentati a gas naturale) e dalla sezione termoelettrica 8 di 320 MW, alimentata con una miscela di gas naturale 75 % e olio combustibile denso 25 %.

La configurazione futura prevista da ENDESA per il 2015<sup>1</sup>, alla quale si arriverà dopo un periodo di transitorio, prevede l’esercizio delle sezioni a ciclo combinato autorizzate 5 e 6 insieme con l’esercizio di un’ulteriore sezione a ciclo combinato 9 da 391 MW alimentata anch’essa a gas naturale e i cui fumi sono scaricati in un camino da 120 metri.

Le configurazioni transitorie attraverso la quale Endesa intende arrivare a quella futura prevedono i seguenti passaggi:

- Mantenimento in servizio del gruppo 7 fino all’entrata in esercizio commerciale del Gruppo 9 con la condizione che, in combinazione con il gruppo 8, la produzione complessiva su base annua (e le relative emissioni) non superi quella di un solo gruppo da 320 MW, così come attualmente autorizzato (2006 – 2009). Inoltre entro il 31/12/2008 così come stabilito dalla Delibera della Giunta Regionale n. 17989 del 28 Giugno 2004 le sezioni a ciclo combinato 5 e 6 verranno adeguate per rispettare i limiti di emissione in atmosfera.
- Dismissione del gruppo 7 al momento dell’entrata in esercizio commerciale del gruppo 9 e riduzione della produzione annua del gruppo 8, a quella di un gruppo equivalente a 160 MW (2009).
- A partire da gennaio 2010 per l’esercizio del gruppo 8 sarà utilizzato solo gas naturale e ci sarà un’ulteriore progressiva riduzione della produzione annua, fino alla definitiva chiusura entro il quinto anno dall’entrata in esercizio commerciale del gruppo 9 (2010 – 2014).

<sup>1</sup> In fase di approvazione da parte del Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio, nell’ambito della procedura di Valutazione di Impatto Ambientale

C'è da evidenziare che in tutte le situazioni di transitorio, i limiti alla produzione dei diversi gruppi si riferiscono sempre alla produzione annua, non è quindi da escludere la possibilità che, in caso di richiesta del Gestore della rete di trasporto nazionale e per periodi definiti, i vari gruppi possano funzionare contemporaneamente e anche a massimo carico.

Le configurazioni considerate sono quindi riassunte nella seguente tabella.

Configurazione	Periodo	Assetto
<b>Attuale</b>	2006	2 moduli a ciclo combinato (sez 5 e 6) 1 modulo tradizionale alimentato a olio (sez. 8)
<b>Transitorio1</b>	2006 - 2009	2 moduli a ciclo combinato (sez 5 e 6) moduli tradizionali alimentati a olio + gas (sez. 7 e 8)
<b>Transitorio2</b>	2009	3 moduli a ciclo combinato (sez 5, 6 e 9) 1 modulo tradizionale alimentato a olio + gas (sez. 8)
	2010 - 2014	3 moduli a ciclo combinato (sez 5, 6 e 9) 1 modulo tradizionale alimentato a gas (sez. 8)
<b>Futura</b>	2015	3 moduli a ciclo combinato (sez 5, 6 e 9)

Tuttavia ai fini della presente richiesta di autorizzazione non è considerata la configurazione futura che sarà oggetto del primo rinnovo dell'autorizzazione stessa.

## CHE COSA E' L'AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE

L'Unione Europea ha una serie di disposizioni comuni in merito all'autorizzazione degli impianti industriali. Queste disposizioni sono esposte nella cosiddetta direttiva IPPC del 1996<sup>2</sup> (IPPC sta per Integrated Pollution Prevention and Control - in italiano, Prevenzione e Riduzione Integrate dell'Inquinamento) e rappresenta una nuova strategia, comune a tutta l'UE, per aumentare le "prestazioni ambientali" dei complessi industriali soggetti ad autorizzazione ambientale.

Tutti gli impianti elencati nell'Allegato I della direttiva devono ottenere un'autorizzazione dalle autorità competenti nei paesi dell'Unione Europea. Senza questa autorizzazione, gli impianti non possono funzionare.

Le autorizzazioni devono essere basate sul concetto delle migliori tecniche disponibili (Best Available Techniques, BAT), così come sono definite nell'articolo 2 della direttiva. In molti casi "BAT" significa un miglioramento ambientale piuttosto sostanziale e per le aziende è a volte molto costoso adattare i propri impianti alle BAT.

Lo strumento scelto per armonizzare le procedure e le condizioni d'autorizzazione nell'Unione Europea è una direttiva. Questa contiene i regolamenti di base per le autorizzazioni integrate. "Integrate" significa che le autorizzazioni devono tenere in considerazione l'intera prestazione dell'impianto nei confronti dell'ambiente, ossia emissioni nell'aria, nell'acqua e nel suolo, produzione di rifiuti, uso delle materie prime, efficienza energetica, rumore, prevenzione degli incidenti, gestione dei rischi, ecc.

### *Cosa sono le BAT?*

In accordo con la definizione ufficiale le BAT sono le "migliori tecniche disponibili", ovvero la più efficiente e avanzata fase di sviluppo di attività e relativi metodi di esercizio indicanti l'idoneità pratica di determinate tecniche a costituire, in linea di massima, la base dei valori limite di emissione intesi ad evitare oppure, ove ciò si riveli impossibile, a ridurre in modo generale le emissioni e l'impatto sull'ambiente nel suo complesso. In particolare si intende per:

- **migliori**, le tecniche più efficaci per ottenere un elevato livello di protezione dell'ambiente nel suo complesso;
- **tecniche**, sia le tecniche impiegate sia le modalità di progettazione, costruzione, manutenzione, esercizio e chiusura dell'impianto;
- **disponibili**, le tecniche sviluppate su una scala che ne consenta l'applicazione in condizioni economicamente e tecnicamente valide nell'ambito del pertinente comparto industriale, prendendo in considerazione i costi e i vantaggi, indipendentemente dal fatto che siano o meno applicate o prodotte in ambito nazionale, purché il gestore possa avervi accesso a condizioni ragionevoli.

Dato che le autorizzazioni devono basarsi sulle BAT, le autorità competenti hanno bisogno di assistenza per stabilire quali tecniche siano le BAT. L'Allegato IV della direttiva contiene i criteri che devono essere presi in considerazione per determinare le BAT. Inoltre, la Commissione Europea organizza uno

scambio d'informazioni fra gli esperti dagli Stati Membri dell'Unione Europea, dell'industria e delle organizzazioni ambientali. Questo lavoro è coordinato dall'Ufficio Europeo dell'IPPC ed è stato diviso in circa 30 settori, in base alle linee dell'Allegato I della direttiva.

### ***Il recepimento della Direttiva nella legislazione nazionale***

La direttiva 96/61/Ce è stata inizialmente trasfusa nell'ordinamento giuridico nazionale dal Dlgs 4 agosto 1999, n. 372 (in esito alla delega conferita dal Parlamento al Governo con l'articolo 21, legge 128/1998) limitatamente agli impianti esistenti. Tale decreto recepiva la direttiva 96/61, ma si applicava solo agli impianti esistenti: quelli nuovi (e le modifiche sostanziali di quelli esistenti) restavano soggetti alla normativa autorizzatoria preesistente.

Il suddetto decreto è stato successivamente abrogato dal decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59 "Attuazione integrale della direttiva 96/61/Ce relativa alla prevenzione e riduzione integrata dell'inquinamento" che ha esteso il campo di applicazione dell'AIA agli impianti nuovi e alle modifiche sostanziali apportate agli impianti esistenti (Gazzetta Ufficiale n. 93 del 22 aprile 2005).

Il decreto prevede una chiara ripartizione di competenze fra Stato e Regioni (o Province autonome); "autorità competente" al rilascio dell'Aia è:

- il Ministero dell'ambiente per tutti gli impianti esistenti e nuovi indicati in un apposito allegato (Allegato V - Categorie di impianti soggetti ad Aia statale);
- "l'autorità individuata (...) dalla Regione o dalla Provincia autonoma" per gli impianti non indicati in tale allegato V.

Quindi, da un lato il Ministero dell'ambiente, dall'altro le Regioni (e Province autonome) che sono libere di indicare l'autorità competente Aia, regionale o provinciale, che preferiscono.

Sia per quella di competenza statale che per quella di competenza regionale, il decreto prevede un procedimento unico per il rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale.

L'autorizzazione avrà una validità di cinque anni (otto per gli impianti registrati Emas e sei per quelli certificati ISO 14001).

---

<sup>2</sup> Direttiva 96/61/Ce relativa alla prevenzione ed alla riduzione integrata dell'inquinamento (Ippc - Integrated Prevention Pollution Control) (GU L 257 del 10/10/1996, pag. 26.)

## LA SITUAZIONE ATTUALE

La Centrale di Tavazzano e Montanaso occupa un'area di circa 70 ettari nei comuni di Montanaso Lombardo e di Tavazzano con Villavesco. Dista 25 km da Milano e 5 km da Lodi, affacciandosi sulla Via Emilia (S.S.9) ed è in prossimità dell'autostrada A1 e del collegamento ferroviario Milano-Piacenza-Bologna.

L'impianto è dedicato alla produzione di energia elettrica ed utilizza come combustibili gas naturale ed olio combustibile denso a basso tenore di zolfo.

Il sito produttivo consta, nello stato di riferimento preso in esame, di due moduli a ciclo combinato (gruppi 5 e 6) e di una sezione termoelettrica tradizionale (sezione 8).

Dei quattro gruppi termoelettrici degli anni 50-60 (sezioni 1, 2 3 e 4), dismessi nel corso degli anni '80, è in fase di programmazione lo smantellamento e demolizione.

Negli anni '70 ebbe inizio la costruzione delle due unità 5 e 6, da 320 MW ciascuna, che entrarono in servizio negli anni 1981-1982; in seguito fu progettato il raddoppio, con la realizzazione di due ulteriori unità da 320MW (Unità 7 e 8), che entrarono in servizio negli anni 1991-92.

Nel 2002 Endesa ebbe l'autorizzazione a trasformare i gruppi 5, 6, 7 in cicli combinati da 400 MW ciascuno. Tale trasformazione prevedeva di installare, nell'area occupata dalle preesistenti caldaie, tre impianti turbogas (TG) della potenza di 250 MW ciascuno ed i relativi generatori di vapore a recupero (GVR). Il vapore prodotto utilizzando il calore residuo dei gas di scarico dei turbogas sarebbe stato utilizzato nelle preesistenti turbine a vapore delle unità convenzionali per produrre un'ulteriore aliquota di energia elettrica (pari a circa 130 MW per ciascuna unità). Successivamente, per ottimizzare i tempi di fuori servizio degli impianti da convertire, Endesa chiese l'autorizzazione ad una modifica del progetto, consistente nell'installazione dei TG e dei GVR in un'area differente da quella utilizzata dalle precedenti caldaie termiche e realizzando due Moduli a ciclo combinato: il Modulo 5, di potenza elettrica complessiva pari a circa 800 MW, costituito da due TG (TGA e TGB) e due GVR (GVRA e GVRB), con vapore confluyente nella preesistente turbina dell'Unità 5, ed il Modulo 6, di potenza elettrica complessiva pari a circa 400 MW, costituito da un TG (TGC) ed un GVR (GVRC), con vapore confluyente nella preesistente turbina a vapore dell'Unità 6. I fumi prodotti dai gruppi turbogas, dopo aver attraversato i rispettivi GVR, vengono convogliati ad una nuova ciminiera metallica tricanne, di altezza 130 m. Tale modifica fu autorizzata, con la prescrizione di fermare il gruppo 7 al rientro degli impianti sostitutivi del gruppo 6.

Dal 2002 al 2005 la centrale è stata dunque interessata dai lavori di trasformazione e di avviamento dei nuovi impianti, che sono entrati in servizio commerciale rispettivamente il 20 gennaio 2005 (Modulo 5) ed il 24 novembre 2005 (Modulo 6).

Nella configurazione a partire dal 31 dicembre 2005 la centrale è dunque così costituita:

Unità	Potenza lorda	Entrata in esercizio commerciale
Modulo 5 (TGA+TGB+TV5)	760 MW	Gennaio 2005
Modulo 6 (TGC+TV6)	380 MW	Novembre 2005
Unità 8	320 MW	Aprile 1992

Tale configurazione rappresenta la configurazione di riferimento “attuale” alla quale si riferiscono le modifiche oggetto della presente richiesta di Autorizzazione Integrata Ambientale.

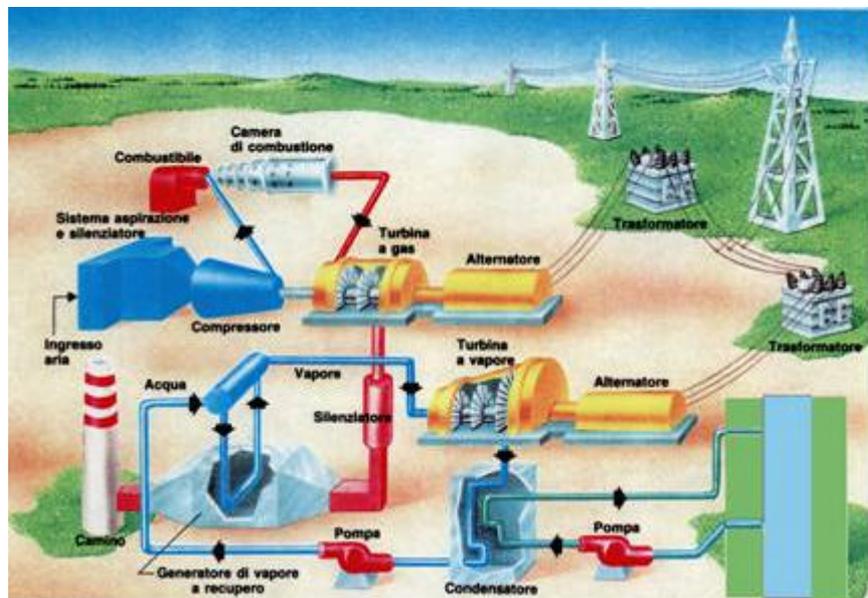
## Come funziona

L'attività principale svolta nel sito è la generazione, trasformazione ed immissione in rete di energia elettrica. Come prima accennato sommariamente, il sito di Tavazzano e Montanaso è stato recentemente oggetto di una significativa trasformazione: da una situazione precedente, in cui erano installate 4 Unità in ciclo convenzionale, caratterizzate dalla presenza di caldaie a combustione, alimentabili a gas naturale o ad olio, alla realtà odierna, in cui la produzione è realizzata in quantità prevalente da impianti in ciclo combinato, caratterizzati da un maggior rendimento ed alimentati esclusivamente a gas naturale.

### Moduli a Ciclo Combinato (5 – 6)

La tecnologia del ciclo combinato consiste essenzialmente nell'abbinamento di due sistemi: un ciclo turbogas ed un sistema di generazione con acqua-vapore, come schematicamente rappresentato in figura.

Il ciclo turbogas è costituito da una turbina a gas, completa di un combustore all'interno del quale avviene il processo di combustione tra il combustibile (gas naturale) ed il comburente (aria ambiente). L'energia liberata dalla combustione mette in rotazione la turbina. L'aria che partecipa alla combustione subisce inizialmente una filtrazione spinta e successivamente una compressione ad opera di un compressore assiale multistadio. Collegato all'asse del turbogas vi è un alternatore che genera energia elettrica la quale, mediante un trasformatore, è poi erogata alla rete. I fumi caldi in uscita dalla turbina a gas (a temperatura pari a circa 600°C) sono convogliati in un generatore di vapore a recupero, che trasforma l'acqua in esso circolante in vapore ad idonee condizioni di temperatura e pressione. Il vapore



Il vapore viene condensato e pompato nuovamente nel generatore di vapore a recupero. Il sistema include anche un sistema di aspirazione e silenziatore, un camino, un silenziatore, un condensatore e una pompa.

così prodotto è inviato in una turbina a vapore, che pone in rotazione un secondo alternatore, con ulteriore aliquota di energia elettrica prodotta.

L'utilizzo di turbine a gas accoppiate a caldaie a recupero permette di ottenere rendimenti più elevati rispetto a quelli delle Unità convenzionali (56% circa a fronte di un 39% tipico delle Unità tradizionali), in quanto parte dell'energia termica scaricata nei fumi è recuperata ed utilizzata per produrre un'ulteriore aliquota di energia elettrica. Anche l'impatto ambientale è notevolmente inferiore rispetto a quello generato dalle Unità convenzionali di pari potenza elettrica. Già il solo aumento di rendimento consente di produrre stesse quantità di energia utilizzando minori quantità di combustibile e, dunque, con minore inquinamento. Inoltre la combustione del gas naturale non dà luogo ad emissioni di ossidi di zolfo (SO<sub>2</sub>) e di polveri filtrabili. Infine, la particolare tecnologia utilizzata nei combustori (modello DLN 2.0 di General Electric) consente di ridurre in maniera significativa la produzione degli ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>) rispetto a quelli generati da una caldaia tradizionale.

La configurazione specifica dell'impianto di Tavazzano e Montanaso è caratterizzata dalla presenza di due Moduli a ciclo combinato, il Modulo 5 ed il Modulo 6, che sostituiscono le precedenti Unità convenzionali 5 e 6. Il Modulo 5 è costituito da due turbogas (TG A e TG B), ognuno dei quali produce una prima aliquota di energia elettrica, con un proprio alternatore di potenza pari a 250 MWe. I gas di scarico dei turbogas sono convogliati in due generatori di vapore a recupero (GVR A e GVR B), che inviano il vapore prodotto nella preesistente turbina della "vecchia" Unità 5. Tale turbina pone in rotazione il preesistente alternatore, che produce ulteriori 260 MWe. Pertanto, in definitiva, la potenza elettrica complessivamente generata dal Modulo 5 è pari a  $2 \times 250 + 260 = 760$  MWe circa, in luogo dei 320 MWe erogati dalla preesistente Unità 5.

Il Modulo 6 è, invece, costituito da un unico turbogas (TG C), che produce una prima aliquota di energia elettrica con il proprio alternatore, di potenza pari a 250 MWe. I gas di scarico del turbogas sono convogliati nel generatore di vapore a recupero GVR C, il cui vapore è inviato alla preesistente turbina dell'Unità 6, il cui alternatore produce ulteriori 130 MWe. La potenza complessiva del Modulo è, dunque, pari a  $250 + 130 = 380$  MWe, in luogo dei precedenti 320 MWe erogati dalla preesistente Unità 6.

I fumi in uscita da ogni GVR sono emessi all'atmosfera dal rispettivo camino, che fa parte della ciminiera a tre canne appositamente costruita.

### ***Unità Termoelettrica tradizionale***

Gli elementi essenziali dell'Unità convenzionale 8 sono:

- **Il Generatore di vapore** è costituito da una caldaia in cui il calore prodotto dalla combustione (realizzata con gas naturale e/o olio combustibile nel rispetto dei limiti di emissione di inquinanti al camino) è trasferito all'acqua di alimento che si trasforma in vapore. Le pareti della caldaia sono costituite da pannelli di tubi percorsi dall'acqua o da vapore e all'interno di essa vi sono ulteriori scambiatori di calore a serpentina.
- **La Turbina a vapore** trasforma l'energia termica del vapore in energia meccanica, ponendo in rotazione l'alternatore. E' costituita da tre stadi di alta, media e bassa pressione, installati su un unico asse. Il vapore, dopo aver attraversato i tre stadi della turbina, è scaricato al condensatore.

- **L'Alternatore** trasforma l'energia meccanica fornita dalla turbina in energia elettrica, che viene erogata alla rete dopo che la sua tensione è stata elevata adeguatamente grazie ad un Trasformatore. L'elevazione della tensione consente di effettuare il trasporto dell'energia a grandi distanze minimizzando le perdite lungo il percorso.
- **Il Condensatore** ha la funzione di recuperare il vapore scaricato dalla turbina, condensandolo e rendendolo disponibile per un nuovo ciclo. Esso è costituito da un numero elevato di tubi attraversati dall'acqua di raffreddamento, prelevata dal canale Muzza. Il vapore scaricato dalla turbina, a contatto con tali tubi, si raffredda trasformandosi in acqua. L'acqua è prelevata da idonee pompe per tornare nel generatore di vapore e riprendere il ciclo.

### ***Combustibili: rifornimento, movimentazione e stoccaggio***

I combustibili utilizzati in Centrale per la produzione di energia elettrica sono il gas naturale e l'olio combustibile denso a basso tenore di zolfo. Nei cicli combinati si può usare esclusivamente gas naturale.

Nella fase iniziale di avviamento delle caldaie tradizionali, i bruciatori sono alimentati normalmente con gas naturale. Successivamente si utilizza una combinazione di gas naturale e di olio combustibile. L'accensione dei bruciatori è realizzata con dispositivi chiamati "torce pilota", alimentati a metano ed a gasolio.

L'approvvigionamento di olio combustibile avviene mediante trasporto per ferrovia (ferrocisterne) e su strada (autobotti).

L'olio combustibile è scaricato dalle autobotti e dalle ferrocisterne in aree attrezzate mediante manichette ed inviato ai serbatoi di stoccaggio utilizzando pompe. Il sistema di scarico opera a pressione atmosferica con temperature dell'olio combustibile comprese tra 40 e 60 °C.

Il gas naturale utilizzato è prelevato dalla rete di distribuzione nazionale tramite un allacciamento al metanodotto ad alta pressione. In un'area dedicata, posta in prossimità dell'ingresso del metanodotto in Centrale, la pressione del gas è ridotta a circa 10 bar; poi il combustibile è addotto tramite tubazioni aeree alle caldaie tradizionali, dove viene ulteriormente decompresso, prima di essere inviato ai bruciatori. Per i cicli turbogas invece è ridotto fino a circa 30 bar e poi inviato, sempre mediante tubazioni aeree, ai combustori delle turbine a gas.

### ***Deposito degli oli combustibili***

La Centrale è dotata di due depositi olio combustibile, posizionati uno a Sud e l'altro a Nord della SS 9 (Via Emilia). Nel Parco combustibili Sud si trovano le stazioni di scarico del combustibile liquido, sia di quello approvvigionato tramite ferrocisterne, provenienti dal raccordo ferroviario con le F.S., sia di quello approvvigionato con autobotti, provenienti dalla SS 9. Tramite pompe, l'olio combustibile è trasferito sia ai serbatoi dello stesso parco Sud sia a quelli del parco Nord.

Nel Parco Sud sono dislocati 3 serbatoi da 50.000 m<sup>3</sup>, dei quali solo due in servizio, ed un serbatoio da 21.000 m<sup>3</sup> non più utilizzato da anni. Nel Parco Nord sono localizzati altri 4 serbatoi di olio combustibile da 50.000 m<sup>3</sup> ciascuno e due serbatoi da 2000 m<sup>3</sup> per lo stoccaggio del gasolio, di cui uno

solo in esercizio. In tale area è ubicata anche la stazione di scarico delle autobotti che riforniscono il gasolio.

Ogni serbatoio per l'olio combustibile è del tipo a tetto galleggiante ed è sistemato in un proprio bacino di contenimento, destinato a contenere accidentali fuoriuscite di prodotto.

### ***Combustione e trattamento fumi***

Ciclo termoelettrico tradizionale: nelle Unità di produzione termoelettrica la trasformazione dell'energia chimica del combustibile in energia elettrica avviene mediante la reazione di combustione del gas naturale e dell'olio combustibile denso in una caldaia per la generazione di vapore. Il consumo di olio combustibile per la produzione di 320 MWe lordi è di circa 70 t/h (tonnellate-ora) mentre quello del gas naturale, per la produzione della stessa potenza, è di circa 80.000 Nmc/h (Normalmetricubi-ora).

I bruciatori per i combustibili (olio combustibile, gas naturale), sono sistemati su vari piani della caldaia.

Il processo della combustione all'interno della caldaia è regolato sia dal rapporto fra aria comburente e combustibile sia dalla temperatura.

La regolazione della miscela aria/combustibile avviene di norma automaticamente, secondo parametri definiti e con un eccesso di aria regolato in maniera tale da diminuire la formazione di incombusti senza peraltro incrementare quella degli ossidi di azoto (NOx).

La fase di combustione è caratterizzata dai seguenti aspetti di carattere ambientale:

- prevenzione d'incidente (scoppio)
- massimizzazione dell'efficienza
- minimizzazione della produzione d'inquinanti

In merito al pericolo di formazione di miscele esplosive in caldaia o in altre parti del sistema (condotti, camini), sono adottati particolari criteri di conduzione (prolungati flussaggi di aria) nelle fasi di avviamento e riavviamento dopo fuori servizio della caldaia e sono disposti una serie di controlli e blocchi automatici per garantire che questi flussaggi siano attuati.

Anche in merito alla massimizzazione dell'efficienza, ovvero alla massima produzione di energia in rapporto al potere calorifico del combustibile, sono adottati particolari criteri di conduzione (atomizzazione del combustibile, regolazione del rapporto aria/combustibile).

La gestione delle problematiche relative alla formazione di ossidi di zolfo, ossidi di azoto, monossido di carbonio e polveri, che costituiscono i principali sottoprodotti della combustione, è affrontata attraverso provvedimenti gestionali (scelta dei combustibili), tecnici (gestione della combustione) ed impiantistici (bruciatori ed elettrofiltri). I fumi della combustione sono dispersi in atmosfera per mezzo di camini alti 250 metri.

Ciclo turbogas: I turbogas sono di costruzione General Electric ed utilizzano per la combustione gas naturale. Il consumo di gas naturale per la produzione di 253 MWe lordi è di circa 66.000 Nmc/h.

Per la combustione utilizzano combustori a secco (DLN 2.0), che producono bassissimi livelli di NOx (<50 mg/Nmc riferiti al 15% di O2 libero nei fumi secchi), in linea con la migliore tecnologia oggi

ragionevolmente impiegabile su impianti del genere. La riduzione della concentrazione degli NOx prodotti è ottenuta realizzando un particolare tipo di combustione, tecnicamente denominata “premix”, caratterizzata da una fiamma lunga e fredda. Tale tipo di combustione si ottiene sostanzialmente premiscelando combustibile e comburente prima dell'immissione in camera di combustione. La premiscelazione può essere effettuata solo al di sopra di una potenza minima (solitamente definita “Minimo tecnico ambientale”), in quanto ai carichi più bassi determinerebbe instabilità della fiamma. Per questo motivo nella fase di avviamento la modalità di combustione è differente ed è tecnicamente denominata “diffusion”, in quanto caratterizzata dalla diffusione simultanea di combustibile e comburente in camera di combustione. In tali condizioni può essere visibile una leggera colorazione gialla dei fumi, indicativa della presenza di più elevati valori di NOx. Il passaggio dalla modalità “diffusion” alla modalità “premix”, con conseguente drastica riduzione degli NOx, è automaticamente realizzato in salita di carico ad un valore di potenza elettrica erogata poco inferiore al minimo tecnico ambientale.

### *Ciclo delle acque*

L'acqua utilizzata nelle diverse attività di produzione della Centrale (servizi ed esercizio) è approvvigionata dal canale Muzza.

Esclusivamente per gli usi civili (mensa e sanitari) si utilizza un pozzo di emungimento delle acque di falda profonda, per il quale è stata ottenuta concessione d'uso da parte degli Organismi competenti, per una portata pari a 6,4 l/s. L'acqua è inviata ad un'autoclave, che garantisce una pressione adeguata a tutte le utenze. Non è previsto alcun ulteriore accumulo. La potabilità è controllata periodicamente mediante analisi eseguite da un laboratorio esterno.

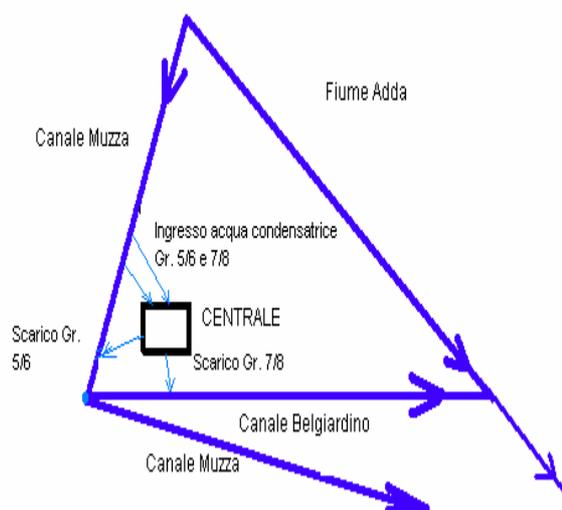
### *Raffreddamento macchinari*

La Centrale utilizza per il ciclo di raffreddamento acqua prelevata dal canale Muzza nella misura massima di 50 m<sup>3</sup>/s.

Le portate del canale Muzza assumono valori diversi in relazione ai periodi stagionali, poiché le acque sono impegnate dagli utenti irrigui del Consorzio di Bonifica Muzza-Bassa Lodigiana, che ha compiti di gestione delle utenze del canale stesso e di regimazione delle acque.

La Centrale può disporre di 43 m<sup>3</sup>/s per tutto l'anno, elevabili a 50 m<sup>3</sup>/s da aprile a settembre.

In generale, al fine di garantire il funzionamento della Centrale, il canale Muzza è costantemente alimentato fino alla Centrale stessa. Nei periodi in cui è necessario prosciugarlo a valle della Centrale, il suo flusso è inviato al canale



Belgiardino. In condizioni normali, il canale Belgiardino scarica nel fiume Adda la portata di acqua eccedente il fabbisogno irriguo delle zone a valle, garantendo comunque un flusso minimo necessario alla sopravvivenza della fauna ittica (vedi schema in Figura).

#### *Gestione dei reflui idrici (raccolta, trattamento e restituzione delle acque)*

Le acque reflue di Centrale sono raccolte da un sistema di tubazioni e/o canalizzazioni atte a formare reti di raccolta distinte per tipologia di acqua; questi circuiti fanno capo all'Impianto Trattamento Acque Reflue (ITAR).

In relazione alla qualità dell'acqua raccolta è previsto un trattamento di depurazione specifica, e precisamente un trattamento per le acque inquinate da agenti chimici (Trattamento acqua acide/alcaline), un trattamento per le acque inquinabili da oli (Trattamento oleoso) ed un trattamento per i reflui biologici (Trattamento biologico).

- Per le acque acide/alcaline, derivate principalmente dal processo di demineralizzazione e dalla raccolta di acque di lavaggio dell'impianto, la depurazione avviene trasformando le sostanze disciolte e in sospensione in sostanze insolubili, mediante aggiunta di opportuni reagenti che favoriscono processi di flocculazione e di precipitazione.
- Per le acque che possono essere state a contatto con oli e per quelle meteoriche di prima pioggia raccolte nei piazzali dei parchi combustibili, la depurazione avviene mediante vasche API (che separano gli oli in superficie) e serbatoi di decantazione. L'olio recuperato è trasferito ai serbatoi di stoccaggio combustibile e l'acqua viene inviata alla sezione trattamento acque acide/alcaline o alla vasca finale.
- La sezione acque biologiche opera il trattamento delle acque sanitarie (uffici, mensa, foresteria, servizi nelle Unità) convogliate da apposita rete fognaria. Dopo il passaggio attraverso un sistema di filtrazione e triturazione delle parti grossolane, il refluo è sottoposto a trattamenti biologici di tipo aerobico, ad un trattamento di debatterizzazione a raggi ultravioletti e quindi avviato alla vasca di acque acide/alcaline.

Tutte le acque, dopo i diversi trattamenti sopra descritti, confluiscono in una vasca finale, nella quale è operato in continuo il controllo prima dello scarico di pH, temperatura, conducibilità, contenuto oli e torbidità. In ogni caso è possibile interrompere ciascun flusso alla vasca finale e riavviare il refluo a stoccaggio in opportuni serbatoi, per ulteriori controlli e trattamenti.

Sono escluse da tale passaggio le acque meteoriche cadute in aree non inquinabili e quelle di seconda pioggia del parco sud, che vengono direttamente inviate al canale Muzza o alla Roggia Marcona. Paratoie ad azionamento manuale hanno lo scopo di favorire l'intercettazione del singolo scarico a fronte di imprevedibili sversamenti o sporcamento di strade o piazzali.

#### *Scarico acque di raffreddamento*

L'acqua del canale Muzza utilizzata per il raffreddamento può configurarsi come un prelievo ed una restituzione contemporanei, a seguito dei quali l'acqua mantiene inalterate le proprie caratteristiche chimico-fisiche, salvo un aumento di temperatura. Le Unità di produzione dispongono di opere di presa

e di scarico; tutte prelevano dal canale Muzza, mentre la restituzione avviene nel canale stesso per i Moduli 5/6 e nel canale Belgiardino per le Unità 7-8.

Il limite di legge fissato dal D.Lgs. 152/99, sulla temperatura dell'acqua scaricata nei canali artificiali è di 35°C. Tale limite non rappresenta, di solito, un vincolo significativo per il funzionamento della Centrale e la temperatura media annua dell'acqua a valle è di circa 18°C, con variazioni stagionali che restano generalmente contenute al disotto dei 32°C.

Per caratterizzare, anche, la perturbazione termica indotta nel fiume Adda, è stato ultimato nel 1998, dal Laboratorio Enel di Piacenza, uno studio basato sull'elaborazione di una cospicua serie di dati idrologici storici relativi ai corsi d'acqua citati, che ha permesso di elaborare un modello matematico per la stima della distribuzione delle temperature dopo l'immissione del Belgiardino in Adda.

Un ulteriore limite, fissato dalla Convenzione con gli Enti locali del 1992, fissa in 8.5 °C il massimo incremento di temperatura fra l'acqua in ingresso e quella in uscita. Tale valore varia normalmente fra 4°C e 7,5°C in relazione alla potenza elettrica prodotta ed allo scambio termico.

Per il controllo della temperatura allo scarico sono installati appositi sistemi di monitoraggio, che consentono di intervenire in caso di necessità.

## Qualche dato

Si riportano di seguito i dati fondamentali relativi all'esercizio dell'impianto allo stato attuale.

<b>PRODUZIONE ATTUALE DI ENERGIA ELETTRICA</b>				
Modulo/Sezione	5	6	8	
Potenza termica	1400	700	800	
Potenza lorda (MW)	760	380	320	
Rendimento lordo	55,8	56	41	
Potenza al netto dei consumi interni (MW)	750	375	300	
Producibilità lorda (GWh, per 8.000 h/anno)	6657	3328	2803	

<b>BILANCIO DI ENERGIA</b>						
Apparecchiatura	Combustibile utilizzato	ENERGIA TERMICA		ENERGIA ELETTRICA		
		Potenza termica di combustione (MWt)	Energia prodotta (MWht)	Potenza elettrica nominale (MW)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)
Turbogas A modulo 5	Gas	700	6.132.000	380	3.328.800	3.268.900
Turbogas B modulo 5	Gas.	700	6.132.000	380	3.328.800	3.268.900
Turbogas C modulo 6	Gas	700	6.132.000	380	3.328.800	3.268.900
Caldaia gruppo 8	Gas Olio Gasolio	800	7.008.000	320	2.803.200	2.628.000
<b>TOTALE</b>		<b>2.900</b>	<b>25.404.000</b>	<b>1460</b>	<b>12.789.600</b>	<b>12.434.700</b>

**APPROVVIGIONAMENTO COMBUSTIBILE GASSOSO<sup>(3)</sup>**

Modulo/Sezione	5	6	8
combustibile	Gas naturale		
consumo massimo di combustibile per sezione o modulo (*1000 Sm <sup>3</sup> /h) condizioni attuali	150	75	40 <sup>(3)</sup>
tipo di rifornimento	gasdotto		
portata/pressione disponibile	400.000 Sm <sup>3</sup> /h/75 bar		
provenienza	da rete nazionale		

**APPROVVIGIONAMENTO E STOCCAGGIO OLIO COMBUSTIBILE**

Modulo/Sezione	5	6	8
combustibile	olio a basso tenore di zolfo		
consumo per sezione mix di riferimento (t/h)	0	0	35 <sup>(3)</sup>
tipologia deposito	serbatoi cilindrici a tetto galleggiante		
capacità deposito situazione attuale (m <sup>3</sup> )	350.120 m <sup>3</sup>		
numero depositi	2		
modalità di rifornimento	rotaia/gomma		
capacità massima giornaliera di scarico	2 treni/g – 70 autobotti/g		
provenienza	Da raffinerie della pianura padana		

**CONSUMI IDRICI**

Utilizzo di acqua	Fonte di approvvigionamento	Consumi (m <sup>3</sup> /y)
Acqua per servizi/processo	da canale	1.440.013
Acqua condensatrice	da canale	1.260.388.800
Acqua potabile	Acqua di pozzo	56.758

**SCARICHI IN ACQUA**

Utilizzo di acqua	Destinazione finale dei reflui	Consumi (m <sup>3</sup> /y)
Acqua dopo trattamento ITAR (acqua processo, servizi, acqua sanitaria)	canale	1.046.815
Acqua condensatrice	canale	967.433.993

<sup>3</sup> I consumi indicati sono al mix teorico indicativo di riferimento di 50% olio e 50% gas

Fanghi prodotti da ITAR<sup>4</sup>

Destinazione finale dei fanghi	Quantità (t/y)
--------------------------------	----------------

Recupero	350
----------	-----

## EMISSIONI IN ATMOSFERA

	Portata Nm <sup>3</sup> /h	Composti	Flusso di massa		Concentrazione mg/Nm <sup>3</sup>
			kg/h	kg/anno	
<b>Modulo 5-A Camino 1</b>	Tal quale: 1.900.000	SO <sub>2</sub>	-	-	-
		NOx	95	832.200	50
		CO	57	499.320	30
		Polveri	-	-	-
<b>Modulo 5-B Camino 2</b>	Tal quale: 1.900.000	SO <sub>2</sub>	-	-	-
		NOx	95	832.200	50
		CO	57	499.320	30
		Polveri	-	-	-
<b>Modulo 6 Camino 3</b>	Tal quale: 1.900.000	SO <sub>2</sub>	-	-	-
		NOx	95	832.200	50
		CO	57	499.320	30
		Polveri	-	-	-
<b>Sezione 8 Camino 4</b>	Tal quale: 1.000.000	SO <sub>2</sub>	400	3.504.000	400
		NOx	200	1.752.000	200
		CO	250	2.190.000	250
		Polveri	50/10	292.000	50/10

<sup>4</sup> Secondo la normativa vigente parte dei fanghi prodotti dall'ITAR sono destinati a recupero

## IL TRANSITORIO 1

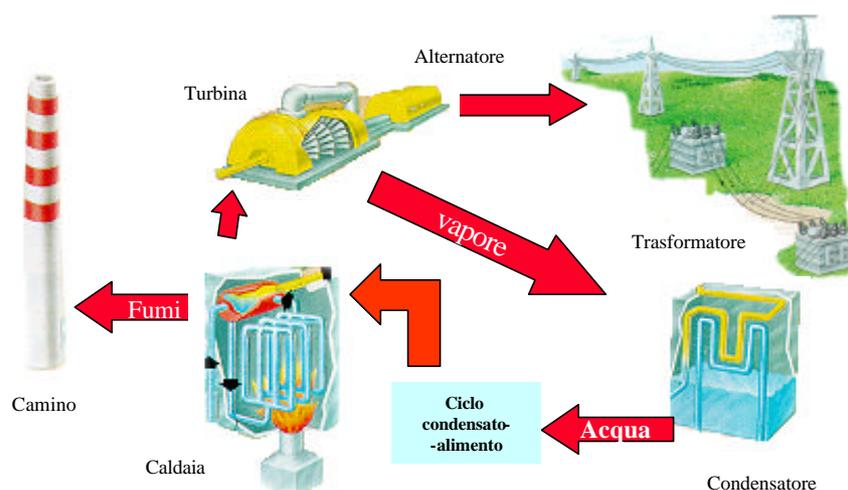
La configurazione, che corrisponde al primo transitorio delle modifiche per le quali si chiede autorizzazione, aggiunge una sezione (Unità 7) alla configurazione attuale (5, 6 e 8).

La sezione 7 presenta le stesse caratteristiche della sezione 8 ed è già esistente, pertanto se ne prevede solamente l'attivazione.

Le due sezioni funzioneranno con produzione annua di energia equivalente a quella di un solo gruppo.

### Come funziona

Gli elementi principali del ciclo produttivo della sezione 7 sono gli stessi di quelli della sezione 8, precedentemente descritti.



### Descrizione del ciclo produttivo della sezione 7

Gli elementi che compongono il ciclo produttivo sono i seguenti.

#### *Generatore di vapore*

La sezione termoelettrica 7 è equipaggiata con caldaia Ansaldo costruita su licenza Babcock e Wilcox (modello Carolina) a circolazione naturale, con camera di combustione bilanciata e bruciatori frontali.

La caldaia, inizialmente progettata come policombustibile (OCD, gas naturale e carbone), è attualmente attrezzata per la combustione di olio combustibile e metano, sia in alternativa tra loro sia in mix.

Il generatore di vapore è sistemato all'aperto, mentre le macchine ed i quadri di comando e controllo sono all'interno di fabbricati.

Vengono adottati particolari criteri di conduzione, al fine di massimizzare l'efficienza riducendo il consumo di combustibile e quindi le quantità degli inquinanti emesse nei fumi.

Le ampie dimensioni della caldaia, legate al progetto originario che prevedeva l'utilizzo del carbone, garantiscono una ottimizzazione della combustione, e quindi bassa produzione di ossidi di azoto e monossido di carbonio. La caldaia è inoltre fornita di sistemi per la riduzione primaria di ossidi di azoto.

La combustione all'interno della caldaia è regolata sia dal rapporto fra aria comburente e combustibile sia dalla temperatura. La regolazione della miscela aria/combustibile avviene di norma automaticamente secondo parametri definiti e con un adeguato eccesso di aria per evitare la formazione di incombusti.

Per evitare la formazione di miscele esplosive in caldaia o in altre parti del sistema (condotti, camini) sono adottati opportuni accorgimenti (prolungati flussaggi di aria nelle fasi di avviamento e riavviamento dopo fuori servizio della caldaia). Un sistema automatico di controlli e blocchi rende impossibile l'accensione della caldaia al di fuori delle condizioni di sicurezza stabilite dai manuali tecnici emanati dal costruttore, dalla normativa italiana vigente in merito, e dalle normative tecniche internazionali in materia.

### ***Trattamento fumi***

L'aspetto della formazione di ossidi di zolfo, ossidi di azoto, monossido di carbonio e polveri, tra i principali sottoprodotti della combustione, è affrontato attraverso provvedimenti gestionali (scelta dei combustibili), tecnici (gestione della combustione) ed impiantistici (riduzione primaria degli ossidi di azoto ed elettrofiltri).

La riduzione primaria di  $\text{NO}_x$  si basa sulla tecnica di combustione a stadi, attraverso un'opportuna distribuzione dell'aria e del combustibile, così da ridurre notevolmente la produzione.

Nella caldaia della sezione in oggetto la combustione a stadi è realizzata mediante l'utilizzo di bruciatori tipo XCL e completata con la tecnica OFA (Over Firing Air).

Ciascuna sezione è dotata di precipitatori elettrostatici per la captazione delle polveri presenti nei fumi. Anche i precipitatori sono stati progettati secondo i criteri che prevedevano l'utilizzo di carbone, constano infatti di sette campi per ciascuna delle due linee.

L'elevato rendimento, in grado di garantire il rispetto del limite di legge anche con un carico di polvere in ingresso superiore a  $15 \text{ g/Nm}^3$ , permette nelle condizioni di esercizio reali ( $200 \text{ mg/Nm}^3$ ) di raggiungere una concentrazione in uscita inferiore a  $10 \text{ mg/Nm}^3$ .

Le polveri vengono raccolte in apposite tramogge, estratte con sistemi pneumatici, accumulate in un silo. Da qui, mediante cassoni a tenuta stagna, vengono avviate a discariche idonee.

I fumi della combustione sono quindi dispersi in atmosfera a mezzo di una ciminiera, comune con la sezione 8, composta da due canne separate e di altezza 250 metri.

### ***Acqua condensatrice***

L'opera di presa è in comune con la sezione 8. È realizzata in cemento armato e comprende, per ciascuna sezione, due bocche di aspirazione e due pompe. Le pompe funzionanti in parallelo hanno una portata totale per sezione di  $12,5 \text{ m}^3/\text{s}$ .

All'uscita dei condensatori l'acqua viene scaricata nel canale Muzza.

### ***Turbina***

La turbina (costruzione Tosi su licenza Westinghouse) è di tipo ad azione - reazione con due cilindri (un corpo alta - media pressione ed un corpo di bassa pressione) su un unico asse.

Il vapore entra in turbina attraverso due valvole di ammissione e otto valvole regolatrici. Prima si espande nel corpo AP, successivamente il vapore subisce un risurriscaldamento in caldaia, torna al corpo MP, poi nel corpo BP, quindi al condensatore.

Il sistema di regolazione è di tipo elettroidraulico.

### ***Alternatore***

L'alternatore (di costruzione Marelli su licenza Westinghouse) ha una potenza di 370 MVA, è raffreddato con idrogeno in circuito chiuso, (sia statore sia rotore) e la circolazione interna è assicurata da un ventilatore assiale. Due refrigeranti idrogeno - acqua smaltiscono il calore prodotto.

### ***Trasformatore***

Il trasformatore principale ha la funzione di innalzare la tensione ai valori della rete che trasporta l'energia elettrica prodotta.

Il trasformatore ha due avvolgimenti: il primario a 20 kV e il secondario a 400 kV. Entrambi hanno una potenza massima di 370 MVA.

### ***Stazioni elettriche***

I gruppi di produzione erogano energia elettrica alla rete di proprietà Terna. La stazione elettrica è attigua all'area di Centrale. Ogni sezione o modulo è dotato di stalli indipendenti. La stazione è dimensionata in modo da garantire l'instradamento dell'energia prodotta, compresa quella della sezione 7, sulla rete elettrica nazionale.

## **Qualche dato**

Si riportano di seguito i dati fondamentali relativi all'esercizio dell'impianto durante il "Transitorio 1".

<b>PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA TRANSITORIO 1</b>				
<b>Modulo/Sezione</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>
Potenza termica	1400	700	800	800
Potenza lorda (MW)	760	380	320	320
Rendimento lordo	55,8	56	41	41
Potenza al netto dei consumi interni (MW)	750	375	300	300
Producibilità lorda (GWh, per 8.000 h/anno)	6657	3328	2803 <sup>5</sup>	

BILANCIO DI ENERGIA						
Apparecchiatura	Combustibile utilizzato	ENERGIA TERMICA		ENERGIA ELETTRICA		
		Potenza termica di combustione (MWt)	Energia prodotta (MWh)	Potenza elettrica nominale (MW)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)
Turbogas A modulo 5	Gas	700	6.132.000	380	3.328.800	3.268.900
Turbogas B modulo 5	Gas.	700	6.132.000	380	3.328.800	3.268.900
Turbogas C modulo 6	Gas	700	6.132.000	380	3.328.800	3.268.900
Caldaia gruppo 7	Gas Olio Gasolio	800	7.008.000	320	2.803.200	2.628.000
Caldaia gruppo 8	Gas Olio Gasolio	800	7.008.000	320	2.803.200	2.628.000
<b>TOTALE</b>		<b>3.700</b>	<b>25.404.000</b>	<b>1.780</b>	<b>12.789.600</b>	<b>12.434.700</b>

APPROVVIGIONAMENTO COMBUSTIBILE GASSOSO <sup>(6)</sup>				
Modulo/Sezione	5	6	7	8
combustibile	Gas naturale			
consumo massimo di combustibile per sezione o modulo (*1000 Sm <sup>3</sup> /h) condizioni attuali	150	75	40 <sup>(10)</sup>	40 <sup>(10)</sup>
tipo di rifornimento	gasdotto			
portata/pressione disponibile	400.000 Sm <sup>3</sup> /h/75 bar			
provenienza	da rete nazionale			

APPROVVIGIONAMENTO E STOCCAGGIO OLIO COMBUSTIBILE				
Modulo/Sezione	5	6	7	8
combustibile	olio a basso tenore di zolfo			
consumo per sezione mix di riferimento (t/h)	0	0	35 <sup>(3)</sup>	35 <sup>(3)</sup>
tipologia deposito	serbatoi cilindrici a tetto galleggiante			
capacità deposito situazione attuale (m <sup>3</sup> )	350.120			
capacità deposito situazione futura (m <sup>3</sup> )	300.120			
numero depositi	2			
modalità di rifornimento	rotaia/gomma			
capacità massima giornaliera di scarico	2 treni/g – 70 autobotti/g			
provenienza	Da raffinerie della pianura padana			

CONSUMI IDRICI		
Utilizzo di acqua	Fonte di approvvigionamento	Consumi (m <sup>3</sup> /y)
Acqua per servizi/processo	da canale	1.752.000
Acqua condensatrice	da canale	1.260.388.800
Acqua potabile	Acqua di pozzo	56.758

SCARICHI IN ACQUA		
Utilizzo di acqua	Destinazione finale dei reflui	Consumi (m <sup>3</sup> /y)
Acqua dopo trattamento ITAR (acqua processo,	canale	1.046.815

<sup>5</sup> Produzione annua di energia equivalente a quella di un solo gruppo, per le sezioni 7 e 8

<sup>6</sup> I consumi indicati sono al mix teorico indicativo di riferimento di 50% olio e 50% gas

servizi, acqua sanitaria)

Acqua condensatrice

canale

967.433.993

### Fanghi prodotti da ITAR<sup>7</sup>

Destinazione finale dei fanghi	Quantità (t/y)
--------------------------------	----------------

Recupero	350
----------	-----

### EMISSIONI IN ATMOSFERA (prima del 31.12.2008)

	Portata Nm <sup>3</sup> /h	Composti	Flusso di massa		Concentrazione mg/Nm <sup>3</sup>
			kg/h	kg/anno	
<b>Modulo 5-A Camino 1</b>	Tal quale: 1.900.000	SO <sub>2</sub>	-	-	-
		NOx	95	832.200	50
		CO	57	499.320	30
		Polveri	-	-	-
<b>Modulo 5-B Camino 2</b>	Tal quale: 1.900.000	SO <sub>2</sub>	-	-	-
		NOx	95	832.200	50
		CO	57	499.320	30
		Polveri	-	-	-
<b>Modulo 6 Camino 3</b>	Tal quale: 1.900.000	SO <sub>2</sub>	-	-	-
		NOx	95	832.200	50
		CO	57	499.320	30
		Polveri	-	-	-
<b>Sezione 8 Camino 4</b>	Tal quale: 1.000.000	SO <sub>2</sub>	400	1.752.000	400
		NOx	200	876.000	200
		CO	250	1.095.000	250
		Polveri	50	43.800	10
<b>Sezione 7 Camino 4</b>	Tal quale: 1.000.000	SO <sub>2</sub>	400	1.752.000	400
		NOx	200	876.000	200
		CO	250	1.095.000	250
		Polveri	50	43.800	10

<sup>7</sup> Secondo la normativa vigente parte dei fanghi prodotti dall'ITAR sono destinati a recupero

EMISSIONI IN ATMOSFERA (dopo del 31.12.2008) <sup>8</sup>					
	Portata Nm <sup>3</sup> /h	Composti	Flusso di massa kg/h	Flusso di massa kg/anno	Concentrazione mg/Nm <sup>3</sup>
<b>Modulo 5-A Camino 1</b>		SO <sub>2</sub>	-	-	-
	Tal quale:	NOx	57	499.320	30
	1.900.000	CO	57	499.320	30
		Polveri	-	-	-
<b>Modulo 5-B Camino 2</b>		SO <sub>2</sub>	-	-	-
	Tal quale:	NOx	57	499.320	30
	1.900.000	CO	57	499.320	30
		Polveri	-	-	-
<b>Modulo 6 Camino 3</b>		SO <sub>2</sub>	-	-	-
	Tal quale:	NOx	57	499.320	30
	1.900.000	CO	57	499.320	30
		Polveri	-	-	-
<b>Sezione 8 Camino 4</b>		SO <sub>2</sub>	400	1.752.000	400
	Tal quale:	NOx	200	876.000	200
	1.000.000	CO	250	1.095.000	250
		Polveri	50	43.800	10
<b>Sezione 7 Camino 4</b>		SO <sub>2</sub>	400	1.752.000	400
	Tal quale:	NOx	200	876.000	200
	1.000.000	CO	250	1.095.000	250
		Polveri	50	43.800	10

### Cosa cambia rispetto all'attuale

La messa in esercizio della sezione 7, in coppia con la sezione 8 in modo che la produzione annua di elettricità sia equivalente a quella di una sola sezione, non comporterà un maggiore consumo di combustibile, né una maggiore quantità di sostanze emesse, né una maggiore quantità di rifiuti prodotti.

Poiché, infatti, la sezione 7 è attiva, anche se non utilizzata, il suo esercizio non richiede operazioni di modifica di parti di impianto né di periodi di messa a punto. Non sarà, dunque, necessario nessun cantiere od attività di manutenzione straordinaria che possano comportare impatti aggiuntivi.

Tuttavia le esigenze di produzione, determinate sia da richieste del Gestore della rete nazionale (TERNA) sia da opportunità economiche, potrebbero condurre ad un esercizio a pieno carico delle due sezioni, per periodi limitati, pur rispettando i limiti complessivi sopra indicati.

Per tenere conto di tali situazioni le valutazioni sugli impatti potenziali dell'assetto "Transitorio 1" sono stati considerati, in maniera molto conservativa, come se le due sezioni funzionassero sempre a pieno carico. Per quanto riguarda le emissioni in atmosfera, il rumore, gli scarichi termici ed i rifiuti, la sintesi dei risultati attenuati è presentata nei capitoli seguenti.

<sup>8</sup> Delibera della Giunta Regionale n. 17989 del 28 Giugno 2004

## IL TRANSITORIO 2

La configurazione, che corrisponde al secondo transitorio delle modifiche per le quali si chiede autorizzazione, aggiunge un modulo a ciclo combinato (gruppo 9) alla configurazione del primo transitorio (5, 6, 7 e 8), prevedendo nel contempo la disattivazione della sezione 7.

### **Come funziona**

Si prevede l'attivazione di un nuovo modulo in ciclo combinato (Modulo 9) e la contemporanea disattivazione della sezione 7. A partire dall'avvio del modulo 9 la produzione annua della sezione 8 subirà un decremento progressivo della durata di 5 anni, al termine dei quali la sezione 8 avrà produzione nulla (anno 2014). In ogni caso, il funzionamento della sezione 8 richiederà l'utilizzo del solo gas a partire dal 2010. La configurazione d'impianto così descritta terminerà alla fine del 2014 per essere sostituita dalla configurazione finale a partire dall'anno 2015. In tale ultima configurazione di impianto, alla quale tendono le modifiche precedenti, la produzione di energia elettrica sarà garantita dal funzionamento dei due cicli combinati attualmente esistenti (Modulo 5 e Modulo 6) e dal funzionamento del nuovo ciclo combinato (Modulo 9).

Il modulo 9 è un modulo a ciclo combinato che funzionerà nello stesso modo e prevede gli stessi componenti principali descritti per i moduli 5 e 6 esistenti. L'unico cambiamento, significativo, alla configurazione è la presenza di una torre di raffreddamento.

### ***Condensatori e sistema acqua circolazione***

Il ciclo termico impiegato per il modulo 9 richiede la dissipazione di una potenza termica massima di 115 MW termici attraverso il condensatore del vapore scaricato dalla turbina.

La sorgente fredda è assicurata da una batteria di torri di raffreddamento ibride a tiraggio forzato, mediante un circuito di acqua secondario.

Il pozzo caldo, nel quale si raccolgono le condense, costituisce la riserva d'acqua di tutto il circuito del vapore. Il suo volume deve essere sufficiente a contenere tutta l'acqua del ciclo ed alimentare il ciclo stesso in condizioni nominali per almeno 3 minuti.

Il condensato viene estratto dal pozzo caldo mediante pompe di estrazione. La linea di aspirazione delle pompe è dotata di un sistema di iniezione degli additivi chimici per il condizionamento del ciclo acqua-vapore.

Nelle torri di raffreddamento, il 90% del calore viene scambiato nella parte ad umido. Il rimanente 10% viene scambiato in una sezione a secco, che garantisce che l'aria sia scaricata nell'atmosfera ad una temperatura maggiore di quella di saturazione. In questo modo viene assicurata, praticamente in ogni condizione climatica, l'assenza di pennacchio e di ricadute di rugiade o brine.

I ventilatori dell'aria, necessari per attuare la circolazione forzata, sono attivabili singolarmente in modo automatizzato in funzione delle condizioni ambientali e della potenza da dissipare.

Il riscaldamento dell'aria nella torre di raffreddamento sarà mediamente di 7-8 °C.

Le torri saranno posizionate all'interno di bacini, nei quali ricade l'acqua raffreddata.

Il circuito sarà fornito di spurgo e di reintegro, necessari per impedire l'eccessiva concentrazione di sali nell'acqua.

Il reintegro avverrà con acqua prelevata dal canale Muzza, tramite una derivazione ricavata all'aspirazione acqua circolazione delle sezioni 7 ed 8 (make-up), mentre lo spurgo (blow-down) perverrà al condotto di scarico del modulo 5.

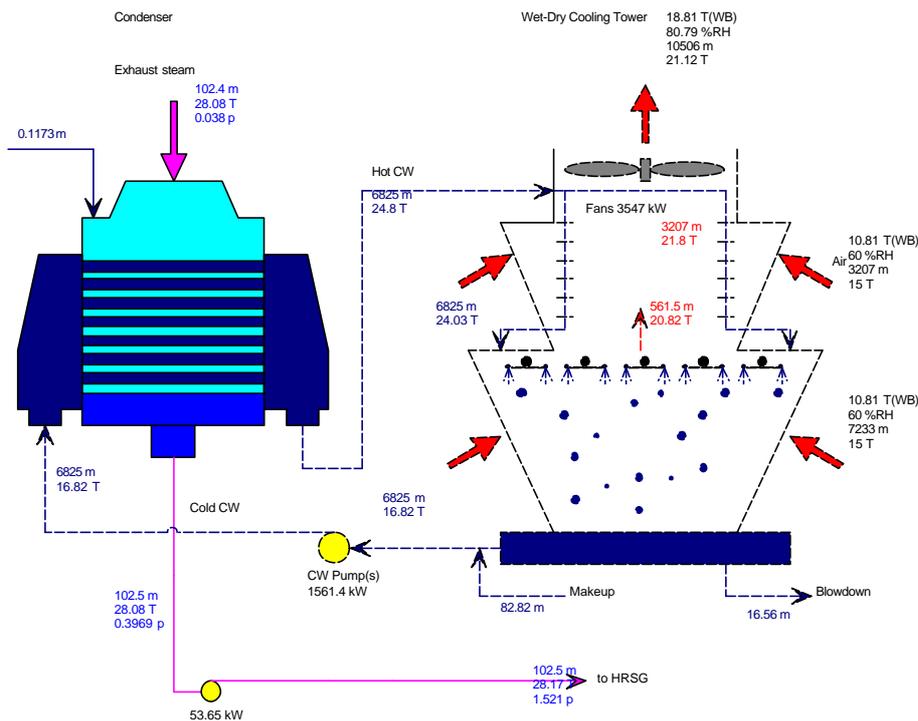
Le portate di spurgo e reintegro alle condizioni di progetto, saranno rispettivamente di circa 0,0166 m<sup>3</sup>/s e 0,0829 m<sup>3</sup>/s.

Il circuito secondario di acqua di raffreddamento e la torre ibrida assicurano anche il raffreddamento delle utenze acqua refrigerata:

- sistema olio lubrificante della turbina a gas, della turbina a vapore e del generatore elettrico;
- sistema di raffreddamento del circuito a idrogeno del generatore elettrico;
- sistemi di raffreddamento pompe di alimento caldaia;
- altre utenze minori.

GT MASTER 11.0.2 Augello

TV a 2 flussi, bacino 2062 mq  
Tamb. = 15 °C, RH = 60 %  
Cooling System



p[bar], T[C], m[kg/s], Steam Properties: Thermoflow - STQUIK  
860 07-11-2003 11:25:40 file=D:\flow1\MYFILES\Design\_15\_60.GTM  
Ciclo combinato a 3 livelli 'single shaft' Centrale di Tavazzano - Endesa Italia

Schema funzionale della torre di raffreddamento wet-dry per il modulo 9

## Qualche dato

Si riportano di seguito i dati fondamentali relativi all'esercizio dell'impianto durante il "Transitorio 2".

PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA TRANSITORIO 2				
Modulo/Sezione	5	6	8	9
Potenza termica	1400	700	800	700
Potenza lorda (MW)	760	380	320	396,5
Rendimento lordo	55,8	56	41	58
Potenza al netto dei consumi interni (MW)	750	375	300	385
Producibilità lorda (GWh, per 8.000 h/anno)	6657	3328	2803 <sup>9</sup>	3473

BILANCIO DI ENERGIA						
Apparecchiatura	Combustibile utilizzato	ENERGIA TERMICA		ENERGIA ELETTRICA		
		Potenza termica di combustione (MWt)	Energia prodotta (MWht)	Potenza elettrica nominale (MW)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)
Turbogas A modulo 5	Gas	700	6.132.000	380	3.328.800	3.268.900
Turbogas B modulo 5	Gas	700	6.132.000	380	3.328.800	3.268.900
Turbogas C modulo 6	Gas	700	6.132.000	380	3.328.800	3.268.900
Caldiaia gruppo 8 <sup>9</sup>	Gas Olio Gasolio	800	3.504.000	320	1.401.600	1.314.000
Turbogas modulo 9	Gas	700	6.132.000	396,5	3.473.300	3.410.800
<b>TOTALE</b>		<b>3.600</b>	<b>28.032.000</b>	<b>1.856,5</b>	<b>14.861.300</b>	<b>14.531.500</b>

APPROVVIGIONAMENTO COMBUSTIBILE GASSOSO <sup>(10)</sup>				
Modulo/Sezione	5	6	8	9
combustibile	Gas naturale			
consumo massimo di combustibile per sezione o modulo (*1000 Sm <sup>3</sup> /h) condizioni attuali	150	75	40/80 <sup>(11)</sup>	72,5
tipo di rifornimento	gasdotto			
portata/pressione disponibile	400.000 Sm <sup>3</sup> /h/75 bar			
provenienza	da rete nazionale			

<sup>9</sup> Decrescente fino ad arrivare a 0 dopo 5 anni dall'entrata in esercizio del modulo 9

<sup>10</sup> I consumi indicati sono al mix teorico indicativo di riferimento di 50% olio e 50% gas

<sup>11</sup> I consumi indicati sono al mix teorico indicativo di riferimento di 50% olio e 50% gas

Dopo il 2010 la Centrale sarà alimentata solo a gas naturale, il consumo di olio sarà nullo e i depositi verranno demoliti.

APPROVVIGIONAMENTO E STOCCAGGIO OLIO COMBUSTIBILE				
Modulo/Sezione	5	6	8	9
combustibile	olio a basso tenore di zolfo			
consumo per sezione mix di riferimento (t/h)	0	0	35 <sup>(11)</sup>	0
tipologia deposito	serbatoi cilindrici a tetto galleggiante			
capacità deposito (m <sup>3</sup> )	300.120			
numero depositi	2			
modalità di rifornimento	rotaia/gomma			
capacità massima giornaliera di scarico	2 treni/g – 70 autobotti/g			
provenienza	Da raffinerie della pianura padana			

### CONSUMI IDRICI

Utilizzo di acqua	Fonte di approvvigionamento	Consumi (m <sup>3</sup> /y)
Acqua per servizi/processo	da canale	920.920
Acqua condensatrice	da canale	1.132.000.000
Acqua per reintegro torri	da canale	2.400.000
Acqua potabile	Acqua di pozzo	56.758

### SCARICHI IN ACQUA

Utilizzo di acqua	Destinazione finale dei reflui	Consumi (m <sup>3</sup> /y)
Acqua dopo trattamento		
ITAR (acqua processo, servizi, acqua sanitaria)	canale	900.966
Acqua condensatrice	canale	1.132.000.000
Acqua spurgo torri	canale	480.000

### Fanghi prodotti da ITAR<sup>12</sup>

Destinazione finale dei fanghi	Quantità (t/y)
Recupero	400

<sup>12</sup> Secondo la normativa vigente parte dei fanghi prodotti dall'ITAR sono destinati a recupero

EMISSIONI IN ATMOSFERA					
	Portata Nm <sup>3</sup> /h	Composti	Flusso di massa kg/h	Flusso di massa kg/anno	Concentrazione mg/Nm <sup>3</sup>
<b>Modulo 5-A Camino 1</b>	Tal quale: 1.900.000	SO <sub>2</sub>	-	-	-
		NOx	57	499.320	30
		CO	57	499.320	30
		Polveri	-	-	-
<b>Modulo 5-B Camino 2</b>	Tal quale: 1.900.000	SO <sub>2</sub>	-	-	-
		NOx	57	499.320	30
		CO	57	499.320	30
		Polveri	-	-	-
<b>Modulo 6 Camino 3</b>	Tal quale: 1.900.000	SO <sub>2</sub>	-	-	-
		NOx	57	499.320	30
		CO	57	499.320	30
		Polveri	-	-	-
<b>Sezione 8 Camino 4</b>	Tal quale: 1.000.000	SO <sub>2</sub>	400	1.752.000	400
		NOx	200	876.000	200
		CO	250	1.095.000	250
		Polveri	10	43.800	10
<b>Modulo 9 Camino 5</b>	Tal quale: 1.900.000	SO <sub>2</sub>	-	-	-
		NOx	57	499.320	30
		CO	57	499.320	30
		Polveri	-	-	-

### Cosa cambia rispetto al Transitorio 1

L'arresto dell'esercizio della Sezione 7 ed il proseguimento dell'esercizio della Sezione 8 con una produzione annua complessiva pari alla metà del suo potenziale produttivo produrrà una riduzione delle emissioni in atmosfera, una riduzione delle emissioni in acqua ed una riduzione prelievi idrici per raffreddamento del ciclo. Inoltre il funzionamento della sezione 8 solamente a gas a partire dal 2010 contribuirà ulteriormente alla riduzione degli impatti per le emissioni in atmosfera ed al consumo di combustibili fossili; tali effetti saranno tanto maggiori quanto la produzione annua complessiva di tale sezione 8 sarà decrescente, fino avere un impatto nullo quando, dopo cinque anni, essa sarà fermata.

D'altra parte l'attivazione del Modulo 9 in ciclo combinato comporterà contributi potenziali all'inquinamento atmosferico locale ed a consumi di risorse idriche superficiali e sotterranee.

Tuttavia facendo un bilancio complessivo della situazione che si genera durante questa fase di "transitorio 2" si può affermare che sono sicuramente attesi benefici ambientali, in particolare per i comparti qualità dell'aria, scarichi termici e qualità delle acque e rumore.

### LA SITUAZIONE FINALE

Come precedentemente detto l'ultima configurazione di impianto, alla quale tendono le modifiche precedenti, prevede che la produzione di energia elettrica sarà garantita dal funzionamento dei due cicli

combinati attualmente esistenti (Modulo 5 e Modulo 6) e dal funzionamento del nuovo ciclo combinato (Modulo 9).

Tale configurazione è sicuramente migliorativa rispetto sia alla situazione attuale sia a quella delle due fasi precedenti, “transitorio 1 “ e “transitorio 2”, delle quali è il coronamento. Essa, infatti, presenta molteplici caratteristiche positive: abbandono dell’olio combustibile, azzeramento delle emissioni di SO<sub>2</sub> (biossido di zolfo) e delle polveri filtrabili, riduzione delle emissioni di NO<sub>x</sub> (ossidi di azoto), maggiore rendimento complessivo della centrale, riduzione dei fanghi di trattamento delle acque, eliminazione della produzione di ceneri, riduzione della potenza termica complessiva della centrale, riduzione della potenza termica dissipata, bonifica e riqualificazione del sito.

Questa configurazione è prevista per l’anno 2015 e farà l’oggetto del primo rinnovo dell’Autorizzazione Ambientale Integrata.

### Quali altre alternativa ci sarebbero state

Prima di approdare alla soluzione progettuale illustrata nei paragrafi precedenti e proporla nelle sedi autorizzative deputate, sono state prese in considerazione tre ipotesi alternative:

- A. Trasformazione della sezione 7 in ciclo combinato. Per ottenere una disponibilità di potenza complessiva analoga a quella prevista con la realizzazione del presente progetto, l’alternativa dovrebbe considerare l’installazione di un modulo a ciclo combinato simile al modulo 6. La potenza complessiva lorda disponibile risulterebbe pari a circa 1860÷1874 MW, a seconda del modello di turbogas da installare.
- B. Costruzione di un nuovo modulo a ciclo combinato di taglia 400 MW in altro sito disponibile.
- C Nessuna modifica rispetto all’esistente autorizzato

Le motivazioni che hanno portato ad escludere l’**alternativa A** sono legate alla particolare situazione del mercato elettrico italiano e alle caratteristiche operative della sez. 7, e sono sostanzialmente le stesse che hanno indotto Endesa Italia a richiedere la prosecuzione dell’esercizio della sezione 7 – seppur con producibilità annua limitata – per tutto il periodo della realizzazione del nuovo modulo 9.

Si deve infatti tener conto che la sezione 7, al pari della sezione 8, ha un basso minimo tecnico (campo di funzionamento 70÷320 MW) e un elevato gradiente di carico (fino a 17 MW al minuto).

La sezione 7 è quindi particolarmente adatta all’erogazione delle prestazioni ancillari richieste dalla rete, quali la partecipazione alla regolazione ed al mercato per i servizi di dispacciamento.

La sezione 7 può pertanto contribuire in modo particolarmente efficace alla risoluzione delle congestioni, all’utilizzo efficiente della rete elettrica e al bilanciamento degli scostamenti tra la domanda e l’offerta definiti dagli altri mercati; può inoltre offrire il servizio di regolazione secondaria e terziaria di frequenza e il servizio di regolazione della tensione, rendendo al contempo disponibile una pronta riserva di potenza.

Inoltre la sezione in oggetto è un impianto di costruzione recente, già disponibile, e dotato di sistemi moderni ampiamente dimensionati per il contenimento delle emissioni. Durante il periodo necessario

alla trasformazione verrebbero poi a mancare alla rete la disponibilità di 320 MW di potenza e di tutti i servizi ancillari sopra descritti, in un momento, quale è quello attuale, di particolare richiesta di energia prodotta da impianti in grado di utilizzare anche combustibili diversi dal gas naturale.

Una volta realizzato il nuovo modulo 9, questo potrà sostituire la sezione 7 sia nell'erogazione dei servizi di rete, sia nella disponibilità di potenza; l'orizzonte temporale necessario alle attività di realizzazione del nuovo impianto è tale che il subentro del nuovo modulo alla sezione 7 potrà avvenire in un momento (2009) in cui il contesto del mercato elettrico sarà stato reso più stabile dall'ingresso di nuovi impianti attualmente in fase di realizzazione.

L'esclusione della **soluzione B** è stata dettata dall'esigenza di privilegiare siti già utilizzabili, in cui, in particolare, ci sia disponibilità della rete metano e soprattutto delle linee elettriche.

Il sito di Tavazzano-Montanaso, in tal senso, risulta particolarmente adeguato, in quanto non è necessario effettuare interventi sulla rete, ma solo un ampliamento della stazione elettrica di Centrale.

La soluzione C, chiamata generalmente "Opzione zero", cioè la mancata realizzazione del progetto qui illustrato, o di una delle alternative precedentemente citate, comporta la mancata disponibilità di circa 400 MW nel periodo transitorio e di circa 80 MW nella configurazione finale, nonché la mancata sostituzione dei 320 MW di potenza attualmente erogati dal gruppo 8 con rendimento ridotto e con mix di combustibile olio-gas con quella che verrebbe erogata dal gruppo 9 con rendimento maggiore e con l'utilizzo di solo gas naturale.

Le conseguenze di tale mancata sostituzione sono valutabili – a regime – in circa 680 GWh/anno di minor produzione elettrica (pari al 65% circa dei consumi elettrici annui dell'intera provincia di Lodi) a fronte di maggiori emissioni di CO<sub>2</sub> per 910.000 t/anno.

## LA COMPATIBILITÀ CON L'AMBIENTE

### Qualità dell'aria

La qualità dell'aria nel comprensorio di interesse è il risultato della sovrapposizione dei contributi alle concentrazioni degli inquinanti al suolo derivanti dalle emissioni delle sorgenti presenti e dai processi di trasformazione e dispersione atmosferica cui tali emissioni vanno incontro. Questi processi incidono in misura diversa in relazione alle caratteristiche chimico-fisiche ed alla distribuzione spaziale delle sorgenti.

La caratterizzazione dello stato attuale di qualità dell'aria è stata condotta prendendo in considerazione i dati e le informazioni disponibili attestanti la tipologia e la localizzazione delle diverse fonti di inquinamento presenti nell'area di indagine e analizzando i dati registrati dalla Rete di Rilevamento della Qualità dell'Aria (RRQA); in particolare il comprensorio d'interesse è ben descritto dalle misure effettuate nelle stazioni della rete di rilevamento della Centrale, costituita da 11 postazioni chimiche e da 1 postazione meteo.

#### *Localizzazione e caratterizzazione delle fonti inquinanti*

Lo stato di qualità dell'aria in una particolare zona dipende dalle sostanze emesse in atmosfera da parte delle diverse sorgenti presenti nell'area. Il comportamento degli effluenti dopo l'emissione dipende inoltre sia dalle caratteristiche del processo emissivo che dalle condizioni meteorologiche, fenomeni alla base della dispersione dei fumi in atmosfera e della conseguente concentrazione al suolo degli inquinanti.

In generale, le principali fonti di inquinamento atmosferico sono le attività industriali (impianti petrolchimici e siderurgici, raffinerie di petrolio, cementifici, concerie, ecc) compresa quella per la produzione di energia (centrali termoelettriche) e quella estrattiva, il traffico veicolare, i processi di combustione per la produzione di calore (impianti termici), l'incenerimento di rifiuti solidi.

Per l'area circostante la Centrale Endesa di Tavazzano-Montanaso sono disponibili i dati dell'inventario delle emissioni Inemar<sup>13</sup> (INventario EMissioni Aria<sup>14</sup>), realizzato all'interno del Piano Regionale per la Qualità dell'Aria (PRQA) della Regione Lombardia. INEMAR è un database realizzato per effettuare l'inventario delle emissioni in atmosfera, ovvero stimare le emissioni a livello comunale dei diversi inquinanti, per diverse attività (riscaldamento, traffico, agricoltura, industria, secondo la classificazione Corinair) e tipo di combustibile. La classificazione CORINAIR suddivide le sorgenti in 11 macrosettori di attività, a loro volta suddivisi in settori e categorie di sorgenti per un totale di oltre 300 categorie.

Le informazioni raccolte nel sistema Inemar sono le variabili necessarie per la stima delle emissioni: indicatori di attività (consumo di combustibili, consumo di vernici, quantità incenerita, e in generale

---

<sup>13</sup> <http://www.ambiente.regione.lombardia.it>

<sup>14</sup> Regione Lombardia. Piano Regionale per la Qualità dell'Aria (PRQA). Inemar (INventario EMissioni ARia)

qualsiasi parametro che traccia l'attività dell'emissione), fattori di emissione, dati statistici necessari per la disaggregazione spaziale e temporale delle emissioni.

In particolare, il sistema è stato applicato per la stima delle emissioni della Regione Lombardia per l'anno 1997. Nel seguito sono presentati i dati dell'inventario delle emissioni in atmosfera per l'area circostante la Centrale Endesa.

L'inventario regionale INEMAR è disponibile con un dettaglio spaziale a livello comunale, di conseguenza sono stati selezionati i dati di emissione comunali per i 57 comuni (Figura 1) delle province di Cremona, Lodi, Milano e Pavia.



**Figura 1 - Comuni considerati nell'inventario delle emissioni**

Nello specifico, nell'area in studio le emissioni sono principalmente legate ai seguenti fattori:

- produzione di energia responsabile di circa l'80% delle emissioni di SO<sub>2</sub> e di circa il 49% delle emissioni di CO<sub>2</sub>;
- la combustione nell'industria tiene conto del 7% delle emissioni di SO<sub>2</sub> e del 5% di quelle di NO<sub>x</sub>;
- la combustione non industriale (riscaldamento ambienti) è responsabile di circa il 5% delle emissioni di ossidi di azoto e di zolfo;
- trasporti su strada a cui sono imputati il 70% delle emissioni di NO<sub>x</sub> e l'87% delle emissioni di CO, nonché il 45% delle emissioni di composti organici volatili (COV);
- i rifiuti e l'agricoltura si dividono le emissioni di CH<sub>4</sub>, l'agricoltura inoltre, risulta responsabile della quasi totalità delle emissioni di ammoniaca.

### *Stima della dispersione in atmosfera delle emissioni della Centrale*

Mediante l'utilizzo di modelli previsionali largamente sperimentati si può valutare l'entità e la distribuzione spaziale della variazione del contributo di un impianto alle concentrazioni di inquinanti al suolo.

La necessità di effettuare simulazioni di lungo periodo al fine di verificare la rispondenza ai limiti di legge, la quale richiede di determinare i percentili delle medie orarie delle concentrazioni di inquinanti al suolo su base annuale, porta all'adozione di un modello di tipo "short-term", che consenta di valutare i valori medi orari delle concentrazioni.

Tra i diversi modelli disponibili è stato scelto il modello gaussiano ISCST3<sup>15</sup> (Industrial Source Complex Short Term), che risulta conforme alle caratteristiche richieste dall'applicazione in esame ed è uno dei modelli raccomandati dall'Environmental Protection Agency degli Stati Uniti. Il modello ISCST3 è classificato dall'EPA come "preferred" per una svariata tipologia di sorgenti e per siti ad orografia piana o leggermente ondulata e, come tecnica di "screening" per siti ad orografia complessa.

A livello nazionale l'utilizzo dei modelli EPA è stato consigliato dal gruppo di lavoro "Reti di rilevamento per il controllo della qualità dell'aria" dell'Istituto Superiore di Sanità (ISTISAN, 1990). Sempre a livello nazionale l'utilizzo dei modelli EPA è stato recentemente consigliato anche da ANPA (Agenzia Nazionale per la Protezione dell'Ambiente, 2000).

Un'ulteriore necessità è quella di analizzare con strumenti modellistici più sofisticati situazioni meteorologiche particolarmente critiche. Per questo scopo vengono utilizzati modelli che sfruttando una ricostruzione tridimensionale del campo di vento e di turbolenza atmosferica, sono in grado di studiare con maggiore accuratezza la diffusione degli inquinanti in condizioni meteorologiche critiche, ad esempio situazioni di calma di vento, accumulo degli inquinanti, interazione con l'orografia, situazioni di brezza. Nel nostro caso per valutare le situazioni critiche, che nell'area di indagine sono caratterizzate da situazioni con venti deboli e/o calma di vento, si è scelto di effettuare gli approfondimenti con il modello Lagrangiano a particelle SPRAY. Tale codice, sviluppato da Enel-Ricerca (ora CESI) e validato in numerose situazioni è stato recentemente consigliato anche da ANPA (Agenzia Nazionale per la Protezione dell'Ambiente) nella recente *Guida alla scelta dei modelli di dispersione nella valutazione della qualità dell'aria*<sup>16</sup>.

Nelle simulazioni modellistiche effettuate sono state considerate sempre le condizioni emissive peggiori. In particolare le sezioni 7 ed 8 sono sempre state considerate come funzionanti a pieno carico per l'intero anno quando, come già detto, esse funzioneranno con una produzione annua complessiva corrispondente ad un solo gruppo; mentre il modulo 9 è stato simulato con un camino alto solo 100 m, introducendo così una minore capacità di dispersione dei fumi in atmosfera.

Inoltre la fase di "transitorio 2" è stata suddivisa, per tenere conto del funzionamento a solo gas metano della sezione 8, in "Transitorio 2a", con la sezione 8 alimentata a Gas metano+Olio, e "Transitorio 2b", con la sezione 8 alimentata solo a gas metano.

<sup>15</sup> U.S. - EPA, (1995): "User's Guide for the Industrial source Complex (ISC3) Dispersion Models, Volumes 1 and 2". EPA-454/B-95-003a & b

<sup>16</sup> <http://www.sinanet.anpa.it/aree/atmosfera/qaria/Progetti/GuidaWEB/home.htm>

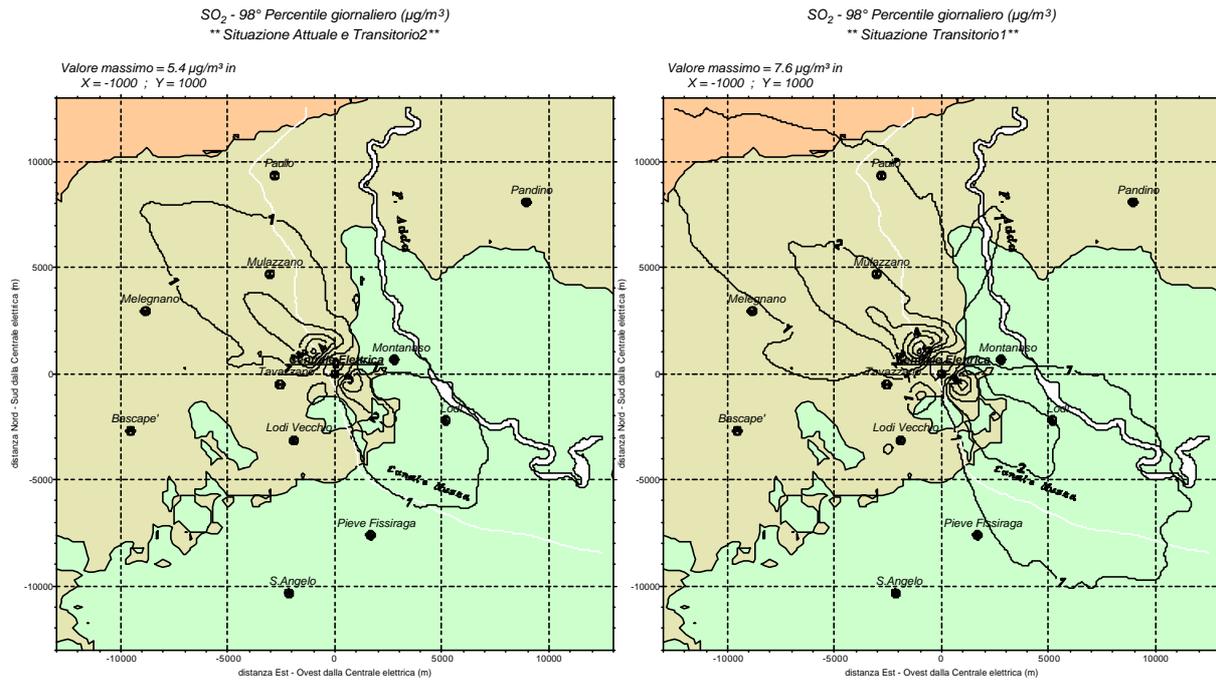
La tabella seguente riassume le caratteristiche di emissione delle varie sorgenti considerate.

Sorgente	Configurazione					Potenza (MW)	Combustibile	Ciminiera	
	Attuale	Transitorio1	Transitorio2a	Transitorio2b	Futura			Altezza (m)	Diametro (m)
CC5-6	X	X	X	X	X	1154	Gas Naturale	130	10.4
Sez.7-8		X				640	OCD/GN	250	7.1
Sez. 8	X		X			320	OCD/GN	250	5.0
Sez. 8G				X		320	Gas Naturale	250	5.0
CC 9			X	X	X	391	Gas Naturale	100	6.0

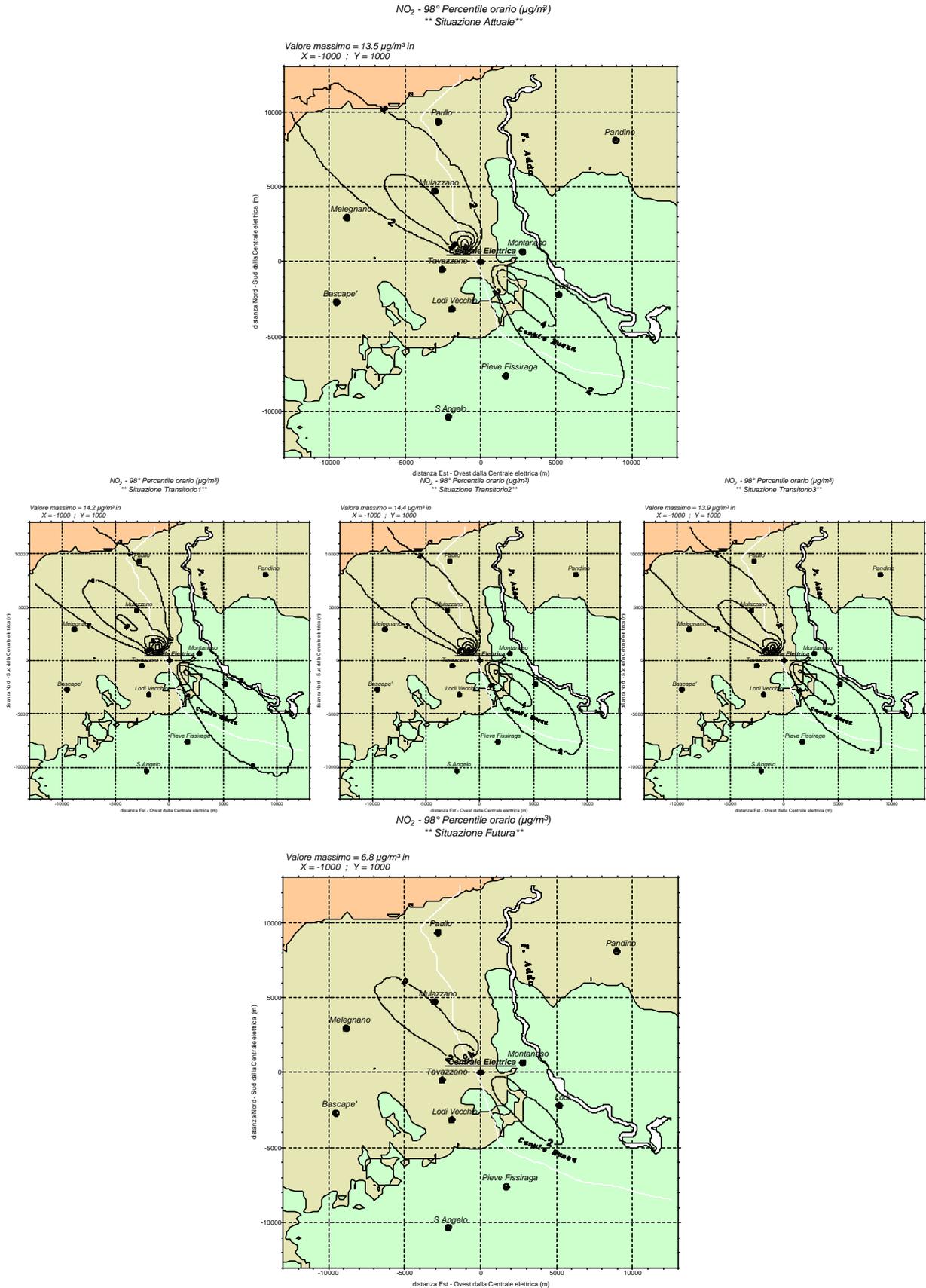
Attraverso l'utilizzo del modello matematico è stato possibile effettuare una analisi comparativa delle ricadute al suolo indotte dall'impianto in tutte le configurazioni previste, dal quale è emerso in primo luogo che per tutte le configurazioni il contributo della centrale risulta contenuto, rispettando ampiamente tutti i limiti di legge previsti, per tutti gli inquinanti. Il contributo maggiore alle concentrazioni al suolo di SO<sub>2</sub> lo si ha per tutti i parametri statistici analizzati, sempre nella configurazione denominata Transitorio1, caratterizzata infatti da un rateo di emissione che risulta essere il doppio rispetto a quello della configurazione Attuale e quella denominata Transitorio2. Per quanto riguarda invece l'NO<sub>x</sub> e le polveri il contributo maggiore alle concentrazioni al suolo è determinato in alcuni casi dalla configurazione denominata Transitorio1, caratterizzata comunque dai valori più alti di rateo di emissione, ed in altri dalla configurazione denominata Transitorio2, dove pur avendo dei ratei inferiori si hanno però condizioni di rilascio che determinano un livellamento dei pennacchi (plume-rise), a quote inferiori.

Le figure seguenti mostrano la dispersione dei diversi composti chimici emessi. E' opportuno tenere conto che nell'impianto:

- il biossido di zolfo (SO<sub>2</sub>), è emesso solo dai due gruppi termoelettrici (sezioni 7 e 8) ed è assente nelle emissioni dei moduli a ciclo combinato alimentati a gas naturale. Inoltre durante la fase denominata "Transitorio2b", anche la sezione 8 essendo alimentata solo con gas naturale risulta esente da emissioni di SO<sub>2</sub>;
- gli ossidi di azoto totali (NO+NO<sub>2</sub>), sono emessi da tutti i gruppi;
- il particolato è emesso in particolare modo dalle sezioni termoelettriche, mentre per quanto riguarda i cicli combinati, la Centrale è dotata di sistemi di abbattimento delle polveri in grado di eliminare la quasi totalità delle polveri di dimensioni maggiori di 10 µm. Nelle simulazioni condotte, a livello cautelativo, tutto il particolato emesso è stato considerato come particolato fine, cioè di diametro inferiore ai 10 µm, ed è stato comunque considerato un livello di concentrazione di polveri nei fumi prodotti dai cicli combinati pari a 1 mg/Nm<sup>3</sup>.



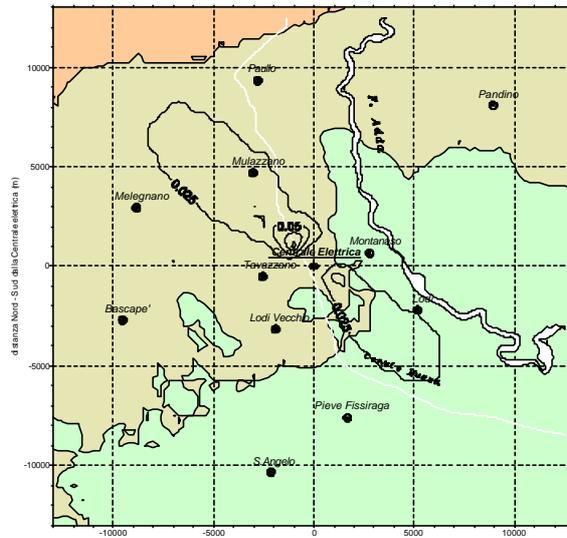
**Figura 2 - 98° percentile delle concentrazioni medie giornaliere di SO<sub>2</sub>**  
**Situazione Attuale e Transitorio2 (sx), situazione Transitorio1 (dx)**



**Figura 3 – 98° percentile delle concentrazioni medie orarie di  $NO_2$**   
**Situazione Attuale (alto), situazioni Transitorie (centro), situazione Futura (basso)**

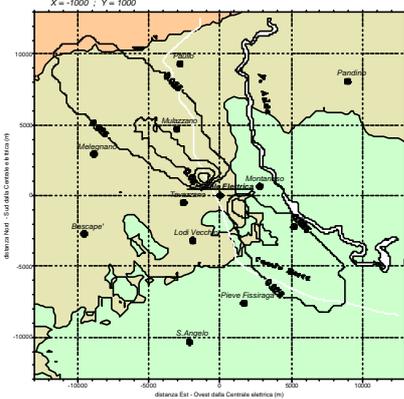
PM<sub>10</sub> - Concentrazione media giornaliera superata per 35 giorni/anno (µg/m<sup>3</sup>)  
 \*\* Situazione Attuale\*\*

Valore massimo = 0.11 µg/m<sup>3</sup> in  
 X = -1000 ; Y = 1000



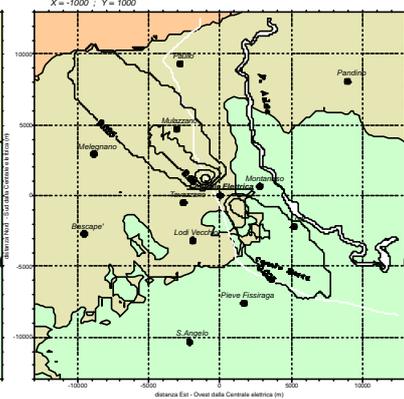
PM<sub>10</sub> - Concentrazione media giornaliera superata per 35 giorni/anno (µg/m<sup>3</sup>)  
 \*\* Situazione Transitorio1\*\*

Valore massimo = 0.12 µg/m<sup>3</sup> in  
 X = -1000 ; Y = 1000



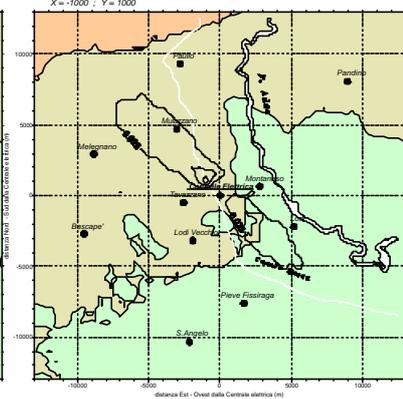
PM<sub>10</sub> - Concentrazione media giornaliera superata per 35 giorni/anno (µg/m<sup>3</sup>)  
 \*\* Situazione Transitorio2\*\*

Valore massimo = 0.13 µg/m<sup>3</sup> in  
 X = -1000 ; Y = 1000



PM<sub>10</sub> - Concentrazione media giornaliera superata per 35 giorni/anno (µg/m<sup>3</sup>)  
 \*\* Situazione Transitorio3\*\*

Valore massimo = 0.09 µg/m<sup>3</sup> in  
 X = -1000 ; Y = 1000



PM<sub>10</sub> - Concentrazione media giornaliera superata per 35 giorni/anno (µg/m<sup>3</sup>)  
 \*\* Situazione Futura\*\*

Valore massimo = 0.05 µg/m<sup>3</sup> in  
 X = -1000 ; Y = 1000

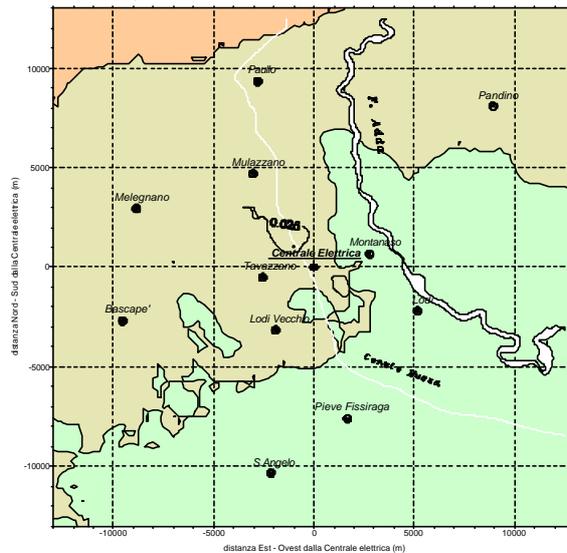
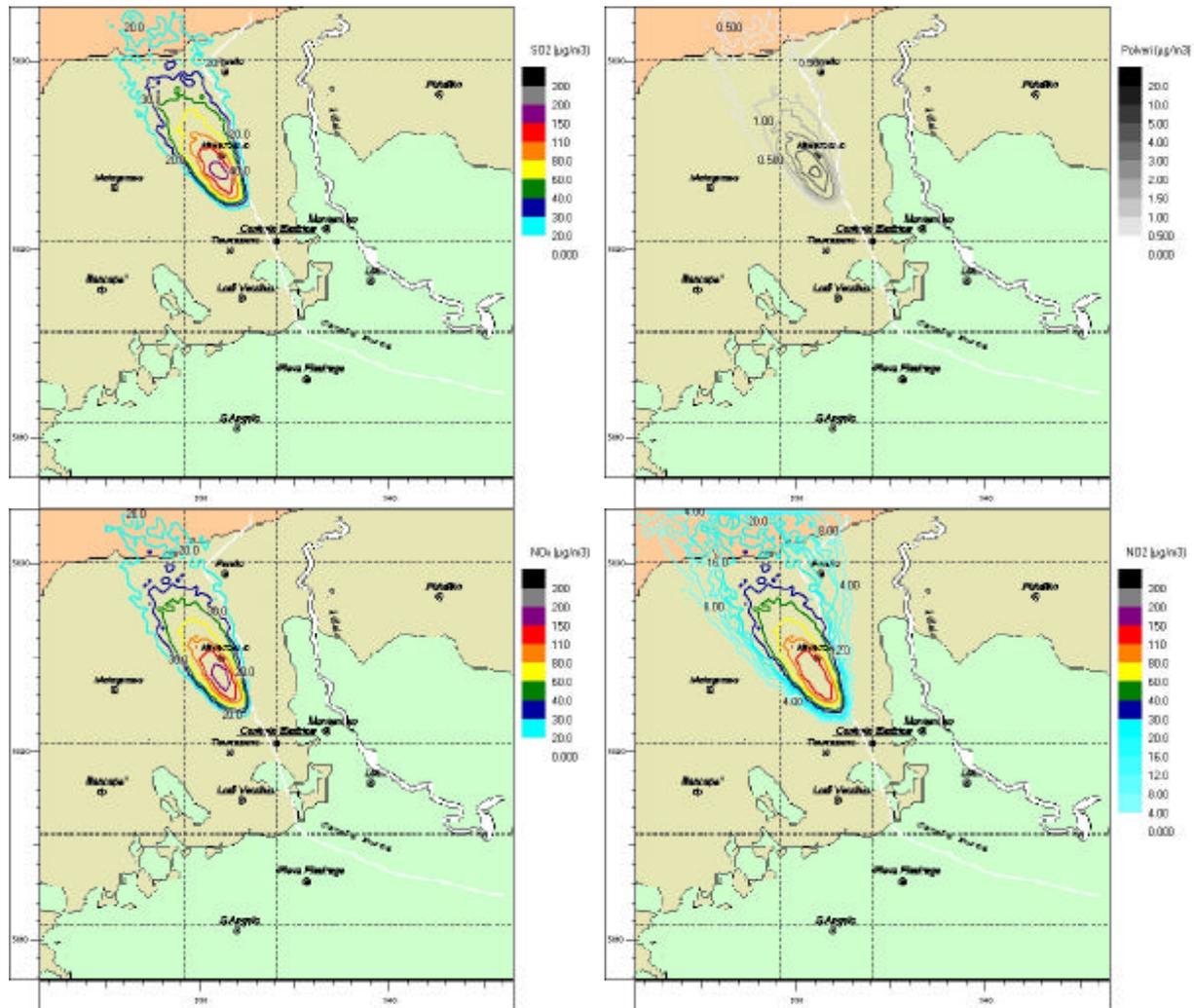


Figura 4 – Concentrazione media giornaliera di PM<sub>10</sub> superata per 35 giorni/anno  
 Situazione Attuale (alto), situazioni Transitorie (centro), situazione Futura (basso)





Concentrazioni medie orarie di SO<sub>2</sub>, Polveri, NO<sub>x</sub> e NO<sub>2</sub> alle ore 21 dell'8 agosto

## Acqua

Nel caso specifico della Centrale di Tavazzano e Montanaso, il cui recettore è un canale artificiale, il limite di legge applicabile agli scarichi termici in acqua è costituito dal valore di 35 °C allo scarico.

Allo scopo di poter comparare tra loro gli effetti dei differenti scenari, sull'ambiente idrico costituito dal sistema dei canali Muzza e Belgiardino e dal fiume Adda, sono state, tuttavia, effettuate anche valutazioni modellistiche sulla dispersione delle acque di raffreddamento della Centrale di Tavazzano Montanaso.

### *La configurazione attuale*

Le centrale utilizza per il ciclo di raffreddamento acqua prelevata dal canale Muzza nella misura massima di 50 m<sup>3</sup>/s. Il canale Muzza è il più importante canale alimentato dal fiume Adda; esso deriva in sponda destra, all'altezza di Cassano d'Adda, una portata massima di 112 m<sup>3</sup>/s e, oltre a fornire l'acqua di raffreddamento alle centrali di Cassano (AEM) e Tavazzano Montanaso (ENDESA), provvede alle esigenze irrigue di un territorio di circa 50000 ettari nel comprensorio di Lodi. Le portate

del canale Muzza assumono però valori diversi in relazione alle necessità stagionali di irrigazione, controllate queste ultime dal Consorzio di Bonifica Muzza-Bassa Lodigiana che ha in gestione le utenze del canale stesso. Più in particolare, nel periodo invernale la garanzia della disponibilità della portata nominale di 50 m<sup>3</sup>/s per la centrale di Tavazzano Montanaso è subordinata alla disponibilità di una sufficiente portata nell'alveo dell'Adda in prossimità di Cassano, per cui di fatto la disponibilità per la centrale è di 43 m<sup>3</sup>/s continui per tutto l'anno, elevabili a 50 m<sup>3</sup>/s con buona sicurezza in genere da aprile a settembre.

Per quanto riguarda le garanzie di deflusso e la gestione delle acque dello scarico delle acque di raffreddamento nell'arco dell'intero anno, è stato realizzato il canale scaricatore detto Belgiardino che, partendo dal canale Muzza immediatamente a valle della centrale, confluisce direttamente in Adda dopo un percorso di circa 4.5 km. La principale funzione del canale Belgiardino consiste comunque nel dirottare in Adda le acque transitanti a Tavazzano permettendo la continuità del raffreddamento dei gruppi anche quando il sistema di canali a valle della centrale fosse parzialmente od integralmente indisponibile per esempio per asciutte legate a lavori di manutenzione.

Il sistema di prelievo e di restituzione delle acque di raffreddamento dei condensatori dalla Muzza è caratterizzabile secondo tre periodi fondamentali:

1. nei mesi di marzo ed ottobre la portata destinata alla centrale è di 43 m<sup>3</sup>/s, che viene smaltita privilegiando il canale Belgiardino;
2. nel periodo compreso tra i mesi di aprile e settembre (periodo estivo) alla centrale viene assicurata, se disponibile, una portata massima di 50 m<sup>3</sup>/s che viene interamente restituita al canale Muzza;
3. nel periodo compreso tra i mesi di novembre e febbraio (periodo invernale) la portata massima destinata alla centrale è ancora di 43 m<sup>3</sup>/s, con una restituzione che interessa sia il canale Muzza che il canale Belgiardino.

Gli scenari sopra indicati, legati alle attuali condizioni di esercizio della centrale, presentano tuttavia anche aspetti legati ad altre esigenze, che possono comportare anche modifiche alle condizioni operative. In particolare, nel periodo di asciutta (mesi di marzo ed ottobre) il canale Belgiardino viene attivato sistematicamente, mentre nel periodo invernale lo scarico delle acque di raffreddamento interessa il fiume Adda tramite il canale Belgiardino anche in funzione delle asciutte del canale Muzza a valle della centrale per lavori di manutenzione. Nel periodo estivo (mesi da aprile a settembre), al canale Belgiardino viene comunque mantenuto un minimo flusso di acqua per la sopravvivenza della fauna ittica. Inoltre, in base alla convenzione con il Consorzio, la restituzione delle acque al canale Muzza deve avvenire in modo che il pelo libero nel canale, appena a monte dello sbarramento, si mantenga costante e pari ad un valore di 81.5 m s.l.m.m.; tale regolazione viene fatta mediante apposite paratoie.

Per quanto riguarda gli aspetti legati allo scarico delle acque di raffreddamento dei condensatori, va tenuto presente che la qualità dal punto di vista chimico e fisico delle acque di raffreddamento reimmesse nel sistema canale Muzza – canale Belgiardino non è modificata dall'utilizzo in centrale e l'impatto ambientale dovuto allo scarico delle acque di raffreddamento è essenzialmente di tipo termico, in termini di portata immessa nel corpo idrico e quantità di calore contenuta, che si traduce in un valore di incremento termico allo scarico rispetto alla temperatura dell'acqua prelevata alle prese.

### *La configurazione finale ed i transitori*

Nel “Transitorio 1” si è considerata, in maniera cautelativa e coerentemente con quanto fatto per la valutazione della qualità dell’aria, una condizione di tutti e quattro i gruppi in esercizio a pieno carico, con una portata totale dell’acqua necessaria al raffreddamento prelevata dal canale Muzza pari quindi a 51.8 m<sup>3</sup>/s.

Nel “Transitorio 2”, dal punto di vista della dispersione termica la prescrizione del passaggio a gas della sezione 8 non presenta differenze in termini di calore ceduto al corpo idrico, per cui tale scenario si differenzia da quello attuale solo per la presenza del gruppo 9, che però immette nell’opera di scarico dei gruppi 5 e 6 solo l’acqua proveniente dalla torre di raffreddamento, la cui quantità (60 m<sup>3</sup>/h) ed il cui incremento termico (+2 °C) sono tali da non alterare di fatto le condizioni di dispersione termica nel canale Belgiardino e nel fiume Adda rispetto allo scenario attuale. Pertanto, le valutazioni termiche relative allo scenario attuale di cui al punto A. sono da ritenersi ancora valide, e la presenza del gruppo 9 è stata tenuta in conto solo per gli aspetti relativi al contenuto chimico dell’acqua di scarico

Nella configurazione finale, infine, mentre le condizioni di prelievo e dispersione delle acque di raffreddamento dei condensatori per i gruppi 5 e 6 permangono inalterate rispetto alla configurazione attuale della centrale, per il gruppo 9 a ciclo combinato si ribadisce quanto già detto che il suo contributo è da considerare non significativo sia per quantità sia per temperatura.

### *Stima della dispersione termica in acqua*

L’analisi della dispersione termica è stata condotta utilizzando una simulazione numerica, in particolare:

- a. è stato utilizzato un modello matematico bidimensionale del tipo “shallow water” implementato con l’ausilio del codice SWEET che utilizza un reticolo di calcolo ad elementi finiti triangolari del secondo ordine per la generazione del quale è stato necessario assegnare i profili planimetrici dei corpi idrici interessati;
- b. è stato tenuto conto dei fattori ambientali che possono influenzare la dispersione termica, quali ad esempio lo scambio termico con l’atmosfera o l’effetto dovuto alla tipologia del fondo (presenza di erba, ghiaia, manufatti cementizi, ecc.);
- c. sono stati esaminati l’andamento del campo di velocità e del campo termico nell’intero dominio di calcolo allo scopo di verificare del rispetto dei limiti di legge nelle condizioni supposte più critiche in relazione al futuro assetto della centrale ed alla regime delle acque nei canali artificiali facenti parte del sistema di raffreddamento della centrale stessa.

Il sistema di prelievo e di restituzione delle acque di raffreddamento è caratterizzato da tre periodi fondamentali:

1. mesi di marzo ed ottobre, nei quali la portata destinata alla centrale è mediamente di 43 m<sup>3</sup>/s, smaltita privilegiando il canale Belgiardino;
2. periodo compreso tra i mesi di aprile e settembre (periodo estivo) nel quale alla centrale viene assicurata, se disponibile, una portata massima di 50 m<sup>3</sup>/s che viene interamente restituita al canale Muzza;

3. periodo compreso tra i mesi di novembre e febbraio (periodo invernale) nel quale la portata massima destinata alla centrale è ancora di 43 m<sup>3</sup>/s, con una restituzione ripartita tra il canale Muzza ed il canale Belgiardino.

Gli scenari identificati in precedenza come conservativi ai fini della valutazione delle condizioni di scarico e del loro impatto sui corpi idrici interessati sono stati analizzati in dettaglio sia graficamente sia mediante post processamento di tipo analitico allo scopo di estrarre l'insieme delle informazioni utili a caratterizzare il campo termico nell'intero dominio ed a valutarne l'impatto.

In particolare, sono state esaminate con particolare attenzione le zone relative agli scarichi ed alle opere di presa dei cinque gruppi, che interessano il canale Muzza e l'imbocco del canale Belgiardino, e la zona dello sbocco del canale Belgiardino in Adda.

Dal punto di vista della dispersione termica la situazione attuale ed il "Transitorio 2" presentano lo stesso tipo di impatto, essenzialmente legato all'esercizio a pieno carico dei gruppi 5, 6 e 8.

In termini di quantità di calore e di portata scaricata la condizione critica di esercizio è quando tutti e quattro i gruppi sono in esercizio a pieno carico, come accade nello scenario "Transitorio 1", in quanto gli altri scenari ipotizzati comportano tutti una minore quantità di calore scaricata nei corpi idrici riceventi ed una minore portata di scarico; in particolare, nella situazione finale di esercizio tali quantità risultano pressoché dimezzate rispetto alla situazione più critica.

Ne consegue che è essenziale verificare l'andamento della dispersione termica nella configurazione più critica, e verificare negli altri assetti di esercizio la conseguente riduzione dei parametri termici, ricordando sempre che l'eventuale esercizio contemporaneo del gruppo 9 non altera in maniera rilevabile le condizioni di dispersione.

La tabella seguente mostra i risultati ottenuti dalle simulazioni.

Configurazione	Condizione	Temperatura Muzza-Belgiardino	Temperatura sbocco Belgiardino-Adda	Fiume ADDA dopo l'immissione del Belgiardino	
				DT sezione 100m	DT sezione 1000m
Transitorio 1	Mese di Marzo	20,14	16,50	2,03	1,00
	Mese di Ottobre	26,70	23,00	2,26	1,02
	Periodo invernale Novembre- Febbraio	15,30	12,60	2,47	1,09
	Periodo estivo Aprile-Settembre	28,10	26,70	2,03	0,87
Attuale e Transitorio 2	Mese di Marzo	14,00	13,70	1,30	0,66
	Mese di Ottobre	19,90	19,69	1,43	0,65
	Periodo invernale Novembre- Febbraio	11,30	10,93	1,73	0,81
	Periodo estivo Aprile-Settembre	26,07	25,50	1,58	0,68

Dall'analisi dei risultati è possibile affermare che a partire dalla situazione attuale di esercizio, le fasi di costruzione del gruppo 9 a ciclo combinato, le fasi di esercizio intermedio previste fino al 2014 e la situazione di esercizio futuro non comportano in nessuna condizione ambientale il superamento dei limiti di legge sia per quanto riguarda le condizioni di dispersione termica delle acque di raffreddamento

dei condensatori nel corpo idrico recettore, sia per quanto riguarda la qualità delle acque scaricate dalla torre di raffreddamento.

## Rumore

La Legge Quadro sull'inquinamento acustico n. 447/95 prevede l'applicazione di limiti massimi assoluti per il rumore nell'ambiente esterno. Detti limiti derivano dalla zonizzazione acustica, la cui predisposizione è competenza dei comuni, cioè dalla suddivisione del territorio in sei classi rappresentative di altrettanti livelli di accettabilità dell'inquinamento acustico.

I valori dei limiti sono definiti, per ogni classe, nell'Allegato al DPCM 14/11/97: in tabella B sono riportati i valori da non superare per le "emissioni", cioè per il rumore prodotto da ogni singola "sorgente"<sup>17</sup> presente sul territorio, mentre, in tabella C, sono riportati i valori limite da non superare per le "immissioni", per il rumore cioè determinato dall'insieme di tutte le sorgenti presenti nel sito. Nelle tabelle seguenti sono riportati sinteticamente tali valori limite, espressi come livello continuo equivalente di pressione sonora ponderata A (Leq in dBA)<sup>18</sup> relativo al tempo di riferimento diurno o notturno.

**DPCM 14.11.97, tabella B: Valori limite di emissione – (Leq in dBA)**

Classi di destinazione d'uso del territorio	Tempi di riferimento	
	Diurno (06.00÷22.00)	Notturmo (22.00÷06.00)
I - aree particolarmente protette	45	35
II - aree prevalentemente residenziali	50	40
III - aree di tipo misto	55	45
IV - aree di intensa attività umana	60	50
V - aree prevalentemente industriali	65	55
VI - aree esclusivamente industriali	65	65

**DPCM 14.11.97, tabella C: Valori limite assoluti di immissione – Leq in dBA**

Classi di destinazione d'uso del territorio	Tempi di riferimento	
	Diurno (06.00÷22.00)	Notturmo (22.00÷06.00)
I - aree particolarmente protette	50	40
II - aree prevalentemente residenziali	55	45
III - aree di tipo misto	60	50
IV - aree di intensa attività umana	65	55
V - aree prevalentemente industriali	70	60
VI - aree esclusivamente industriali	70	70

Nella Tabella seguente, tratta dall'allegato al DPCM 14 novembre 1997, viene riportata la caratterizzazione in termini descrittivi delle classi acustiche.

<sup>17</sup> Per "sorgente" si intende anche un insieme di sorgenti acustiche purché appartenenti allo stesso processo produttivo o funzionale

<sup>18</sup> Quella corrispondente ai livelli di percezione dell'orecchio umano.

**DPCM 14.11.97, tabella A: Descrizione delle classi acustiche**

<b>Classe I</b>	<b>Aree particolarmente protette:</b> aree nelle quali la quiete rappresenta un elemento di base per la loro utilizzazione: aree ospedaliere scolastiche aree destinate al riposo ed allo svago aree residenziali rurali aree di particolare interesse urbanistico parchi pubblici ecc.
<b>Classe II</b>	<b>Aree destinate ad uso prevalentemente residenziale:</b> aree urbane interessate prevalentemente da traffico veicolare locale con bassa densità di popolazione con limitata presenza di attività commerciali ed assenza di attività industriali e artigianali.
<b>Classe III</b>	<b>Aree di tipo misto:</b> aree urbane interessate da traffico veicolare locale o di attraversamento con media densità di popolazione con presenza di attività commerciali uffici con limitata presenza di attività artigianali e con assenza di attività industriali; aree rurali interessate da attività che impiegano macchine operatrici.
<b>Classe IV</b>	<b>Aree di intensa attività umana:</b> aree urbane interessate da intenso traffico veicolare con alta densità di popolazione con elevata presenza di attività commerciali ed uffici con presenza di attività artigianali le aree in prossimità di strade di grande comunicazione e di linee ferroviarie le aree portuali le aree con limitata presenza di piccole industrie.
<b>Classe V</b>	<b>Aree prevalentemente industriali:</b> aree interessate da insediamenti industriali e con scarsità di abitazioni.
<b>Classe VI</b>	<b>Aree esclusivamente industriali:</b> aree esclusivamente interessate da attività industriali e prive di insediamenti abitativi.

Con riferimento ai limiti di emissione il decreto stabilisce che *“i rilevamenti e le verifiche sono effettuati in corrispondenza degli spazi utilizzati da persone e comunità”*.

Il territorio interessato dall'impianto termoelettrico di Tavazzano e dagli abitati ad esso circostanti è compreso tra i due comuni confinanti, Tavazzano con Villavesco e Montanaso Lombardo, entrambi in provincia di Lodi.

Il comune di Tavazzano con Villavesco ha approvato il proprio piano di zonizzazione nel maggio 2005, mentre per il comune di Montanaso è stata ipotizzata una classificazione sulla base di criteri di similitudine con quanto elaborato da Tavazzano.

La classificazione di Tavazzano prevede l'inserimento dell'impianto in classe V *“Aree prevalentemente industriali”*, mentre all'area rurale circostante l'impianto è stata assegnata la classe III *“Aree di tipo misto”*, con l'interposizione di una fascia di transizione in classe IV. Sono state previste fasce di rispetto per l'infrastruttura stradale della Via Emilia, allocate anch'esse in classe IV.

***Definizione dei ricettori e rilievi sperimentali***

L'area in esame, inizialmente a vocazione agricola, ha conosciuto un certo sviluppo dal punto di vista industriale; non si segnala l'influenza del fattore stagionale sul clima acustico dell'area. I primi centri abitati (Tavazzano, Villavesco, Arcagna, Montanaso e S. Grato) soggetti alla potenziale azione di disturbo delle sorgenti presenti all'interno della Centrale distano almeno 1.5 km dalla stessa, mentre alcune cascate sono ubicate ad una distanza inferiore.

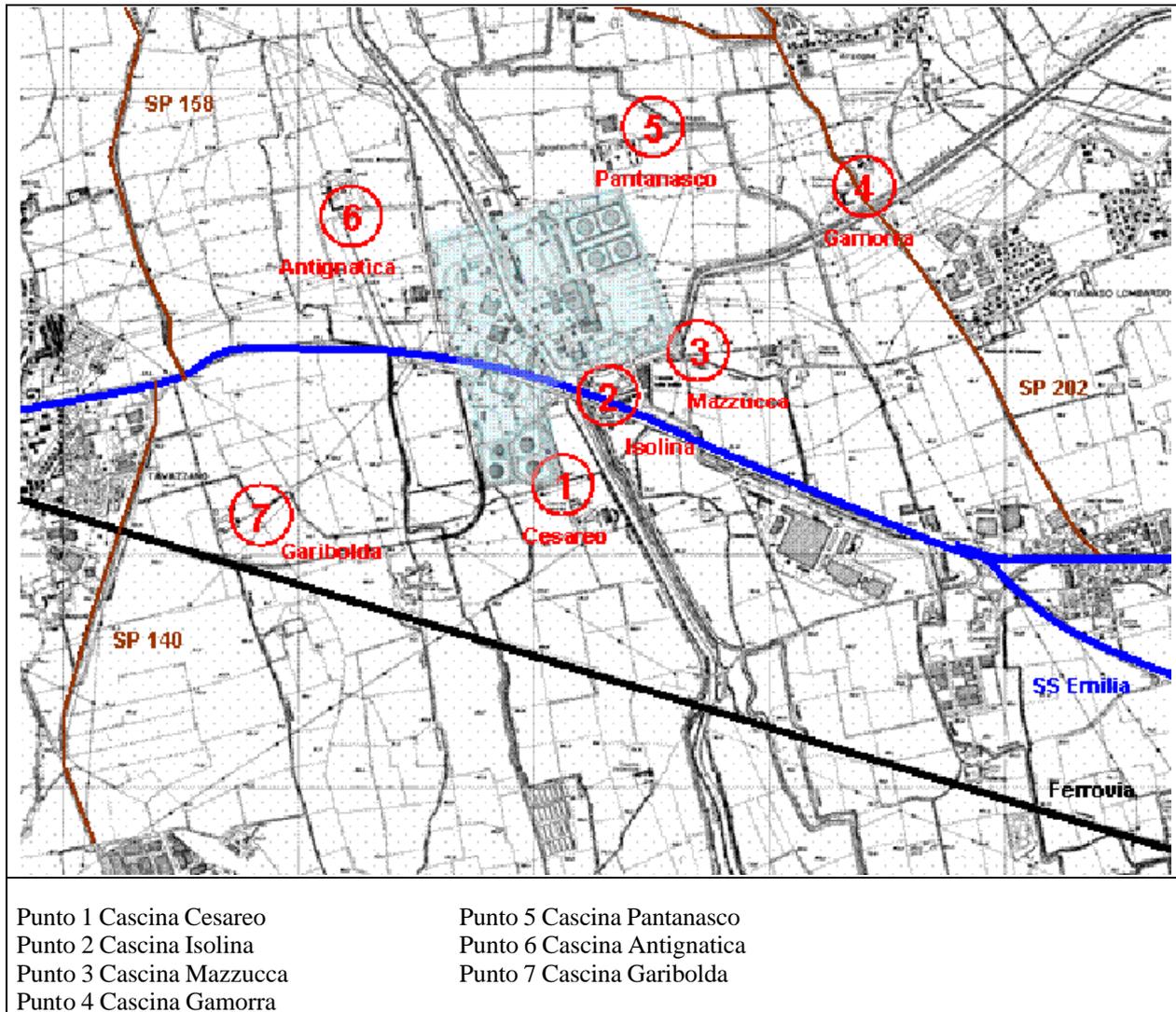
La rumorosità ambientale attuale fu caratterizzata attraverso una campagna di misura nella quale vennero presi in considerazione una serie di ricettori sensibili, giudicati buoni indicatori per valutare evoluzione del rumore generato in occasione dell'esercizio della sezione 7. Essi sono stati selezionati per la loro dislocazione sia geografica che logistica, in modo da ricoprire l'intera area circostante la Centrale e fornire utili indicazioni sui livelli sonori generati a distanze inferiori a quelle dei centri abitati.

In particolare, sono stati identificati sette punti, opportunamente disposti intorno all'area della centrale, come sinteticamente riportato nella Tabella seguente.

#### Descrizione dei punti di misura

Punto	Classe di zonizzazione	Denominazione	Descrizione
1	III (Comune di Tavazzano)	Cascina Cesareo	<i>Punto localizzato nei pressi del parco serbatoi lato Sud a poche decine di metri dal canale della Muzza e a circa 1000 m dall'area dei gruppi termoelettrici. Principali fattori influenzanti la rumorosità ambientale: l'attività della Centrale, traffico stradale della Via Emilia (400 m), traffico ferroviario della tratta Piacenza – Milano (500 m) e attività agricole presso la cascina.</i>
2	V fascia di rispetto viabilità (Comune di Tavazzano)	Cascina Isolina	<i>Punto localizzato lungo la strada statale Emilia (km 303), a circa 10 m dall'asse stradale all'altezza dell'edificio mensa, a circa 300 m dai gruppi. Principali fattori influenzanti la rumorosità ambientale: traffico lungo la strada statale, attività di Centrale.</i>
3	IV fascia di rispetto dell'impianto (Comune di Montanaso)	Cascina Mazzucca	<i>Punto a Est dell'impianto lungo il canale Belgiardino a circa 300 m dalla cascina Mazzucca e circa 400 m dai gruppi termoelettrici, in direzione di Montanaso. Principali fattori influenzanti la rumorosità ambientale: attività della Centrale, traffico stradale della Via Emilia (300 m), attività svolte nell'adiacente impianto di trattamento rifiuti (50 m) e attività agricole di pertinenza della cascina.</i>
4	IV area di rispetto della viabilità (Comune di Montanaso)	Cascina Gamorra	<i>Punto situato lungo la strada provinciale che collega Lodi a Zelo a circa 10 m dall'asse stradale, all'altezza del canale Belgiardino, a circa 1000 m dai gruppi termoelettrici e a 300 m circa dai centri abitati di Arcagna e Montanaso. Principali fattori influenzanti la rumorosità ambientale: traffico lungo la strada provinciale e attività agricole all'interno della cascina.</i>
5	III (Comune di Montanaso)	Cascina Pantanasco	<i>Punto in prossimità del parco serbatoi lato Nord a circa 500 m dai gruppi. Principali fattori influenzanti la rumorosità ambientale: attività della centrale e attività produttive svolte all'interno dell'azienda agricola.</i>
6	III (Comune di Tavazzano)	Cascina Antignatica	<i>Punto a Nord-Ovest dell'impianto, in direzione della frazione di Villavesco, a circa 800 m dai gruppi termoelettrici. Principali fattori influenzanti la rumorosità ambientale: l'attività della Centrale e le attività agricole svolte all'interno della cascina.</i>
7	III (Comune di Tavazzano)	Cascina Garibolda	<i>Punto ad Ovest dell'impianto, in direzione di Tavazzano, a circa 1300 m dai gruppi termoelettrici. Principale fattore influenzante la rumorosità ambientale: traffico ferroviario che si svolge lungo la linea Piacenza–Milano (150 m) e, in via marginale, il luogo risulta influenzato dalle attività di Centrale e dal traffico circolante sia sulla strada provinciale per Lodi Vecchio (400 m) sia sulla strada statale (500 m).</i>

NOTA: Per il Comune di Tavazzano con Villavesco le classi di zonizzazione si riferiscono alla zonizzazione acustica approvata nel maggio 2005, mentre, per il Comune di Montanaso, il quale non ha ancora effettuato la zonizzazione acustica del territorio, è stata ipotizzata una classificazione sulla base dei criteri di destinazione d'uso del PRGC.



#### Area di indagine e ubicazione dei punti di misura

Presso le postazioni individuate sono stati svolti rilievi di rumore ambientale, con tecnica di campionamento e tempi di misura pari a 10' in periodo diurno e notturno.

I risultati dell'attività svolta sono indicati nella seguente tabella che riporta, per ciascuna postazione, il valore del livello equivalente  $L_{Aeq}$  in dBA, utilizzato per tarare il modello di stima del clima acustico. Nell'elaborazione dei dati acquisiti sono stati trascurati gli eventi sonori giudicati occasionali.

#### Livelli equivalenti di pressione sonora

Punto	$L_{Aeq}$ diurno	$L_{Aeq}$ notturno
1	52 <sup>(1)</sup>	45 <sup>(1)</sup>
2	72	68
3	62	55 <sup>(2)</sup>
4	66	55
5	48	41,5
6	48	41
7	55 <sup>(1)</sup>	41 <sup>(1)</sup>

(1) Il livello equivalente è influenzato in maniera determinante dalla presenza della linea ferroviaria;

(2) Si segnala la presenza di una componente tonale a 100 Hz

**Stima della dispersione acustica**

Per la stima del clima acustico nelle diverse configurazioni impiantistiche, successivamente alla fase sperimentale è stato applicato un modello matematico di simulazione del rumore ambientale. Esso è stato innanzitutto validato con riferimento ai dati sperimentali acquisiti, quindi applicato ai diversi casi di esercizio.

Per il “Transitorio 1” le simulazioni sono state condotte considerando il caso più gravoso di funzionamento contemporaneo dei gruppi 7 ed 8. Mentre nel “Transitorio 2” la modifica di combustibile, da olio a gas, della sezione 8 dal 2010 non comporta variazioni rispetto alle emissioni acustiche dell’impianto.

In base ai valori calcolati si può costruire la seguente tabella riassuntiva, che riporta anche i limiti di immissione.

**Valori stimati dal modello [Leq in dB(A)] in periodo diurno e notturno e confronto con i limiti assoluti di immissione**

Punto	Classe di zonizzazione	Limite assoluti di immissione diurno / notturno [dB(A)]	Attuale		Transitorio 1		Transitorio 2		Futuro	
			diurno	notturno	diurno	notturno	diurno	notturno	diurno	notturno
1	III	60/50	52,7	48,0	52,0	48,0	52,7	48,3	52,1	47,8
2	V	70/60	<b>72,3</b>	<b>68,2</b>	72,2	68,2	72,3	68,2	72,3	68,2
3 bis	III	60/50	52,8	48,5	52,2	48,5	52,8	48,5	52,3	48,1
4	IV	65/55	46,9	41,7	46,1	41,8	46,9	42,0	46,1	41,4
5	III	60/50	47,0	42,2	49,3	42,2	47,4	43,3	48,9	43,8
6	III	60/50	49,0	44,5	48,3	44,5	49,5	45,8	49,1	45,3
7	III	60/50	46,7	42,4	47,0	42,4	46,8	42,6	46,7	42,5

Dalle tabelle precedenti si osserva il superamento dei limiti di immissione nel solo punto 2 (per la presenza del traffico veicolare).

**Rifiuti**

E' definito rifiuto qualsiasi sostanza od oggetto di cui il detentore si disfi, abbia deciso o abbia l'obbligo di disfarsi.

La legge n. 178 dell'8/08/2002, ha precisato questa definizione, stabilendo le condizioni per cui non ricorre l'obbligo di disfarsi di una sostanza, nel caso di oggettivo ed effettivo riutilizzo della stessa. Con riferimento alla normativa vigente i rifiuti prodotti in seguito a lavorazioni o per la gestione dell'impianto sono classificabili come rifiuti speciali pericolosi e rifiuti speciali non pericolosi. Nell'eventualità di dover produrre un nuovo rifiuto, occorre individuarne la tipologia all'interno di quelle previste (D.Lgs. n. 22/97 e successive modifiche ed integrazioni), ricorrendo, se necessario, ad analisi effettuate da laboratori specializzati. L'identificazione del rifiuto è univoca, mediante l'attribuzione del codice CER.

Al fine di garantire una gestione dei rifiuti nel rispetto dell'ambiente e in modo conforme a quanto prescritto a livello legislativo, le scelte inerenti le modalità di smaltimento sono operate privilegiando:

- cernita e/o recupero di materia prima effettuato da terzi;
- riutilizzo effettuato da terzi;
- conferimento dei rifiuti ai soggetti che gestiscono il servizio pubblico di raccolta previa apposita convenzione;
- conferimento dei rifiuti a terzi autorizzati per stoccaggio definitivo in discarica o incenerimento (il D.Lgs. n. 36 del 13/01/2003 "Attuazione della direttiva 1999/31/CE relativa alle discariche di rifiuti", stabilisce, fra l'altro, le categorie di rifiuti che non saranno più ammesse in discarica a partire, salvo eccezioni, dal 17/7/2005 e rimanda al Decreto del 13/3/2003 che stabilisce i criteri di ammissibilità dei rifiuti in discarica. In tempo utile la presente istruzione operativa sarà aggiornata in modo da consentire l'individuazione della tipologia della discarica di destinazione dei rifiuti da smaltire).

L'autorizzazione dei depositi preliminari dei rifiuti all'interno della centrale, rilasciata dalla Amministrazione Provinciale di Lodi, individua per ciascun rifiuto apposite aree di stoccaggio e ne fissa il quantitativo massimo stoccabile.

Qualora si dovessero produrre rifiuti non rientranti tra quelli autorizzati al deposito preliminare occorre provvedere al loro smaltimento immediatamente a valle della loro produzione e comunque, nel caso di deposito temporaneo, nel rispetto di quanto previsto dall'art. 6 comma 2 e 3 del D.Lgs. n. 22/1997 (per i rifiuti pericolosi, quando si raggiunge la quantità totale di 10 m<sup>3</sup>, lo smaltimento deve essere effettuato entro un tempo massimo di 2 mesi dalla data di carico sul registro, per i non pericolosi a 20 m<sup>3</sup> entro 3 mesi).

Tutti i rifiuti stoccati nei depositi preliminari devono essere smaltiti comunque entro 1 anno (il D.Lgs. n. 36 del 13/01/2003 prevede il regime di discarica per le aree adibite a stoccaggio dei rifiuti in attesa di smaltimento per un periodo superiore ad 1 anno).

L'eventuale deposito temporaneo deve essere costituito da un'area delimitata, segnalata e con requisiti tecnici adeguati a contenere i rifiuti previsti; i rifiuti devono essere contrassegnati con il relativo codice CER e non devono essere mescolati.

### ***Produzione dei rifiuti e stoccaggio provvisorio in Centrale***

Le attività svolte all'interno della Centrale possono dare origine alla produzione di rifiuti che devono essere allocati nel rispettivo "deposito preliminare" o nel caso non esista l'autorizzazione allo stoccaggio smaltiti direttamente all'atto della loro produzione. Per ottenere una corretta gestione dei rifiuti ciascun produttore deve porre la dovuta attenzione alla separazione degli stessi all'atto della loro produzione.

L'intera attività di controllo, identificazione, stoccaggio e smaltimento di rifiuti, all'interno della centrale, è descritta e codificata da un'apposita procedura operativa predisposta nell'ambito del Sistema di Gestione Ambientale della Registrazione EMAS della centrale stessa.

## IL MONITORAGGIO

### Sistemi di monitoraggio emissioni in aria

Ogni sezione (o modulo) dispone di un sistema di controllo in continuo delle emissioni costituito da un insieme di strumenti dedicati al monitoraggio per la sorveglianza e la registrazione delle sostanze inquinanti. Sono sottoposte a rilevazione le concentrazioni nei fumi relative a: biossido di zolfo, ossidi di azoto, monossido di carbonio, polveri, per le sezioni 7 e 8, e ossidi di azoto e monossido di carbonio per i moduli a ciclo combinato. Oltre alle concentrazioni degli inquinanti elencati vengono misurate la concentrazione di ossigeno, la temperatura, la pressione e la portata dei fumi.

Ai sensi della normativa vigente, i valori annuali di inquinanti delle diverse sostanze emessi, espressi in tonnellate/anno, sono trasmessi annualmente al Ministero dell'Ambiente.

I dati mensili delle concentrazioni di inquinanti emessi, rilevati in continuo dai misuratori installati sui condotti del camino, vengono trasmessi periodicamente in formato validato all'Agenzia Regionale per la Protezione dell'Ambiente. I dati grezzi vengono trasmessi in continuo all'ARPA di Lodi.

Il controllo degli impatti potenziali é effettuato utilizzando sistemi di controllo e monitoraggio già attivi e descritti al paragrafo 3.2.6.

### Rete Rilevamento Qualità dell'Aria

La Rete di Rilevamento Qualità dell'Aria (RRQA) è costituita da undici postazioni dislocate sul territorio circostante la Centrale, per la misura in continuo delle concentrazioni al suolo di SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> e polveri (limitatamente a cinque postazioni).

La RRQA consente l'acquisizione di una serie di dati chimico-meteorologici tale da permettere di correlare, se necessario, le emissioni delle ciminiere con le concentrazioni al suolo nei punti di misura.

Le postazioni di rilevamento sono posizionate nelle località di Lodi, Tavazzano, Vidardo, Melegnano, Montanaso Lombardo, Tribiano, S. Giuliano Milanese, Spino d'Adda, Abbadia Cerreto, Landriano e Codogno. Fa parte della rete anche una postazione fissa, situata nell'area della Centrale, per l'acquisizione e la registrazione dei principali parametri meteorologici.

In conformità a quanto dichiarato all'articolo 10 della Convenzione stipulata l'11 luglio 2003 per la trasformazione in ciclo combinato dei moduli 5 e 6 della Centrale di Tavazzano-Montanaso, è in corso di attivazione un potenziamento e una riqualificazione della RRQA. Tale intervento comprende, fra l'altro, l'installazione delle stazioni di misurazione del PM<sub>10</sub>, che saranno a Lodi, Codogno, Tavazzano, Montanaso e Landriano, l'introduzione di una stazione di monitoraggio per il PM<sub>2,5</sub> a Lodi e stazioni di misura di Benzene, Toluene e Xilene a Lodi e Montanaso.

Ciascuna postazione trasmette i dati relativi alle concentrazioni di SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> e, ove disponibili, polveri alla postazione centrale, ove vengono elaborati in continuo, sotto la supervisione ed il controllo del personale della Centrale. Essi vengono presentati, sia in forma tabellare che grafica, su stampante ed in

video e trasmessi in continuo all'ARPA di Lodi, che li trasmette ai Comuni interessati per la divulgazione al pubblico.

La manutenzione dei sistemi di misura e la gestione dei dati viene effettuata dal personale di Centrale; periodicamente le apparecchiature di misura sono sottoposte a taratura da parte di personale qualificato di ditte certificate.

### **Biomonitoraggio della qualità dell'aria**

Come previsto dai decreti di autorizzazione relativi alla trasformazione in ciclo combinato dei moduli 5 e 6, è in corso la progettazione di una rete di biomonitoraggio della qualità dell'aria, integrata con le reti nazionale e regionale.

Il sistema si basa sulla capacità che alcuni licheni hanno di agire come indicatori delle alterazioni ambientali, dovute in particolare alla presenza di ossidi di azoto, di biossido di zolfo e metalli.

La validità del metodo, già applicato in molte regioni d'Italia, è stata verificata all'interno di Endesa Italia (Centrali di Tavazzano-Montanaso e Monfalcone) confrontandone i risultati con quelli rilevabili dalle centraline della RRQA e con quelli ricavati dalle simulazioni modellistiche.

### **Sistemi di controllo scarichi idrici**

Per il rispetto dei limiti previsti dalla legislazione vigente, il carico elettrico generato viene gestito in modo da rispettare i limiti imposti per gli scarichi termici.

Rilievi effettuati in varie condizioni di esercizio e di portata dei corpi idrici mostrano il rispetto di tali limiti.

Viene effettuato inoltre un controllo continuo dei parametri: pH, torbidità, conducibilità, contenuto olii e temperatura all'uscita dell'impianto di trattamento acque reflue.

Periodicamente vengono effettuate analisi complete su parametri e sostanze tipicamente presenti nelle acque scaricate.

### **Sistemi di monitoraggio acque di falda**

E' operativo anche un sistema di monitoraggio delle acque di falda, realizzato mediante piezometri e sistemi di campionamenti.

## IL SISTEMA DI GESTIONE AMBIENTALE

La Centrale di Tavazzano e Montanaso è stata una delle prime Organizzazioni in Italia ad ottenere, nel 2000, la certificazione ambientale ISO 14001 e l'iscrizione nel prestigioso registro EMAS (al numero 32). Da allora ha consolidato una valida cultura ambientale, che le consente di essere un riferimento tra gli impianti caratterizzati da un significativo impatto ambientale e che si prefiggono di sviluppare la propria attività nel rispetto dell'ambiente e delle esigenze del Territorio all'interno del quale sono collocati.

Il Regolamento EMAS prescrive di redigere una Dichiarazione Ambientale ogni tre anni, in coincidenza con il rinnovo triennale della Registrazione. Inoltre, con frequenza annuale, sono redatti aggiornamenti più sintetici, che riassumono le caratteristiche salienti dell'esercizio dell'anno trascorso, confrontate con quelle degli anni precedenti, in modo da rendere visibili i progressi compiuti, in applicazione del programma di "miglioramento continuo" che la certificazione richiede.

La Dichiarazione Ambientale è il mezzo attraverso il quale l'Organizzazione registrata si presenta a tutti coloro che hanno interesse a conoscerla. In essa vi è una descrizione del sito e del processo produttivo, degli aspetti ambientali che sono coinvolti, delle azioni di mitigazione promosse per contenere gli impatti entro limiti ragionevolmente sostenibili.

Nei sei anni trascorsi dal 2000, la Centrale di Tavazzano e Montanaso ha pubblicato sei edizioni di Dichiarazioni Ambientali, suddivise in due Dichiarazioni complete e quattro aggiornamenti sintetici. E' appena stata redatta la settima edizione, in versione completa, che come le altre è messa a disposizione del Territorio ed è distribuita a tutte le Istituzioni, alle Autorità politiche, militari e religiose, alle scuole, agli Enti pubblici ed a quelli specificamente preposti ai controlli delle attività industriali, alle associazioni di categoria degli imprenditori, alle Università. Insomma, a tutti i soggetti che convivono con la nostra realtà ed a quanti altri, anche lontani, che ne facciano richiesta. L'edizione è anche disponibile in formato elettronico nel sito aziendale [www.endesaitalia.it](http://www.endesaitalia.it) accessibile a tutti.

Per aderire al regolamento EMAS, la Centrale di Tavazzano e Montanaso:

- ha effettuato una analisi ambientale iniziale;
- adotta una politica ambientale del sito;
- redige un programma ambientale;
- ha introdotto e applica un sistema di gestione ambientale;
- effettua audit ambientali (valutazioni documentate e obiettive dell'efficienza del sistema di gestione ambientale);
- esegue il riesame della politica e degli obiettivi ambientali (da parte della direzione);
- elabora una Dichiarazione Ambientale (la Dichiarazione Ambientale viene convalidata da un Verificatore Ambientale accreditato)

Il Sistema di Gestione Ambientale si basa sull'applicazione di una serie di procedure, che disciplinano i comportamenti e le responsabilità del personale in relazione all'ambiente.

In particolare sono garantiti il controllo delle emissioni in acqua e in atmosfera, la gestione dei rifiuti, delle sostanze (policlorobifenili, idrofluorocarburi, esafluoruro di zolfo, amianto, reagenti chimici), degli impianti di captazione delle ceneri nei fumi della combustione, il controllo e la taratura della strumentazione e sono definiti e normati i metodi analitici utilizzati dal laboratorio chimico.

Sono altresì assicurati la gestione delle emergenze, la formazione del personale, le verifiche e il riesame del sistema stesso.

Il Sistema stabilisce le modalità d'individuazione e di gestione degli aspetti ambientali e dei relativi impatti nonché la registrazione e l'analisi delle disposizioni legislative in materia ambientale, in modo da assicurare la costante conformità del sito alle norme vigenti.

Il Sistema di Gestione è documentato mediante il Manuale del Sistema Integrato di Gestione Ambientale e della Sicurezza e la Raccolta delle Procedure Gestionali.

Il Manuale è redatto secondo quanto prescritto dal regolamento EMAS (CE-761/01) e fa riferimento alle procedure emesse, per le esigenze sopra esposte.

Tutta la documentazione ambientale è catalogata e raccolta nell'Archivio Ambientale di Centrale.