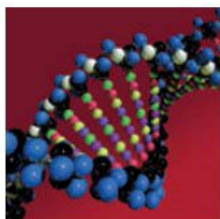
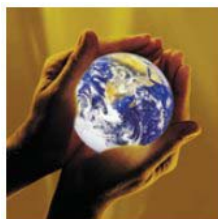




Centrale Termoelettrica di Fiume Santo (SS)

Istanza di Autorizzazione Integrata Ambientale

- Sintesi Non Tecnica -



Settembre 2009

Preparata da ENVIRON ITALY S.r.l.

Via Mentore Maggini, 50

00143 Roma

Tel 06.4521440

Fax 06.45214499

INDICE

1	INTRODUZIONE	3
2	UBICAZIONE DELL'IMPIANTO	5
3	OGGETTO DELLA PRESENTE ISTANZA.....	6
4	INDIVIDUAZIONE DEI PRINCIPALI FATTORI DI IMPATTO AMBIENTALE E VALUTAZIONE DELLE PERFORMANCES DI IMPIANTO.....	11
5	ANALISI VINCOLISTICA.....	17
6	QUANTIFICAZIONE DEGLI IMPATTI SULL'ATMOSFERA.....	19
6.1	STATO DI RIFERIMENTO PER LA QUALITÀ DELL'ARIA	19
6.2	IDENTIFICAZIONE DEGLI IMPATTI POTENZIALI.....	20
7	QUANTIFICAZIONE DEGLI IMPATTI SULL'AMBIENTE IDRICO	23
7.1	IMPATTI IMPUTABILI AI PRELIEVI IDRICI	23
7.2	EFFETTI DELLO SCARICO TERMICO IN MARE	23
7.3	IMPATTI IMPUTABILI ALLO SCARICO DELLE ACQUE REFLUE IN MARE.....	24
7.4	IMPATTI SULLE BIOCENOSI MARINE.....	24
8	QUANTIFICAZIONE DEGLI IMPATTI SUL CLIMA ACUSTICO	26
8.1	ZONIZZAZIONE ACUSTICA DEL TERRITORIO	26
8.2	SORGENTI SONORE DI CENTRALE E IMPATTO SUL CLIMA ACUSTICO.....	27
9	PRODUZIONE DI RIFIUTI	30
10	PIANO DI MONITORAGGIO.....	32
10.1	EMISSIONI IN ATMOSFERA	32
10.2	QUALITÀ DELL'ARIA	32
10.3	EMISSIONI IN ACQUA	33
10.4	RUMORE.....	33

FIGURA 1 FT: Schema a blocchi

FIGURA 2 FT: Schema indicativo di funzionamento di una sezione termoelettrica di Centrale e del trattamento fumi



1 INTRODUZIONE

E.ON Produzione S.p.A. (di seguito E.ON), in qualità di gestore della Centrale Termoelettrica di Fiume Santo (SS), fa richiesta di Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) ai sensi dell'art 10 del D.Lgs. 18 febbraio 2005 n. 59 per le modifiche in progetto per tale impianto, e fornisce, con questo documento, le informazioni di tipo sintetico ed espresse in linguaggio non tecnico, richieste dalla normativa, ai fini di una diffusione al pubblico ed alla cittadinanza dei contenuti dell'istanza stessa.

La presente richiesta di AIA fa seguito alla conclusione della procedura di Valutazione di Impatto Ambientale per il nuovo assetto di Centrale, che ha avuto esito positivo con prescrizioni (recepte nella presente istanza AIA), consistente nella sostituzione delle attuali sezioni 1 e 2 ad olio combustibile con una nuova sezione 5 a carbone, analoga alle attuali sezioni 3 e 4.

La Centrale di Fiume Santo è attualmente costituita da quattro sezioni termoelettriche tradizionali, di cui le sezioni 1 e 2 alimentate a olio combustibile denso (OCD) e le sezioni 3 e 4 alimentate a carbone e da due gruppi turbogas alimentati a gasolio autorizzati esclusivamente per un funzionamento massimo di 11 ore/giorno per complessive 500 ore/anno. L'attuale potenza elettrica lorda complessiva di Centrale è pari a circa 1.040 MW, a fronte di una potenza termica di 2.620 MW.

Le modifiche in progetto per le quali si richiede l'AIA prevedono:

- la dismissione e successiva demolizione delle attuali sezioni 1 e 2 ad olio combustibile e della relativa ciminiera;
- la costruzione di una nuova sezione a carbone (5) da 410 MW con caldaia e ciclo termico ultrasupercritici ($P > 270$ Bar e $T \sim 610^\circ$ C), analoga alle due sezioni esistenti 3 e 4, collocata in adiacenza alla sezione 4;
- la demolizione della esistente ciminiera di 200 metri di altezza relativa alle sezioni 3 e 4;
- la costruzione di una nuova ciminiera da 180 metri che servirà a convogliare i fumi delle sezioni 3, 4 e 5 a valle dei rispettivi sistemi di trattamento;
- l'utilizzo della stazione elettrica esistente, già dimensionata per trasmettere la potenza elettrica prodotta;
- l'utilizzo dei sistemi esistenti di stoccaggio movimentazione combustibili, calcare, gesso e ceneri, delle opere di presa e scarico acqua circolazione esistenti e dei sistemi ausiliari.

L'adozione delle migliori tecnologie impiantistiche disponibili per la sezione 5 garantirà un aumento del rendimento elettrico e una diminuzione delle emissioni di inquinanti complessive e per unità di energia prodotta.

Altro aspetto rilevante è quello legato alla riduzione delle attività di trasporto dell'olio combustibile attraverso navi cisterne all'interno del Golfo dell'Asinara.

La configurazione futura della Centrale sarà composta da:

- sezioni 3 e 4, alimentate a carbone, da 320 MW ciascuno;

- sezione 5, alimentata a carbone, da 410 MW;
- gruppi turbogas F.O.5 e F.O.6 alimentati a gasolio, da 40 MW ciascuno.

Il nuovo assetto di Centrale sarà caratterizzato quindi dai seguenti parametri:

- potenzialità elettrica lorda pari a 1.130 MW in condizioni ISO;
- potenza termica pari a 2.678 MW;
- produzione lorda di energia elettrica paria circa 9.328 GWh all'anno;
- rendimento elettrico totale netto pari al 39,3% in condizioni ISO;
- uso principale di carbone (con contenuto di zolfo inferiore al 1%), per un quantitativo annuo pari a circa 2.750.000 t. Saranno inoltre consumati 1.200 ton/anno di olio combustibile limitatamente alle fasi di avvio per le sezioni 3, 4 e 5 e come combustibile alternativo al carbone per le sezioni 3 e 4 e 9.250 ton/anno di gasolio (con contenuto di zolfo inferiore allo 0,1%) per i gruppi turbogas e per l'accensione delle sezioni 3, 4 e 5.

La rete elettrica nazionale è già presente nell'impianto con due linee, rispettivamente a 150 e 380 kV. Per l'evacuazione dell'energia prodotta la sezione 5 sarà collegata alla linea a 380 kV esistente.

La fornitura di carbone per il funzionamento della nuova sezione avverrà tramite l'esistente sistema di nastri di trasporto, di lunghezza pari a circa 8 km, che collega la Centrale al porto industriale di Porto Torres, dove il carbone è approvvigionato tramite navi carboniere.

Con la realizzazione del progetto sarà dismesso il circuito di raffreddamento a ciclo aperto tramite acqua mare delle sezioni 1 e 2, e le relative opere di presa e di restituzione. La sezione 5 utilizzerà l'esistente circuito di raffreddamento in comune con le sezioni 3 e 4.

In ultimo si segnala che in data 13/10/2005, Endesa Italia S.p.A. (oggi E.ON) presentava istanza di verifica di assoggettabilità alla procedura di VIA per un progetto di utilizzo continuativo di biomassa da legno e biomassa naturale vergine denominata PKS (Palm Kernel Shell2) - gusci frantumati dei frutti della palma da olio in co-combustione con il carbone per la produzione di energia nei gruppi 3 e 4 della Centrale di Fiume Santo. Il Ministero dell'Ambientale e della Tutela del Territorio e del Mare, con Decreto DSA-2009-0013772 del 03/06/2009, ha espresso parere di esclusione del progetto di co-combustione dall'applicazione della procedura di valutazione di impatto ambientale a condizione del rispetto delle prescrizioni di cui al parere n. 177 del 04/12/2008 della Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale - VIA e VAS espresso. La Centrale rimane in attesa del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico per l'autorizzazione all'esercizio.

L'utilizzo della biomassa, in co-combustione con il carbone, è autorizzato con il limite superiore del 5% quale apporto calorifico. Tale modifica di impianto si ritiene pertanto non sostanziale, ancor più dal momento che risulta essere migliorativa in termini di riduzione delle emissioni di CO₂ e di riduzione del consumo di carbone.

Con la presente istanza AIA si richiede pertanto anche la modifica non sostanziale per la co-combustione con biomassa.



2 UBICAZIONE DELL'IMPIANTO

La Centrale E.ON è ubicata nel Comune di Sassari, in località Fiume Santo, all'interno dell'Area di Sviluppo Industriale di Sassari – Porto Torres – Alghero (ASI) ed in particolare nel territorio definito "Area per impianti termoelettrici" che ricade nei Comuni di Sassari e Porto Torres.

La Centrale occupa un'area di circa 1.720.000 m² localizzata a Nord della Strada Provinciale n. 57 Porto Torres – Stintino, sulla riva sinistra del Fiume Santo e prospiciente il litorale del Golfo dell'Asinara. L'area di stabilimento confina a Nord-Est con il mare e negli altri versanti con vaste aree non utilizzate. All'interno di tale area sono presenti gli impianti di produzione, aree e serbatoi di stoccaggio ed immagazzinamento materiali, aree destinate a servizi tecnici, strade interne di collegamento ed infine stabili riservati ad uffici.

In *Figura 1* è riportata l'ubicazione del sito.

Figura 1: Foto satellitare del sito di Centrale



Il territorio circostante la Centrale si trova per la maggior parte al di sotto di quota 200 m s.l.m. e presenta morfologie assai variabili, con modesti rilievi ed un reticolo idrografico articolato nella zona nord-occidentale ed ampi tavolati con reticolo fluviale poco o nulla sviluppato nel settore sud-orientale, dove in corrispondenza del Monte Alvaro si raggiunge la quota più elevata di tutta l'area (342 m).



I centri abitati più vicini al sito sono Stintino, il cui centro cittadino si trova ad una distanza di circa 12 km in direzione Nord-Ovest, e Porto Torres, a circa 8 km in direzione Est.

La Centrale è raggiungibile mediante la S.P. 57, che transita a circa 2 km a Sud del sito, alla quale è collegata attraverso viabilità secondaria.

3 OGGETTO DELLA PRESENTE ISTANZA

Oggetto della presente istanza AIA è la Centrale di Fiume Santo quindi gli impianti in essa localizzati in relazione alle modifiche in progetto.

In relazione alla suddivisione dell'attività in fasi come richiesta dalla normativa e riportata nello Schema a Blocchi, allegato a questa sintesi (*Figura 1-FT*), si precisa che:

- **L'approvvigionamento del carbone e del gasolio (FASI 1 e 2) e la gestione del parco carbone e del deposito gasolio (FASI 3 e 4)** rimarranno simili a quanto attualmente già in corso. L'approvvigionamento dei combustibili viene effettuato via mare: la Centrale dispone di una banchina di proprietà E.ON che si trova nel porto industriale di Porto Torres, a circa 8 km dal sito produttivo, cui è collegata da oleodotto e sistemi di nastri trasporto carbone. Il carbone è scaricato dalle navi carboniere tramite due gru, situate in banchina, dotate di benne mobili che caricano le tramogge di alimentazione del nastro trasportatore. Il nastro si sviluppa dal molo fino al parco carbone situato all'interno della Centrale; nell'arco del percorso il nastro si interrompe, per motivi tecnici, in torri di travaso. Il parco carbone rappresenta il punto di accumulo del combustibile per l'esercizio delle sezioni 3, 4 e 5. Il carbone inviato verso la nuova sezione sarà convogliato ai bunker di stoccaggio ubicati vicino alla caldaia. Tramite sistemi di automazione indipendenti, il carbone prelevato da ciascun bunker sarà inviato al mulino corrispondente. Il polverino prodotto sarà essiccato tramite aria riscaldata mediante transito attraverso i riscaldatori aria rigenerativi, quindi trasportato pneumaticamente dalla stessa aria primaria ai bruciatori di caldaia.

Il sistema di approvvigionamento e stoccaggio del gasolio dedicato ai turbogas consiste in un serbatoio del tipo cilindrico ad asse verticale, a tetto fisso. L'approvvigionamento del gasolio per l'accensione dei bruciatori avviene mediante autobotti scaricate per mezzo di pompe ai serbatoi dedicati. Nella nuova configurazione sarà realizzata una nuova stazione di spinta per il sistema di alimentazione olio combustibile, che sarà installata in prossimità dei serbatoi giornalieri, utilizzando l'area disponibile a fianco delle pompe spinta nafta esistenti. La linea di alimentazione alla caldaia sarà completata da riscaldatori nafta, alimentati da vapore ausiliario. Analogamente sarà realizzata una stazione spinta gasolio, che alimenterà i bruciatori di avviamento e le torce pilota del nuovo gruppo, prelevando il gasolio dal sistema di stoccaggio esistente.

I consumi di carbone aumenteranno di circa 648.000 t/anno, portando a 2.750.000 t/anno i consumi totali di Centrale. I consumi di olio combustibile saranno invece notevolmente ridotti e il consumo annuale è stimato in 1.200 t (facendo eccezione per l'olio combustibile impiegato per i gruppi 3 e 4 in caso di indisponibilità del nastro carbone o di mancato approvvigionamento del carbone).

Per quanto riguarda le aree di deposito combustibili, la capacità di stoccaggio del parco carbone (capacità di 300.000 t) e del gasolio (capacità di 2.750 m³) rimarranno invariate



mentre varierà lo stoccaggio complessivo dell'olio combustibile con la dismissione e lo smantellamento di 2 serbatoi da 50.000 m³ e 1 serbatoio da 100.000 m³. Rimarrà solo un serbatoio di olio combustibile da 50.000 m³.

- Per quanto riguarda la fase di **approvvigionamento idrico (FASE 5)**, la costruzione della nuova sezione non comporterà la necessità di costruire nuove opere di presa oppure un nuovo canale di scarico in quanto le opere civili esistenti a servizio delle sezioni 3 e 4, necessarie per il prelievo e la restituzione dell'acqua di mare all'esterno della centrale, erano state costruite in previsione del possibile raddoppio delle sezioni 3 e 4. La condotta di adduzione e scarico per la nuova sezione 5 è comune con le sezioni 3 e 4. Sono invece da completare le opere interne alla centrale e le tubazioni di adduzione e ritorno dell'acqua al condensatore. E' prevista l'installazione di una nuova stazione di pompaggio e filtrazione per l'acqua di circolazione in grado di erogare una portata di circa 13 m³/s, necessaria al condensatore ed al circuito acqua servizi. Le fonti di approvvigionamento idrico saranno le stesse utilizzate nell'assetto attuale di Centrale, e precisamente: acqua industriale (in parte da acqua di mare previo trattamento, in parte acqua da pozzi e in parte acqua di recupero da ITAR), acqua di raffreddamento (acqua di mare) e acqua potabile (da acquedotto).

Complessivamente i consumi di acqua della Centrale subiranno delle trascurabili variazioni: i prelievi di acqua di mare avranno un leggero aumento di circa 4%, mentre gli altri prelievi verranno ridotti da circa un terzo ad oltre la metà rispetto alla situazione attuale. I quantitativi totali scaricati saranno leggermente superiori, di poco meno il 6% (i confronti sono condotti rispetto ai dati storici del 2007).

L'acqua prelevata dalla captazione a mare sarà utilizzata anche alla produzione di acqua industriale e demineralizzata, ottenuta tramite un processo di dissalazione (evaporazione od osmosi inversa) con successivo trattamento di finitura. L'acqua industriale necessaria ad alimentare l'impianto di desolfurazione (prescrubber + assorbitore) sarà in parte recuperata dall'impianto ITAR ed in parte fornita, previo trattamento, dall'acqua di mare.

- La fase di **Combustione (FASE 6)** per la nuova sezione 5 impiega la tecnologia del polverino di carbone, già utilizzata nelle esistenti sezioni 3 e 4. È stata scelta una caldaia ultrasupercritica, a circolazione naturale o assistita, e a tiraggio bilanciato, che permette di massimizzare il rendimento e quindi di ridurre le emissioni di anidride carbonica a parità di energia prodotta. Si tratta di una tecnologia innovativa che consente garanzie elevate in termini di rendimento energetico, alla quale saranno abbinati sistemi di controllo della combustione e impianti di trattamento fumi per la minimizzazione della formazione di inquinanti gassosi derivanti dal processo di combustione. La caldaia prevista sarà progettata secondo criteri avanzati di affidabilità e sicurezza, in accordo con quanto previsto dall'adozione delle *Best Available Techniques* (BAT), finalizzato all'approccio integrato della riduzione dell'inquinamento. L'utilizzo di tecnologie e componenti in gran parte già presenti sull'impianto permetterà inoltre di razionalizzare gli interventi in fase di esercizio e manutenzione, e migliorare la gestione delle parti di ricambio. La produzione di energia avverrà attraverso l'espansione dei fumi di combustione in una turbina a vapore costituita da tre stadi: alta (HP), media (MP) e bassa pressione (LP). La potenza meccanica generata dalla turbina a vapore azionerà il



generatore elettrico accoppiato alla turbina mediante giunto elettrico. L'alternatore sarà collegato mediante sbarre al trasformatore elevatore o trasformatore principale con collegamento di tipo rigido, e completo di tutte le protezioni elettriche atte a preservarne il funzionamento e la sicurezza. Il collegamento alla sezione elettrica esistente e quindi alla rete elettrica nazionale (RTN) a 380kV sarà costituito da un sistema blindato (GIS) in esafluoruro di zolfo. Tale sistema collegherà le uscite degli avvolgimenti AT a 380 kV del trasformatore elevatore all'interruttore/sezionatori/sezionatori di terra ed apparati di misura e controllo atti a supervisionare e preservare la sicurezza del personale e dell'impianto nelle normali manovre ed in caso di emergenza.

- La fase di **raffreddamento (FASE 7)** sarà realizzata mediante le acque approvvigionate dal mare. Come già sottolineato, la sezione 5 farà uso della condotta di adduzione e scarico delle acque di mare comune alle sezioni 3 e 4. La nuova sezione sarà dotata anche di un sistema indipendente per il raffreddamento dei vari macchinari ausiliari al sistema di generazione, funzionante in ciclo chiuso, il cui scopo è quello di asportare il calore prodotto durante il funzionamento. La distribuzione dell'acqua di raffreddamento a tutte le utenze avverrà tramite delle pompe ed inoltre l'impianto sarà costituito da scambiatori di calore con il compito di effettuare il raffreddamento di tale circuito. L'acqua di raffreddamento sarà prelevata dal circuito acqua di circolazione (quindi in ciclo aperto), in cui verrà re-immessa a valle del condensatore. Le principali utenze che verranno raffreddate saranno:
 - pompe di alimento acqua nel generatore di vapore;
 - pompe di estrazione del condensato;
 - olio di lubrificazione turbina a vapore;
 - pre-riscaldatori aria di combustione (Ljungstroem);
 - mulini per la riduzione a polverino del carbone;
 - ventilatori;
 - soffianti e compressori;
 - pompe del sistema di desolforazione.

Per il ciclo chiuso sarà utilizzata acqua demineralizzata (ottenuta dal processo demi sull'acqua di mare prelevata), trattata con gli additivi utilizzati per il condizionamento del ciclo acqua vapore, allo scopo di evitare la formazione di incrostazioni e l'insorgere di problemi di corrosione.

- La fase di **trattamento degli effluenti gassosi (FASE 8)** per il nuovo gruppo 5 sarà conforme a quanto previsto dalle linee guida IPPC relative alle BAT. Il trattamento previsto avviene per fasi successive: in uscita dalla caldaia i fumi incontrano dapprima il sistema di denitrificazione, poi la filtrazione delle polveri con precipitatori elettrostatici ed infine il sistema di desolforazione. Per la denitrificazione dei fumi, oltre alla riduzione primaria in caldaia, che consisterà nell'installazione di bruciatori a basso tenore di NO_x, con assetti di combustione OFA (*Over Fire Air*) o OBA (*Over Burning Air*), sarà realizzato un reattore catalitico (SCR), installato in posizione *high dust* (cioè a monte degli elettrofiltri). Il processo permetterà l'utilizzo diretto di ammoniaca in soluzione allo stato liquido senza prevedere fasi preventive di strippaggio.



La filtrazione sarà realizzata con precipitatori elettrostatici, sistema caratterizzato da elevati rendimenti, alta affidabilità e basse perdite di carico. I precipitatori elettrostatici, analogamente a quelli delle sezioni 3 e 4, saranno di sette campi per ciascuna delle due linee. Il rendimento sarà analogo a quello degli impianti già realizzati. Le polveri (ceneri leggere) saranno raccolte in apposite tramogge, estratte con sistemi pneumatici ed inviate al silo ceneri. In uscita dai captatori, i fumi verranno aspirati da ventilatori ed inviati al sistema di desolforazione.

Per la desolforazione dei fumi è stato previsto l'utilizzo di un processo ad umido, secondo la tecnologia calcare-gesso, analogo concettualmente a quello già esistente per i gruppi 3 e 4. E' prevista l'installazione di un prescrubber per effettuare il lavaggio dei fumi, per abbattere il particolato solido residuo e gli alogeni eventualmente contenuti. Il prescrubber utilizzerà direttamente acqua di mare preventivamente filtrata. La reazione dell'anidride solforosa con il calcare avverrà nell'assorbitore che, a seconda della tecnologia prescelta dal costruttore, potrà prevedere o meno il ricircolo della sospensione acquosa a mezzo di pompe. Il sistema di preparazione della sospensione acquosa di calcare utilizzerà acqua industriale, prodotta da acqua di mare o recuperata dal processo stesso e dal trattamento spurghi. Il gesso prodotto avrà caratteristiche idonee per rientrare nella specifica di definizione della qualità commerciale.

- La gestione del **deposito dei sottoprodotti (FASE 9)** e dei **rifiuti prodotti (FASE 11)** sarà sostanzialmente analoga a quanto già condotto in Centrale. I principali rifiuti e i sottoprodotti solidi provenienti dall'impianto saranno, come per le sezioni 3 e 4, le ceneri leggere da carbone, i gessi e i fanghi provenienti dal trattamento delle acque. La produzione di ceneri da carbone e di fanghi saranno soggette ad un aumento anche fino al doppio dei quantitativi attuali, mentre si prevede una leggera diminuzione della produzione di gessi in relazione al miglioramento e all'ottimizzazione della linea di desolforazione fumi. Diminuirà drasticamente la produzione di ceneri leggere da olio combustibile, difficile da quantificare poiché dipendente dall'impiego saltuario di tale combustibile per l'accensione dei gruppi a carbone. La gestione dei rifiuti e dei sottoprodotti, dalla produzione allo smaltimento, è regolata da apposite procedure interne che garantiscono la corretta applicazione della normativa vigente. I rifiuti sono raccolti, registrati e smaltiti e/o recuperati in maniera differenziata a seconda delle tipologie prodotte. I principali prodotti solidi del sistema di combustione (gesso e ceneri da carbone) possono essere riutilizzati in attività produttive. Vengono pertanto immagazzinati in area di Centrale e da qui conferiti agli utilizzatori con i mezzi di trasporto più idonei (via nave o automezzi). Come da preregistrazione al Regolamento REACH, E.ON intende gestire gesso e ceneri come materia secondaria. In attesa di regolarizzare questo processo, gesso e ceneri sono considerati rifiuti e stoccati nelle aree temporanee dedicate. Le ceneri da carbone estratte a secco dalle tramogge elettrofiltri e dal fondo caldaia vengono inviate con un sistema pneumatico ai silo di stoccaggio. La Centrale è dotata di aree di stoccaggio temporaneo dedicate alle varie tipologie dei rifiuti prodotti. Tra le modifiche delle aree di stoccaggio temporaneo dei rifiuti si evidenzia:
 - la dismissione delle attuali due vasche ceneri e di una vasca fanghi, che saranno rimpiazzate da una vasca ceneri e una vasca fanghi di nuova realizzazione, poste in maggiore prossimità all'impianto;



- l'installazione di un nuovo silo da 3.000 t, per lo stoccaggio di ceneri da carbone del gruppo 5.
- I sistemi di **trattamento degli effluenti liquidi (FASE 10)** rimarranno simili a quanto già attualmente in uso presso la Centrale. Tali impianti sono stati a suo tempo dimensionati per trattare gli effluenti di quattro sezioni da 320 MW e, nella configurazione futura, saranno pertanto in grado di far fronte ai nuovi apporti, ad eccezione degli spurghi del trattamento di desolforazione fumi (DeSOx), per i quali è prevista una nuova linea di trattamento analoga a quelle esistenti e completa di serbatoio di stoccaggio. Il posizionamento della terza linea di trattamento spurghi DeSOx per la sezione 5 è in prossimità delle esistenti, per permettere l'ottimizzazione dell'utilizzo delle diverse apparecchiature.

L'unica modifica sarà la dismissione dello scarico finale delle sezioni 1 e 2: la Centrale disporrà di un unico scarico idrico finale (SF2), già esistente.

Gli effluenti liquidi della Centrale saranno costituiti principalmente dall'acqua di circolazione e dalle acque reflue in uscita dagli impianti di trattamento. L'acqua di circolazione sarà, dal punto di vista quantitativo, pressappoco uguale a quella della configurazione attuale, in quanto il calore ceduto al condensatore dalla nuova sezione sarà pressoché equivalente a quello attualmente ceduto dalle sezioni 1 e 2. L'unica variazione di rilievo è dovuta alla dismissione delle opere di presa/restituzione delle sezioni 1 e 2, in quanto la sezione 5 utilizzerà opere già predisposte e parzialmente utilizzate dalle sezioni 3 e 4. La quantità di acqua trattata dall'Impianto di Trattamento Acque Reflue (ITAR) subirà un leggero incremento, mentre gli scarichi da trattare nei sistemi ITAA (Impianto di Trattamento Acque Ammoniacali) e TSD (Trattamento Spurghi DeSOx) aumenteranno.

Nella nuova configurazione di Centrale lo scarico finale SF2 convoglierà le seguenti correnti:

- restituzione acqua condensatrice dei Gruppi 3, 4 e 5;
- restituzione osmosi dei Gruppi 3, 4 e 5;
- restituzione evaporatori dei Gruppi 3, 4 e 5;
- convogliamento acque meteoriche dall'isola produttiva dei Gruppi 3, 4 e 5 al canale di scarico;
- acque provenienti dagli impianti di trattamento dei Gruppi 3, 4 e 5 (impianto di trattamento acque acide/alcaline, impianto di trattamento acque inquinabili da oli, impianto di trattamento acque sanitarie, impianto di trattamento Spurghi DeSOx).

Le acque meteoriche non inquinate saranno inviate alla rete di raccolta integrata con l'esistente.

Lo schema generale di Centrale è riportato nella *Figura 2-FT*.



4 INDIVIDUAZIONE DEI PRINCIPALI FATTORI DI IMPATTO AMBIENTALE E VALUTAZIONE DELLE PERFORMANCES DI IMPIANTO

L'individuazione degli impatti potenziali e la valutazione delle performances di impianto è stata eseguita mediante analisi dei documenti emessi a livello nazionale ed europeo in relazione alla normativa inerente la riduzione integrata dell'inquinamento. In particolare sono stati analizzati i seguenti principali documenti di riferimento:

- Grandi Impianti di Combustione. Linee Guida per le Migliori Tecniche Disponibili. Bozza. Giugno 2006;
- Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants. July 2006;
- Reference Document on the Application of Best Available Techniques to Industrial Cooling Systems. December 2001;
- Documento di riferimento sui principi generali del monitoraggio. Agosto 2003;
- Reference Document on the application of Best Available Techniques in Common Waste Water and Waste Water Gas Treatment/management Systems in the Chemical Sector;
- Reference Document on the application of Best Available Techniques on emissions from storage. January 2005.

I principali elementi da valutare sono risultati essere:

- il rendimento energetico globale di impianto;
- l'uso dei combustibili solidi e liquidi;
- le emissioni in atmosfera;
- la gestione delle acque reflue prodotte in sito e degli scarichi idrici;
- l'uso e la gestione delle materie prime ausiliarie;
- il monitoraggio e controllo ambientale.

L'efficienza termica delle sezioni 3, 4 e 5 di Centrale risulta pienamente rispondente alle indicazioni riportate nel *Paragrafo 5.5.4 del BREF Large Combustion Plant*. Infatti, il tasso di rendimento termico delle sezioni 3 e 4, al netto degli autoconsumi e in condizioni operative standard, è pari al 36,5%, compreso nel range relativo alle BAT per gli impianti esistenti (36-40%) ed il nuovo gruppo 5 avrà un'efficienza termica netta del 45% circa (range indicato dal BREF 43-47%) e le condizioni di lavoro del vapore saranno in zona ultrasupercritica così come raccomandato dal BREF.

Le valutazioni condotte in riferimento ai documenti sopra segnalati hanno evidenziato la rispondenza alle MTD - Migliori Tecniche Disponibili (o BAT - Best Available Techniques). In particolare si fa presente che:

- L'approvvigionamento del combustibile solido (FASE 1), ossia il carbone, avviene mediante un nastro trasportatore, dal vicino porto industriale di Porto Torres fino al parco carbone di Centrale dal quale è poi alimentato agli impianti sempre attraverso nastri trasportatori. Tutti i nastri trasportatori sono chiusi e le operazioni di



movimentazione del carbone al parco sono interamente gestite da una macchina polifunzionale. Pertanto, così come indicato nel *Paragrafo 5.5.1 del BREF Large Combustion Plant*, l'impiego di tali apparecchiature di movimentazione permettono di minimizzare i percorsi e di ridurre le emissioni fuggitive.

Il *Paragrafo 5.5.2 del BREF Large Combustion Plant* raccomanda l'utilizzo di combustibili con minore impatto ambientale, ed infatti la Centrale di Fiume Santo impiega carbone con contenuto in zolfo inferiore al 1%.

Tra le BAT individuate al *Paragrafo 5.5.2 del BREF Large Combustion Plant* per il pretrattamento del combustibile, si evidenzia che in Centrale sono presenti procedure di selezione del carbone, che viene prelevato a seconda delle esigenze di combustione in vari punti del parco per l'invio in caldaia al fine di assicurare condizioni stabili di combustione e quindi ridurre le emissioni di picco. Sono inoltre applicate procedure per l'essiccamento per ridurre il tasso di umidità del carbone, che prevedono la sua movimentazione ed esposizione al sole prima dell'invio a combustione.

- Le fasi di approvvigionamento e stoccaggio dei combustibili liquidi (FASI 2 e 3), olio combustibile e gasolio, sono gestite nel rispetto delle indicazioni fornite dal *Paragrafo 6.6.2 del BREF Large Combustion Plant*. Lo stoccaggio avviene mediante serbatoi realizzati in cemento armato, provvisti di bacini di contenimento che hanno una capacità pari al 100% della capacità dei serbatoi in essi contenuti. Il bacino di contenimento dei serbatoi risulta inoltre completamente impermeabilizzato. L'altezza dei muretti del bacino è sufficiente ad intercettare e contenere perdite di combustibile dalle parti più elevate dei serbatoi e su ciascun serbatoio sono installati sistemi di sicurezza per evitare un eventuale sovra-riempimento. Così come descritto dal *Paragrafo 6.6.2 del BREF Large Combustion Plant*, il tracciato di tutte le tubazioni interrate è documentato ed evidenziato.
- Lo stoccaggio del carbone presso il parco dedicato (FASE 4) viene gestito in linea con le raccomandazioni del *Paragrafo 5.5.1 del BREF Large Combustion Plant*. Il carbone viene regolarmente irrorato d'acqua tramite una rete di spruzzatori per limitare le emissioni e i fenomeni di autocombustione e per ridurre la formazione di polveri dai cumuli stoccati nel parco, in conformità a quanto indicato dallo stesso *Paragrafo 5.5.1 del BREF Large Combustion Plant*. In generale sono eseguite le good practices di design e costruzione e di adeguate procedure di manutenzione. Nello specifico, al fine di proteggere il carbonile ed il territorio circostante dai venti predominanti della zona (principalmente venti da ovest e/o da nord-ovest) e quindi di evitare il sollevamento di eventuale polvere di carbone, è stata realizzata, in fase di costruzione della centrale, una collina frangivento al confine sud-sudest, e successivamente un'altra costituita da gesso derivante dal processo di desolforazione degli effluenti gassosi, opportunamente compattata, sagomata e ricoperta con terreno vegetale (tale opera è stata decisa di concerto con la Provincia di Sassari, la quale ha rilasciato Autorizzazione n° 3/04 del 29/01/04).
Così come raccomandato al *Paragrafo 5.5.1 del BREF Large Combustion Plant*, il parco carbone è impermeabilizzato sul fondo ed è dotato di un adeguato sistema di raccolta delle acque meteoriche che ne garantisce il drenaggio in una vasca di raccolta, da cui le acque sono riutilizzate per inumidire il carbone stesso; eventuali eccedenze sono inviate al sistema di trattamento della Centrale.



Le aree a rischio per la presenza di polverino di carbone sono dotate di sensori di CO, H₂ e NO_x per la rivelazione di principi di incendio.

- Per la fase di Combustione (FASE 6) si distinguono le tecniche impiegate per la combustione del carbone nelle sezioni 3 e 4 e le tecniche impiegate per la combustione del gasolio nelle turbine a gas (F.O.5 e F.O.6). La combustione di polvere di carbone (polverizzato mediante l'ausilio di mulini), dotata di sistemi primari di riduzione degli NO_x, nel rispetto delle indicazioni fornite dal *Paragrafo 5.5.3 del BREF Large Combustion Plant*. Per quanto riguarda la combustione del gasolio nelle turbine a gas, tali turbine sono dotate di un sistema di trattamento del gasolio in ingresso che secondo quanto indicato ai *Paragrafi 6.1.2.2 e 6.1.2.3 del BREF Large Combustion Plant* viene considerato una BAT.
- Facendo riferimento alle BAT consigliate dal *BREF Industrial Cooling Systems*, la Centrale adotta per i sistemi di approvvigionamento acque di raffreddamento e per i sistemi stessi di raffreddamento (FASI 5 e 7) tecniche che comportano nel loro complesso una riduzione dei consumi di energia e di acqua e degli impatti dovuti agli effluenti liquidi (in termini di impatti termici e di carico inquinante) ed una particolare attenzione della riduzione dell'intrappolamento di organismi marini all'interno del sistema di raffreddamento. Difatti, sia nella configurazione attuale che in quella futura, le opere di presa sono situate a circa 900 m dalla costa e a circa 10 m di profondità, mentre le opere di restituzione si trovano subito a ridosso della linea di costa. Conseguentemente non sono possibili interferenze tra acqua scaricata e acqua prelevata, come prescritto dal BREF sopra menzionato (*Paragrafo 4.3*). La pulizia del circuito delle acque è effettuata con sistemi meccanici, che rimuovono le formazioni algali e le concrezioni di altra natura. Conseguentemente non sono utilizzati prodotti chimici per la pulizia delle tubazioni del circuito di raffreddamento evitando pertanto emissioni liquide di inquinanti nell'ambiente marino. E.ON favorisce il mantenimento dell'efficienza dello scambio termico e il miglioramento nell'operatività generale del sistema tramite la pulizia programmata del condensatore (pulizia meccanica con palline ruvide). Lo scarico termico di Centrale risulta rispettare, sia nella configurazione attuale che in quella futura prevista, le condizioni di scarico previste dai limiti normativi vigenti. Riguardo alla riduzione dell'intrappolamento di organismi marini all'interno del sistema di raffreddamento, il *Paragrafo 4.5 del BREF Industrial Cooling Systems* non indica delle BAT specifiche ma sostiene che un appropriato design e posizionamento delle opere di presa può ridurre il tasso di intrappolamento. A tal proposito, si evidenzia che il sistema di circolazione delle acque della Centrale di Fiume Santo è dotato, a valle dell'opera di presa, di una vasca di calma da cui le acque entrano nel circuito di raffreddamento dopo il passaggio attraverso griglie, che rendono quindi impossibile l'intrappolamento di pesci e altri organismi marini.
- Per la fase di trattamento degli effluenti gassosi (FASE 8) la Centrale è dotata di diversi sistemi per la riduzione dei principali inquinanti emessi, ossia polveri, SO₂, NO_x e CO, nonché anche di inquinanti minori quali HF e HCl. Per la riduzione delle polveri emesse, il nuovo assetto di Centrale risulta dotato di sistemi in rispondenza ai requisiti previsti dal *Paragrafo 5.5.5 del BREF Large Combustion*



Plant. Le Sezioni 3 e 4 sono dotate di un precipitatore elettrostatico per l'abbattimento delle polveri, installato a valle degli scambiatori rigenerativi, in modo da garantire un livello emissivo pari, come media mensile, a 50 mg/Nm³, entro i limiti stabiliti dal Decreto autorizzativi MICA del 16/07/90. Dalle registrazioni ufficiali delle medie mensili, il limite di 50 mg/Nm³ risulta ampiamente rispettato. Inoltre, sempre per quanto riguarda le sezioni 3 e 4, risulta rispettato anche il livello di emissione medio giornaliero associato alle BAT, pari a 20 mg/Nm³. La nuova Sezione 5 sarà dotata di un sistema di filtrazione dei fumi, realizzato con precipitatori elettrostatici. Una ulteriore riduzione dei fumi sarà anche ottenuta nel passaggio degli stessi attraverso sistema di desolforazione ad umido. Tali sistemi saranno in grado di garantire un livello di emissione inferiore a 10 mg/Nm³ come media su base giornaliera, in rispondenza ai requisiti previsti dal BREF per i nuovi impianti.

Per la riduzione degli SO_x emessi, il nuovo assetto di Centrale risulta dotato di sistemi in rispondenza ai requisiti previsti dal *Paragrafo 5.5.7 del BREF Large Combustion Plant*. Come già sottolineato il carbone utilizzato nella Centrale di Fiume Santo presenta un tenore di zolfo minore all'1% ed il gasolio utilizzato ha contenuto di zolfo inferiore allo 0,1%, ai sensi di quanto indicato nella Sezione 1 della Parte II dell'Allegato X alla Parte V del D.Lgs.152/06 e s.m.i.. Le Sezioni 3 e 4 sono dotate di un desolforatore a calcare-gesso ad umido, munito di prelavaggio dei fumi (prescrubber) e scambiatore di calore rigenerativo, in grado di garantire un livello emissivo pari a 400 mg/Nm³, entro i limiti stabiliti nell'Allegato III del DM 12/07/1990, e che il Decreto MICA del 16/07/1990 di autorizzazione di questi gruppi previsti per le medie mensili. Il sistema di abbattimento di SO_x è stato progettato e realizzato per rispettare tale valore di concentrazione, intesa come media mensile. Non risulta quindi possibile rispettare il valore associato alle BAT, pari a 200 mg/Nm³ riferito alla media giornaliera. Per quanto riguarda le emissioni di SO_x dalla nuova Sezione 5, i fumi saranno trattati prima dell'emissione in atmosfera, in un impianto di desolforazione ad umido (wet FGD) in modo da garantire un livello emissivo di 80 mg/Nm³ da intendersi come media su base giornaliera, in rispondenza a quanto previsto dal BREF.

Per la riduzione degli NO_x emessi, il nuovo assetto di Centrale risulta dotato di sistemi in rispondenza ai requisiti previsti dal *Paragrafo 5.5.8 del BREF Large Combustion Plant*. Per le Sezioni 3 e 4 sono applicate misure sia primarie che secondarie per la riduzione degli NO_x. Le misure primarie contemplano la combustione a stadi, il reburning e l'uso di bruciatori LowNO_x, mentre per le secondarie è applicato un sistema SCR. La combinazione di tali misure porta ad un livello emissivo garantito di 200 mg/Nm³, entro i limiti stabiliti nell'Allegato III del DM 12/07/1990 e dal BREF e riportati per le emissioni delle Sezioni 3 e 4. Per la Sezione 5 è invece prevista l'installazione di un reattore catalitico (SCR) in configurazione "high dust", tra uscita caldaia e ingresso sistema abbattimento polveri che garantirà emissioni orarie inferiori a 150 mg/Nm³ ed emissioni medie su base giornaliera inferiori a 90 mg/Nm³.

Le Sezioni 3, 4 e 5 sono dotate di sistemi ed idonee procedure di controllo dei parametri di combustione al fine di garantire un tenore emissivo di CO nei fumi inferiore a 50 mg/Nm³, in rispondenza al range previsto dal *Paragrafo 5.5.9 del BREF Large Combustion Plant*.

Secondo il *Paragrafo 5.5.10 del BREF Large Combustion Plant*, le tecnologie adottate per l'abbattimento degli SO_x consentono di arrivare a livelli emissioni compresi tra 1 e 5



mg/Nm³ per l'HF e 1 e 10 mg/Nm³ per l'HCl. Si fa presente che i monitoraggi annuali condotti per le sezioni 3 e 4 della Centrale di Fiume Santo hanno evidenziato valori inferiori a 1,8 mg/Nm³ per HF ed inferiori a 3 mg/Nm³ per HCl. Si sottolinea inoltre che la desolfurazione installata presso la Sezione 5 sarà del tipo ad umido, con uno scambiatore gas-gas adottato di tipo a superficie (no leakage), garantendo pertanto l'adozione di BAT per la riduzione delle emissioni di HF e HCl in linea a quanto indicato dal BREF.

In ultimo si sottolinea che per la riduzione delle emissioni in atmosfera in uscita dalle turbine a gas (F.O.5 e F.O.6), in linea con quanto indicato al *Paragrafo 6.1.7 del BREF Large Combustion Plant*, tali turbine sono dotate di un sistema di iniezione di acqua in camera di combustione (sistema water injection) per la riduzione delle emissioni di NOx, che quindi risultano ampiamente al di sotto del limite consentito. Per il controllo delle emissioni di SOx, come già evidenziato, il sistema si approvvigiona di gasolio con un tenore di zolfo minore del 0,1%, ai sensi di quanto indicato nella Sezione 1 della Parte II dell'Allegato X alla Parte V del D.Lgs.152/06 e s.m.i..

- In tutte le fasi e le attività dove è previsto lo stoccaggio di gasolio o di materie ausiliarie sono rispettate le indicazioni del *BREF on emissions from storage*: adeguata progettazione del serbatoio, idonee modalità di ispezione e manutenzione, idonea dislocazione e layout di impianto, idoneo colore del serbatoio, principio delle zero emissioni ed utilizzo di serbatoi dedicati.

La linea di movimentazione calcare dagli automezzi ai silos di stoccaggio è in leggera depressione e dotata di sistemi di estrazione e filtri a maniche al fine di ridurre le emissioni durante le fasi di stoccaggio e movimentazione, così come indicato dal *Paragrafo 5.5.1 del BREF Large Combustion Plant*.

- Per quanto riguarda la fase di trattamento delle acque reflue (FASE 10), la Centrale è dotata di reti separate di raccolta acque reflue e di sistemi trattamento, che raccoglie le acque di processo (acque acido/alcaline, acque oleose) così come le acque meteoriche potenzialmente inquinate, le acque meteoriche non inquinate e gli scarichi civili e li avvia, mediante fognature separate, al trattamento più idoneo, consentendo il rispetto, allo scarico a piè d'impianto, dei limiti imposti dal D.Lgs 152/06. I sistemi esistenti sull'impianto dedicati alle sezioni 3 e 4 e già adeguati alle BAT di riferimento, serviranno anche per la futura sezione 5. Il sistema non richiede adeguamenti rispondendo alle indicazioni dei *Paragrafi 5.5.14, 7.4.4 e 7.5.4.1 del BREF on Large Combustion Plant* (rilasci nelle acque). Inoltre è effettuato il collettamento delle acque reflue in reti fognarie separate che è indicato come BAT per la raccolta delle acque reflue (*Capitolo 4 del BREF in Common Waste Water and Waste Gas Treatment/management Systems in the Chemical Sector* (rilasci nelle acque)).

Il trattamento biologico in impianto delle acque sanitarie, il trattamento fisico-chimico in impianto delle acque contaminate e la separazione ed il trattamento delle acque reflue potenzialmente contaminate sono indicati come BAT per il trattamento delle acque reflue dal *BREF Large Combustion Plant*.

- Per quanto riguarda la produzione e gestione dei rifiuti (FASE 11), dei residui della combustione e dei prodotti secondari (FASE 9), le attività condotte in Centrale sono



pienamente rispondenti alle indicazioni del *Paragrafo 5.5.15 del BREF Large Combustion Plant*. Il gesso prodotto dal sistema di desolforazione ha caratteristiche idonee all'impiego edilizio, per la produzione di pannelli, malte impermeabili e coperture isolanti, e viene ceduto con regolarità a società operanti nel settore. Tutte le ceneri prodotte dall'impianto sono ceneri leggere, classificate come rifiuto non pericoloso ai sensi della normativa vigente, e sono con regolarità vendute a cementifici. Per le ceneri di fondo caldaia prodotte nel Gruppo 5 (come anche negli altri gruppi) è previsto l'utilizzo di estrazione a secco con frantumazione, che ne rende le caratteristiche uguali a quelle delle ceneri leggere, onde renderne possibile il riutilizzo. I fanghi prodotti dagli impianti di trattamento acque sono riutilizzati o, in alternativa, smaltiti in discarica.

- Relativamente al monitoraggio e controllo ambientale, E.ON effettua (ed effettuerà per il nuovo gruppo 5) le seguenti attività:
 - monitoraggio in continuo delle emissioni delle sezioni a carbone (Sezioni 3, 4 e 5) e periodico sia sulle emissioni di ulteriori parametri dalle sezioni a carbone che sulle emissioni dei gruppi turbogas (F.O.5 e F.O.6);
 - monitoraggio della qualità dell'aria e dei parametri meteo presso stazioni di rilevamento della qualità dell'aria, ubicate nei territori comunali di Sassari, Stintino e Porto Torres e facenti parte della rete regionale della Sardegna;
 - monitoraggio di pH, temperatura, conducibilità e contenuto di oli e torbidità delle acque presenti nella vasca di raccolta finale prima dello scarico in mare. Si effettua inoltre in continuo in controllo del Carbonio Organico Totale (TOC) sempre sullo scarico finale in uscita;
 - monitoraggio periodico dei livelli di emissione e di immissione del rumore;
 - controllo delle quantità di materie prime ausiliarie utilizzate e dei rifiuti prodotti;
 - controllo gestionale sui parametri di processo (consumo combustibile, energia autoprodotta e consumata, energia prodotta e ceduta a terzi, ecc.).

Gli aspetti di monitoraggio e controllo sono gestiti in linea alle indicazioni contenute nel *BREF on Monitoring, Documento di Riferimento sui Principi Generali del Monitoraggio* e alle *Linee Guida per le Migliori Tecniche Disponibili*.

- In tutte le fasi e le attività di gestione del rischio sono rispettate le indicazioni del Paragrafo 5.1.1 del *BREF on emissions from storage* (presenza di procedure operative e formazione degli addetti, prevenzione perdite dovute a corrosione e/o erosione, strumentazione e sistemi di controllo automatici per la rilevazione delle perdite, prevenzione emissioni al suolo dalla base del serbatoio, protezione del suolo circostante il serbatoio ed individuazione delle aree a rischio incendio e controllo delle sorgenti di ignizione).



5 ANALISI VINCOLISTICA

Per l'analisi vincolistica è stata consultata la seguente documentazione:

- Piano Paesaggistico Regionale (PPR) della Sardegna;
- Piano Urbanistico Provinciale / Piano Territoriale Provinciale della Provincia di Sassari (PUP/PTP);
- Piano Urbanistico Comunale (PUC) del Comune di Sassari;
- Piano Regolatore Generale Comunale di Sassari;
- Piano Regolatore Generale Comunale dell'Area di Sviluppo Industriale di Sassari – Porto Torres – Alghero;
- Piano Regolatore Generale Comunale di Porto Torres;
- Piano Stralcio per l'Assetto Idrogeologico della Regione Sardegna (PAI);
- Piano Regionale di Risanamento della Qualità dell'Aria della Sardegna;
- Piano Regionale di Tutela delle Acque della Sardegna.

L'analisi degli strumenti di pianificazione e programmazione territoriale sopra elencati ha evidenziato la presenza dei seguenti vincoli urbanistico-territoriali entro l'area di raggio di 500 m dal confine di Centrale:

- Vincolo paesaggistico: il sito è localizzato sulla linea di costa ed è quindi sottoposto sia al vincolo paesaggistico stabilito dalla norma nazionale (D.Lgs 42/2004 e successive modificazioni), che a quello imposto dal Piano Paesaggistico Regionale (fascia costiera delimitata).
Per quanto riguarda quest'ultimo, si deve precisare che sino all'emanazione dell'attuale PPR vigeva, sulla fascia costiera, un vincolo indifferenziato di non realizzabilità di nuove opere edilizie stabilito dalla Legge Regionale 8/2004 (misure di salvaguardia). Con l'emanazione del PPR (nel 2006) le misure di salvaguardia sono decadute e valgono adesso le prescrizioni di Piano.
In base all'art. 15 delle Norme Tecniche di Attuazione (NTA) di Piano, all'interno della fascia costiera sono concesse, all'interno delle aree D (industriali) tutte le azioni consentite dal PUC a cui il Piano rimanda.
L'area di Centrale non ricade all'interno della fascia tutelata di 150 m da entrambe le sponde del Fiume Santo, come stabilito dal D.Lgs 42/04 e come riportato dalla pianificazione regionale (PPR).
- Vincoli idrogeologici: il sito di Centrale e le aree ad esso limitrofe non ricadono nelle aree a rischio idrogeologico per frana o per piena secondo la pianificazione del Piano stralcio per l'Assetto Idrogeologico (PAI).
- Aree protette, SIC e ZPS: nel raggio di 500 metri dal sito di Centrale è presente il Sito di Interesse Comunitario (SIC) *Stagno di Pilo e di Casaraccio* (Codice "Natura 2000" ITB010002). A distanza maggiore di 500 m dalla Centrale sono presenti il SIC *Coste e Isolette a Nord Ovest della Sardegna* (SIC ITB010043) e la porzione meridionale dell'area protetta del *Parco nazionale dell'Asinara*. Si specifica che il SIC e l'area protetta sono stati specificatamente considerati nella Valutazione di Incidenza ai sensi del DPR n.357/97 e n.120/03, nonché del DM del 20 gennaio 1999;



- Beni di interesse ambientale, storico-architettonico e documentale: entro il raggio di 500 metri dalla Centrale E.ON non sono presenti architetture o insiemi di beni architettonici di interesse regionale.
- Vincolo archeologico e paleontologico: in seguito al ritrovamento di un primate *Oreopithecus* all'interno del perimetro della Centrale, in zona limitrofa al carbonile, il Ministero per i Beni e le Attività Culturali - Direzione Regionale per i Beni Culturali e Paesaggistici della Sardegna, ai sensi e per gli effetti dell'art 10 (comma 4, lettera a) del DLgs 42/04, ha sottoposto con Decreto n. 52 del 23/05/2007 le aree interessate dal ritrovamento paleontologico alle disposizioni di tutela contenute nel DLgs 42/04 e s.m.i.
All'esterno della recinzione di Centrale, lungo il confine dell'area demaniale, sono stati rinvenuti i resti di una villa romana (*villa, necropoli, villaggio abbandonato di Flumen Sanctu*). Si precisa tuttavia che le strutture della Centrale collocate in prossimità di tali aree non sono in alcun modo interferenti. Esternamente alla Centrale, entro 500 m dal confine, non sono presenti elementi che rientrano nell'ambito storico culturale.



6 QUANTIFICAZIONE DEGLI IMPATTI SULL'ATMOSFERA

6.1 STATO DI RIFERIMENTO PER LA QUALITÀ DELL'ARIA

Il Piano di Risanamento della Qualità dell'Aria della Regione Sardegna colloca la zona della centrale tra le zone potenzialmente critiche per la salute e gli ecosistemi per le quali sono previsti interventi di risanamento ed opportune forme di controllo.

Lo stato di qualità dell'aria nella zona di interesse è caratterizzato attraverso il monitoraggio condotto dalle seguenti stazioni gestite dalla Regione Sardegna.

- 6 centraline nel territorio comunale di Porto Torres: CENSS3, CENSS4, CENSS5, CENS15, CENSS8 e CENSS1 (quest'ultima dimessa già prima del 2006);
- 5 centraline nel territorio comunale di Sassari: CENS11, CENS12, CENS13, CENS14, CENSS6.

Per la qualità dell'aria si è fatto riferimento allo stato di qualità registrato nell'anno 2006.

La rete di monitoraggio del Comune di Sassari è costituita da 6 stazioni (CENSS6, CENSS8, CENS11, CENS11, CENS12, CENS13 e CENS14), 5 delle quali sono ubicate in zona urbana e tutte nei pressi di strade di medio o elevato traffico veicolare, anche se alcune di esse hanno posizione periferica; come per altre reti cittadine il carico inquinante rilevato deriva principalmente dal traffico veicolare e, probabilmente in misura inferiore, dalle altre fonti di inquinamento urbano (impianti di riscaldamento, attività artigianali, ecc). La stazione CENSS8 è invece ubicata in zona rurale, a sud-ovest della Centrale E.ON e risente quindi principalmente delle emissioni della vicina area industriale; tale stazione misura solamente il biossido di zolfo. La percentuale di dati validi per l'anno 2006 è complessivamente di circa il 46%.

Nel territorio di Porto Torres sono attive 4 stazioni, dislocate in area industriale (CENSS3 e CENS15), ai margini dell' area industriale in direzione del centro abitato (CENSS4) e nel centro urbano (CENSS5). Quest'ultima stazione misura solamente il biossido di zolfo. La percentuale di dati validi per l'anno 2006 è complessivamente di circa il 44%.

Nel 2006 le stazioni hanno registrato, pur con soli sei mesi di funzionamento, un numero abbastanza elevato di superamenti di limiti di legge legati alle polveri sottili e due superamenti legati all'ozono e al biossido di azoto.

Tra il set di inquinanti monitorati dalle stazioni sono stati indagati i risultati degli inquinanti di interesse per la Centrale in modo da poter effettuare i confronti con i livelli emissivi dei camini di Centrale e NO₂, SO₂ e polveri (in mancanza dei dati di concentrazione delle polveri totali, in questo documento vengono analizzati quelli relativi alle polveri sottili PM₁₀).

Nella successiva **Tabella 1** sono riportati i dati di concentrazione misurati nell'anno 2006 presso le stazioni in esame. L'analisi dei dati mostra che i valori di concentrazione media annuale risultano al di sotto dei limiti per tutti e tre gli inquinanti misurati, in particolare il biossido di zolfo è minore di ben due ordini di grandezza, mentre biossido di azoto e PM₁₀ mostrano valori inferiori ai limiti di riferimento, ma prossimi ad essi. Per quanto riguarda la concentrazione massima giornaliera di PM₁₀ i valori assoluti risultano superiori al limite massimo stabilito dalla normativa, ma il numero di superamenti registrati nelle centraline di monitoraggio è inferiore rispetto a quello previsto dalla normativa vigente. La concentrazione massima oraria mostra



valori inferiori al limite per il biossido di azoto (nella maggior parte dei casi inferiori di un ordine di grandezza al limite normativo) e alcuni superamenti per il biossido di azoto. Considerando che le centraline di monitoraggio che mostrano valori superiori ai limiti si trovano nella zona urbana di Sassari e considerando la natura degli inquinanti stessi (NO₂ e PM₁₀), è ragionevole presumere che tali fenomeni siano adducibili a fonti di emissione di tipo veicolare.

Tabella 1: Dati di qualità dell'aria relativi all'anno 2006

	Concentrazione media annuale misurata (µg/m ³)			Concentrazione massima giornaliera misurata e numero dei superamenti ⁽¹⁾ (µg/m ³)	Concentrazione massima Oraria misurata (µg/m ³)	
	SO ₂	NO ₂	PM ₁₀	PM ₁₀	SO ₂	NO ₂
CENS15	2,9	6,6	28	54,3 [2]	50,8	129,2
CENSS8	4,5	-	-	-	33,4	-
CENSS3	4	13,7	31	78,9 [4]	171,2	117,7
CENSS1	-	-	-	-	-	-
CENSS4	6,2	11,2	32,7	68,6 [10]	84,9	66,8
CENSS5	3,1	-	-	-	104,7	-
CENSS6	5,1	34,0	-	-	25,6	123,3
CENS11	2,6	24,3	35,6	74,7 [18]	22,0	285,6
CENS12	4,4	22,3	34,8	63,6 [14]	49,1	127,9
CENS13	1,7	33,1	36,7	72,4 [18]	36,1	206,1
CENS14	3,2	-	35,1	73,0 [8]	30,2	-
Limite di riferimento (µg/m³)	20/50 ⁽²⁾	50 ⁽³⁾	40 ⁽³⁾	50 ⁽⁴⁾	350 ⁽⁵⁾	200 ⁽⁶⁾

⁽¹⁾ Il valore di concentrazione riportato corrisponde al massimo assoluto della concentrazione media giornaliera. Tra parentesi è indicato il numero di superamenti del limite di 50 µg/m³, che è ammesso sino a 35 volte l'anno.

⁽²⁾ 20 µg/m³: valore limite normato dal DM 60/02 per la protezione della vegetazione. 50 µg/m³: valore guida per la protezione della salute umana consigliato dall'Organizzazione Mondiale della Sanità nel documento *Air Quality Guidelines for Europe* (World Health Organization WHO – Update and revision. EUR/IGP/EHAZ94.05/PB01, 1995). Valore non normato per le postazioni urbane o industriali dal DM 60/2002.

⁽³⁾ Il limite è da rispettare a partire dal 01/1/2005. A partire dal 01/01/2010 entreranno in vigore limiti maggiormente restrittivi.

⁽⁴⁾ Il limite è da rispettare a partire dal 01/1/2005 e prevede al massimo 35 superamenti annui. A partire dal 01/01/2010 entreranno in vigore limiti maggiormente restrittivi.

⁽⁵⁾ Limite da non superare più di 24 volte in un anno.

⁽⁶⁾ Limite da non superare più di 18 volte in un anno.

6.2 IDENTIFICAZIONE DEGLI IMPATTI POTENZIALI

La valutazione dei potenziali impatti indotti sulla componente atmosfera nella nuova configurazione di Centrale è stata condotta mediante simulazioni modellistiche volte ad indagare i fenomeni dispersivi degli inquinanti emessi dai camini di Centrale. Lo studio è stato condotto mediante l'utilizzo del codice di calcolo AERMOD della US EPA.



Lo scenario emissivo considerato per le simulazioni corrisponde alla nuova configurazione di Centrale per la quale si richiede l'autorizzazione, quindi, composto dalle seguenti sorgenti di emissione:

- Gruppi 3, 4 e 5 a carbone;
- Gruppo Turbogas FO5 a gasolio;
- Gruppo Turbogas FO6 a gasolio.

In tale configurazione è considerato il nuovo camino a tre canne dell'altezza di 180 metri per il collettamento dei gruppi 3-4-5 ed i camini dell'altezza di 20 m dei due gruppi turbogas.

Le simulazioni sono state condotte valutando le concentrazioni per i seguenti principali inquinanti emessi dalla Centrale:

- macroinquinanti: biossido di zolfo (SO₂), ossidi di azoto (NO_x), polveri totali (PTS) e monossido di carbonio (CO), NH₃;
- microinquinanti: Cadmio (Cd), Tallio (Tl), Mercurio (Hg), Nichel (Ni), Arsenico (As), IPA, PCDD/PCDF.

Le simulazioni sono state condotte stimando i valori delle ricadute al suolo presso le stazioni di monitoraggio della qualità dell'aria in modo da poter valutare la variazione delle concentrazioni rispetto a quelle misurate nell'anno 2006. Per i principali inquinanti di Centrale (SO₂, NO₂ e polveri) state inoltre valutate le mappe di dispersione delle ricadute al suolo in un intorno rappresentativo dell'impianto.

Le simulazioni effettuate hanno mostrato che, nell'area indagata, nessuno dei macroinquinanti considerati (NO₂, SO₂, polveri e CO; si sottolinea che le emissioni di ammoniaca sono state inglobate negli ossidi di azoto in relazione alla sua completa ossidazione) rivela particolari criticità.

Dal confronto con i valori limite normativi emerge che le concentrazioni stimate di NO₂, SO₂, CO e polveri sono nettamente inferiori ai limiti normativi o valori soglia applicabili (i valori massimi sono di uno o due ordini di grandezza inferiori rispetto al valore limite), sia facendo riferimento alle concentrazioni a lungo termine (valori annuali) sia a quelle a breve termine (valori giornalieri per polveri e SO₂ e valori massimi orari per SO₂ e NO₂).

Confrontando i valori dedotti tramite l'applicazione del modello con quelli misurati presso le stazioni di monitoraggio nel corso dell'anno di riferimento si deduce che, nonostante i valori del 2006 già contengano il contributo della Centrale di Fiume Santo (in un assetto emissivo diverso rispetto a quello per il quale si richiede attualmente l'autorizzazione) anche sommando brutalmente il contributo della Centrale ai valori di fondo si ottiene il rispetto di tutti i limiti imposti dalla normativa vigente. Fanno eccezione a quanto sopra detto le polveri che, come già fatto osservare, presentano una situazione di criticità riguardo lo stato esistente di qualità dell'aria. In riferimento a tale condizione per le polveri si deve ad ogni modo osservare che il contributo di polveri dovuto al funzionamento della Centrale nell'assetto per il quale si richiede l'autorizzazione è inferiore di due ordini di grandezza rispetto a quanto rilevato e che in futuro le emissioni di polveri si ridurranno rispetto all'assetto attuale.



Per quanto riguarda invece le simulazioni relative ai microinquinanti, si è stimato che le emissioni risultino inferiori dai 2 ai 3 ordini di grandezza ai limiti emissivi indicati nella normativa vigente.

Relativamente alla distribuzione delle concentrazioni al suolo, tutte le simulazioni hanno evidenziato l'influenza significativa dell'orografia nel determinare i massimi di concentrazioni degli inquinanti. L'andamento orografico in corrispondenza del Comune di Sassari, ad oltre 10 km a Sud-Est della Centrale, laddove le quote del terreno sono superiori ai 200 m s.l.m., impedisce la dispersione atmosferica degli inquinanti producendo quindi un inevitabile effetto di accumulo delle concentrazioni. Anche in prossimità della città di Sassari si evidenziano degli incrementi di concentrazione che comunque non comportano criticità in relazione ai loro valori. Nelle aree indagate i massimi di concentrazione si manifestano nei pressi dei monti che si trovano oltre 2 km a Sud-Sud Ovest dalla Centrale (Monte San Giusta e Monte Alvaro) e nei pressi di Punta Argentiera e Punta de lu Curnu, ad oltre 18 km verso Sud-SudOvest dalla Centrale. Si sottolinea comunque che le zone dove si verificano i massimi non sono popolate e quindi i valori stimati non si ritengono critici per la protezione della salute umana.



7 QUANTIFICAZIONE DEGLI IMPATTI SULL'AMBIENTE IDRICO

I possibili tipi di interazioni tra la Centrale e l'ambiente idrico sono riconducibili a:

- eventuali impatti imputabili ai prelievi idrici;
- effetto dello scarico termico in mare delle acque di raffreddamento;
- eventuali impatti sulla qualità delle acque superficiali (mare) dovuti agli scarichi idrici;
- eventuali impatti sulle biocenosi marine.

7.1 IMPATTI IMPUTABILI AI PRELIEVI IDRICI

Le esigenze di acqua per usi industriali della Centrale, oltre che mediante prelievo di acqua di mare, sono soddisfatte dall'emungimento di acqua di falda da due pozzi (W4 e W4bis). La Centrale è autorizzata a prelevare dai suddetti pozzi una portata pari a 23 l/s.

La portata emunta nella configurazione futura sarà circa 500.000 m³/anno (inferiore a quella attuale alla capacità produttiva e di poco superiore al prelievo del 2007) che, considerando un periodo di funzionamento annuo della Centrale di 8.760 h corrisponde a circa 15,8 l/s. Tale valore di portata risulta quindi conforme alla portata complessiva autorizzata (23 l/s) e risulta anche inferiore a quella attuale alla capacità produttiva, comportando quindi una discreta riduzione dello sfruttamento delle risorse idriche sotterranee.

L'acquifero profondo, da cui captano le acque i pozzi di Centrale, risulta essere di notevole potenzialità. Esso ha sede nelle coperture alluvionali quaternarie ma è alimentato in subalveo da un serbatoio idrico di notevole potenzialità rappresentato dalle sequenze calcareo-dolomitiche mesozoiche, di cui il fiume Santo costituisce uno dei principali recapiti. Pertanto, visto l'assetto idrogeologico dell'area e la potenzialità dell'acquifero, la portata emunta in futuro non produce alterazioni significative dello stato quantitativo delle acque di falda.

Le acque per uso igienico-sanitario di Centrale sono prelevate dall'acquedotto comunale. Con il passaggio alla configurazione futura i consumi idrici saranno quasi dimezzati, da circa 92.000 m³/anno a circa 48.000 m³/anno, riducendo quindi drasticamente il carico sull'acquedotto dovuto al prelievo di acqua da parte della Centrale.

7.2 EFFETTI DELLO SCARICO TERMICO IN MARE

Secondo quanto riportato nell'Allegato 5 alla Parte III del D.Lgs 152/06, " *per il mare, la temperatura dello scarico non deve superare i 35°C e l'incremento di temperatura del corpo recipiente non deve superare i 3 °C oltre i 1.000 metri di distanza dal punto di immissione.*"

La Centrale è dotata di sistemi di raffreddamento (condensazione del vapore) del tipo ad acqua in ciclo aperto, mediante i quali è prelevata acqua dal mare e ad esso restituita a temperatura superiore.

L'acqua di raffreddamento non è trattata chimicamente quindi, l'unico impatto è imputabile all'aumento di temperatura e non all'eventuale presenza di additivi chimici. Inoltre, poiché l'acqua di raffreddamento circola solo nei condensatori di vapore (in depressione sul lato vapore), non vi sono pericoli che essa possa essere contaminata da altre sostanze come può accadere nel caso di impianti in cui l'acqua circola in scambiatori in cui la sostanza da raffreddare è in pressione e/o tossica.



Al fine di valutare la dispersione termica delle acque di raffreddamento della nuova configurazione di Centrale, sono state condotte delle simulazioni in diverse condizioni (periodo invernale e periodo estivo), utilizzando il codice di calcolo CORMIX

Nella configurazione futura il carico termico totale immesso in mare rimarrà sostanzialmente invariato rispetto alla situazione attuale e si avrà un miglioramento dell'efficienza della dispersione termica in relazione all'utilizzo di un unico diffusore di scarico per le sezioni 3-4-5 avente caratteristiche idrauliche ottimali che garantiscono una elevata diluizione nel campo vicino. Si rileva inoltre che sarà rispettato il limite assoluto di 35 °C (D.Lgs 152/06) per le acque di scarico: sommando infatti l'incremento termico delle acque di raffreddamento (8 °C per le sezioni 3-4 e 7,6 °C stimati per la nuova sezione 5) alla massima temperatura dell'acqua prelevata dall'opera di presa (pari a 25 °C, temperatura massima raggiungibile dall'acqua di mare), non saranno mai superati i 35 °C.

In tutte le situazioni simulate lo scarico nello scenario futuro è risultato rispettare il limite normativo di innalzamento termico di 3°C a 1.000 metri di scarica dal punto di scarico.

7.3 IMPATTI IMPUTABILI ALLO SCARICO DELLE ACQUE REFLUE IN MARE

Oltre alle acque di raffreddamento, la Centrale produce acque reflue industriali, acque igienico-sanitarie e acque meteoriche inquinate (oleose). Le acque industriali, le oleose e le igienico-sanitarie, eccetto quelle impiegate nella sezione di trattamento di desolfurazione (DeSOx), dopo essere state convogliate all'Impianto di Trattamento Acque Reflue (ITAR) vengono scaricate in mare. Le acque provenienti dalla sezione DeSOx vengono, prima di essere scaricate in mare, trattate nell'impianto di trattamento spurghi DeSOx. Le acque meteoriche non inquinate sono scaricate direttamente in mare senza la necessità di un trattamento dedicato.

L'impianto di trattamento delle acque reflue non subirà modifiche e garantirà la stessa qualità delle acque in uscita al collettore di scarico rispetto alla situazione attuale, in conformità ai limiti normativi indicati dalla Tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del D.Lgs 152/06 per lo scarico in acque superficiali.

Parte delle acque reflue viene recuperata e riutilizzata in Centrale; tale pratica avviene tutt'ora e continuerà a verificarsi nella configurazione futura di Centrale.

7.4 IMPATTI SULLE BIOCENOSI MARINE

Le possibili perturbazioni dovute alla presenza di uno scarico a mare di acque di raffreddamento in ciclo aperto sono riconducibili all'alterazione termica del corpo idrico e all'alterazione dei fenomeni di idrodinamismo. L'alterazione dei fenomeni di idrodinamismo può portare:

- ad un cambiamento nella trasparenza delle acque dovuto alla risospensione dei sedimenti di fondo;
- ad un cambiamento nella distribuzione dei sedimenti mediante l'asportazione dei sedimenti che possono essere portati in carico dalla corrente, e depositati quando l'intensità della stessa non è più sufficiente per portarli in carico;



- ad una alterazione nella distribuzione dei popolamenti bentonici. Infatti gli organismi bentonici si distribuiscono sul fondo in relazione a diversi parametri, tra cui la natura del substrato, la torbidità delle acque e l'intensità delle correnti di fondo.
- a danneggiare le biocenosi bentoniche presenti. E' stato infatti osservato che un intenso idrodinamismo può provocare sui popolamenti di fanerogame marine il seppellimento dei rizomi, delle foglie e la rottura di queste ultime (I.Delbono, C.N.Bianchi, C.Morri e A. Peirano, 2001).

Nel caso in studio le perturbazioni legate all'intensità dell'idrodinamismo sono da considerarsi trascurabili, in quanto il fondale prospiciente la sezione di sbocco a mare, per una larghezza di 50 m ed una lunghezza di 100 m, è protetto da un'idonea mantellata di massi posta su sottofondo di pietrame. Inoltre l'opera di scarico è stata dimensionata per una velocità massima allo scarico di circa 2 m/s che consente di realizzare un buon mescolamento. Questi accorgimenti permettono di limitare fortemente le alterazioni sopra elencate.

La stima degli impatti sulle bioceni è stata condotta prendendo a riferimento le praterie di *Posidonia oceanica*. Tale scelta è dettata dal fatto che la prateria di *Posidonia oceanica* costituisce un importantissimo ecosistema che svolge un ruolo notevole nello scambio di sostanze nel mare, offre uno spazio vitale, un riparo ed un nascondiglio a numerosi organismi contribuendo alla biodiversità del mondo marino e alla conservazione dei suoi processi biologici. Si ricorda che le praterie di posidonie (*Posidonia oceanica*) sono un habitat tutelato dalla Direttiva Habitat 92/43/CEE (habitat prioritario presente nell'Allegato I della Direttiva Habitat).

Per vivere, la *Posidonia oceanica* necessita:

- di una salinità superiore ai 33‰ ed inferiore ai 41‰;
- di acque con temperatura compresa tra i 10 e i 28 °C (anche se è stata osservata a temperatura di 9 °C e 29,2 °C);
- di un idrodinamismo non troppo intenso.

Nell'ambito delle simulazioni condotte per la valutazione della dispersione termica delle acque di raffreddamento scaricate in mare nella configurazione futura si è posta attenzione sulle aree entro le quali le temperature possono superare 28°C (compresa entro 200 m dal punto di scarico) e quindi compromettere lo stato di salute della *Posidonia oceanica*. Si è quindi verificato che tali aree non interferiscono affatto con le aree dove la *Posidonia oceanica* è presente. Con la realizzazione della Sezione 5, quindi si può affermare che gli impatti sulle biocenosi presenti nell'area di studio, ed in particolare sulla *Posidonia oceanica*, sono da considerarsi non significativi.



8 QUANTIFICAZIONE DEGLI IMPATTI SUL CLIMA ACUSTICO

8.1 ZONIZZAZIONE ACUSTICA DEL TERRITORIO

Il sito della Centrale di Fiume Santo è localizzato all'interno dell'agglomerato industriale di Porto Torres ed è collocato all'interno dell'ASI (Area di Sviluppo Industriale) di Sassari – Porto Torres – Alghero, in particolare nell'area definita "Area per impianti termoelettrici" che ricade nel Comune di Sassari.

Per quanto riguarda gli specifici atti amministrativi nel settore dell'acustica, né il Comune di Sassari, né quello di Porto Torres hanno provveduto alla predisposizione del piano di zonizzazione acustica del proprio territorio ai sensi del DPCM 14/11/97. In mancanza di tale atto pianificatorio, come stabilito dalla Legge Quadro, si applicano, ai sensi dell'art. 8 del DPCM 14/11/97, i limiti di cui all'art. 6, comma 1 del DPCM 01/03/91.

L'area su cui è edificato l'impianto rientra in quelle definite "Zone esclusivamente industriali" con limite di accettabilità diurno e notturno di 70 dB(A); l'area circostante rientra nella tipologia di zona definita "Tutto il territorio nazionale" con limite diurno di 70 dB(A) e limite notturno di 60 dB(A).

In base alle destinazioni d'uso riportate nel Piano Regolatore Generale (PRG) di ciascun comune e nel Piano Regolatore Territoriale (PRT) dell'Area di Sviluppo Industriale (ASI) di Sassari – Porto Torres – Alghero sono state definite le corrispondenze riportate nella *Tabella 2*, ipotizzando la zonizzazione acustica illustrata nella *Figura 2*.

Tabella 2: Corrispondenza tra Destinazioni d'Uso e Classi Acustiche

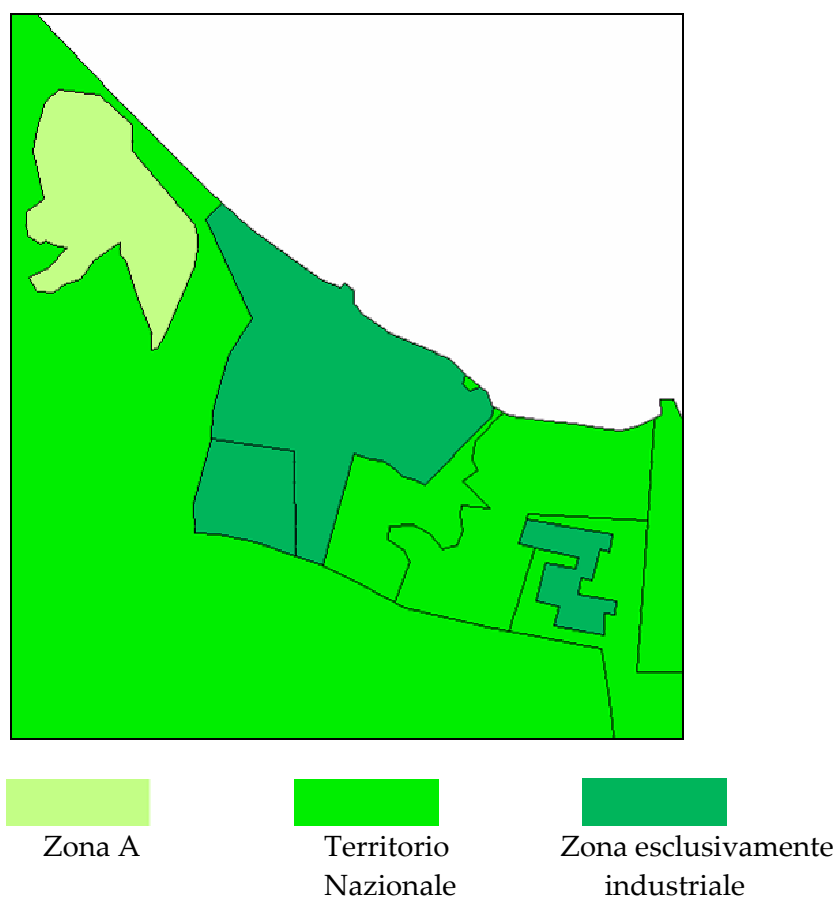
Destinazione d'uso da PRT e PRG	Classe acustica (DPCM 1 marzo 1991)	Limite diurno Leq(A)	Limite notturno Leq(A)
Aree per impianti termoelettrici	Zona esclusivamente industriale	70	70
Aree per la produzione di energia eolica			
Nuove aree per industrie di varia natura			
Aree per impianti agricoli e servizi Verde consortile	Territorio nazionale	70	60
Zona agricola			
Aree da convertire a verde pubblico			
Aree di preminente interesse archeologico *			
Area dello stagno di Pilo **	Zona A (DM n. 1444/68)	65	55
-	Zona B (DM n. 1444/68)	60	50

(*) Si tratta di una piccola porzione adiacente al perimetro di Centrale

(**) Area di particolare pregio ambientale



Figura 2: Ipotesi di Zonizzazione Acustica in Base alla Normativa Vigente



8.2 SORGENTI SONORE DI CENTRALE E IMPATTO SUL CLIMA ACUSTICO

Nel presente paragrafo sono riportati i risultati condotti dalle simulazioni per la valutazione dell'impatto acustico nel nuovo assetto di impianto.

La Centrale è stata rappresentata con 32 sorgenti sonore. La potenza e la tipologia delle sorgenti sonore esistenti (gruppi 3 e 4 e gruppi turbogas) sono basate su dati sperimentali di origine ENEL (elaborati da CESI), mentre le sorgenti sonore del gruppo 5 sono state ipotizzate simili a quelle dei gruppi 3 e 4. Le sorgenti sonore impiegate nelle simulazioni e i relativi dati di potenza sonora sono riportati nella **Tabella 3**.

Tabella 3: Potenza Sonora delle Principali Sorgenti nella Configurazione Futura della Centrale

Num	Descrizione Sorgente	Tipo Sorgente	Potenza Totale dB(A)
1	Fronte sala macchine GR 3	Puntiforme	102,3
	Sala macchine e caldaia laterale GR 3	Puntiforme	115,5
2	Sala macchine e caldaia laterale GR 4	Puntiforme	115,5
3	Desox lato laterale GR 3	Puntiforme	115,5
4	Desox lato laterale GR 4	Puntiforme	115,5
6	Desox frontale GR 3-4	Puntiforme	105,8
7	Edificio servizi desox GR 3	Areale	81,0



Num	Descrizione Sorgente	Tipo Sorgente	Potenza Totale dB(A)
8	Edificio servizi desox GR 4	Areale	81,0
9	Alternatore del turbogruppo F.O.5	Puntiforme	89,4
10	Turbina a gas del turbogruppo F.O.5	Puntiforme	89,4
11	Ingresso aria turbina a gas del turbogruppo E F.O.5	Puntiforme	104,5
12	Condotto base camino del turbogruppo F.O.5	Puntiforme	102,1
13	Uscita camino del turbogruppo F.O.5	Puntiforme	100,8
14	Aerotermini del turbogruppo F.O.5	Puntiforme	110,0
15	Alternatore del turbogruppo F.O.6	Puntiforme	89,4
16	Turbina a gas del turbogruppo F.O.6	Puntiforme	89,4
17	Ingresso aria turbina a gas del turbogruppo F.O.6	Puntiforme	104,5
18	Condotto base camino del turbogruppo F.O.6	Puntiforme	102,1
19	Uscita camino del turbogruppo F.O.6	Puntiforme	100,8
20	Aerotermini del turbogruppo F.O.6	Puntiforme	110,0
21	Torre nastro a carbone	Areale	100,2
22	Mulino a carbone GR 3	Puntiforme	105,9
23	Mulino a carbone GR 4	Puntiforme	105,9
24	Macchine messa a parco e ripresa carbone	Puntiforme	105,0
25	Fronte sala macchine GR 5	Puntiforme	102,3
26	Sala macchine e caldaia laterale Est GR 5	Puntiforme	112,5
27	Sala macchine e caldaia lateraleOvest GR 5	Puntiforme	112,5
28	Desox lato laterale Est GR 5	Puntiforme	112,5
29	Desox lato laterale Ovest GR 5	Puntiforme	112,5
30	Fronte Desox GR 5	Puntiforme	105,8
31	Mulino a carbone GR 5	Puntiforme	105,9
32	Servizi Desox GR 5	Areale	81,0

Le valutazioni sono state condotte al fine di stimare il livello sonoro equivalente presso il confine di Centrale e presso alcuni recettori esterni costituiti dal gruppo di 6 edifici in località Cazza Larga (postazione C1 nella *Figura 3*), a circa 1,8 km di distanza dalla Centrale. Tali recettori esterni sono stati già oggetto di rilievi del rumore in campo condotti da E.ON. In mancanza di una zonizzazione acustica del territorio, si ipotizza che i recettori esterni ricadano in area di *Classe III - aree di intensa attività*, i cui limiti di immissione sono rispettivamente 60 dB(A) per il diurno e 50 dB(A) per il notturno, come fissati dal DPCM 14 Novembre 1997. Facendo invece riferimento alla classificazione di tutto il territorio nazionale dell'art. 6 DPCM 1 Marzo 1991, il limite diurno è di 70 dB(A) e quello notturno di 60 dB(A). Ai fini della valutazione condotta è stato preso in considerazione il rispetto dei limiti più restrittivi relativi alla Classe III.

Le valutazioni del clima acustico hanno comportato i seguenti risultati:

- il livello equivalente futuro presso il confine di impianto varia dal valore minimo di 41 dB(A) al valore massimo pari a 63 dB(A), di conseguenza tutti i valori ottenuti presso il confine risultano inferiori al limite di accettabilità diurno e notturno di 70 dB(A) previsto le *"zone esclusivamente industriali"* in cui ricade l'impianto in esame, secondo quanto fissato dall'art. 6 DPCM 1 Marzo 1991 per le Classi di Destinazione d'Uso del Territorio indicate dall'art. 2 del DM n. 1444 del 2 Aprile 1968. Ipotizzando che l'area di Centrale ricada in una *Classe VI - aree esclusivamente industriali* i limiti di emissione diurno e



notturno, fissato dal DPCM 14 Novembre 1997 ed entrambi pari a 65 dB(A) risultano ancora rispettato dai dati sopra stimati;

- presso i ricettori indagati in Località Cazza Larga i limiti assoluti relativi alla Classe III sono rispettati nella configurazione futura. Per quanto riguarda invece il rispetto del criterio differenziale, nel periodo notturno (il più critico per quanto inerente il limite riferito al differenziale), i ricettori in Località Cazza Larga sono caratterizzati da un livello differenziale massimo stimato in 0,7 dB(A), contro un limite vigente di 3 dB(A).

Figura 3: Localizzazione dei recettori esterni



Dal confronto con la situazione attuale, il livello emissivo della situazione futura presso i recettori in Località Cazza Larga risulta leggermente superiore in relazione alla minore vicinanza della nuova sezione 5 rispetto alle sezioni 1 e 2 che saranno dismesse.



9 PRODUZIONE DI RIFIUTI

I principali rifiuti e i sottoprodotti solidi provenienti dall'impianto sono le ceneri leggere da carbone, i gessi, e i fanghi provenienti dal trattamento delle acque reflue.

Con il nuovo assetto di Centrale, si avranno da una parte un aumento della produzione di ceneri da carbone e di fanghi e dall'altra una leggera diminuzione dei gessi in relazione al miglioramento e all'ottimizzazione della linea di desolforazione fumi ed una marcata riduzione di ceneri da olio combustibile (in relazione alla dismissione delle sezioni 1 e 2), quasi del tutto nulle se si fa eccezione quanto prodotto in relazione all'impiego dell'olio combustibile per le operazioni di accensione delle 3 sezioni a carbone.

Tutte le ceneri da carbone prodotte dall'impianto sono ceneri leggere, classificate come rifiuto non pericoloso ai sensi della normativa vigente e, come già viene attualmente, sono vendute a cementifici per il loro riutilizzo. Il trasporto è effettuato a mezzo nave o camion, a seconda della destinazione finale.

Il gesso prodotto dal sistema di desolforazione fumi ha ed avrà caratteristiche idonee all'impiego edilizio, per la produzione di pannelli, malte impermeabili e copertura isolanti. Il trasporto di gesso sarà effettuato tramite nave o a mezzo camion.

Come da preregistrazione al Regolamento REACH, E.ON intende gestire gesso e ceneri come materia secondaria. In attesa di regolarizzare questo processo, gesso e ceneri sono considerati rifiuti e stoccati nelle aree temporanee dedicate.

Altri rifiuti prodotti presso la Centrale sono riconducibili alle seguenti attività:

- operazioni di manutenzione impianto (imballaggi, oli esausti, ecc.);
- produzione di acqua demineralizzata (resine, carboni attivi), ecc.;
- attività di ufficio (toner esauriti, lampade al neon, ecc.).

La Centrale è dotata di aree di stoccaggio temporaneo dedicate alle varie tipologie di rifiuti prodotti e gestite conformemente alle norme tecniche applicabili, alle prescrizioni previste dalla normativa vigente e secondo le specifiche procedure del Sistema di Gestione Ambientale ISO 14.001 di cui E.ON si è dotata.

La realizzazione del Sistema di Gestione Ambientale e la sua continua revisione ha consentito nell'arco degli ultimi anni, per quanto riguarda i rifiuti, di incrementare il rapporto rifiuti recuperati/rifiuti smaltiti, sia per quanto riguarda i rifiuti pericolosi che per quanto riguarda i rifiuti non pericolosi.

Come già sottolineato, le aree di deposito temporaneo sono predisposte differenziate per la tipologia di rifiuti in esse allocati e sono attrezzate in modo da evitare eventuali spandimenti di rifiuti liquidi e/o solidi.

Ogni area è dedicata al deposito di una sola tipologia di rifiuto o di più tipologie con caratteristiche assimilabili. Altri rifiuti sono gestiti senza necessità di deposito temporaneo (ad esempio i fanghi derivanti dal trattamento delle acque reflue che sono direttamente smaltiti dalle vasche nelle quali si originano).

Come già illustrato, il nuovo assetto di Centrale prevede le seguenti modifiche delle aree di stoccaggio temporaneo dei rifiuti ad oggi presenti:



- la dismissione delle attuali due vasche ceneri e della vasca fanghi, che saranno rimpiazzate da una vasca ceneri e una vasca fanghi di nuova realizzazione, poste in maggiore prossimità dell'impianto;
- l'installazione di un nuovo silo da 3.000 t, per lo stoccaggio delle ceneri da carbone provenienti dalla nuova Sezione 5.



10 PIANO DI MONITORAGGIO

Le attività di monitoraggio qui proposte sono relative al solo gruppo 5, integrando quindi quanto già condotto per gli impianti esistenti.

Nel seguito sono quindi riassunte le attività di monitoraggio in riferimento ai principali aspetti ambientali da tenere sotto controllo, ossia emissioni in aria ed in acqua, alla qualità dell'aria e al rumore.

10.1 EMISSIONI IN ATMOSFERA

Il nuovo gruppo 5 sarà dotato di un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni al camino per ossigeno in eccesso, NO_x, CO₂, CO, SO₂. Il misuratore in continuo sarà installato sul condotto della canna di emissione del gruppo 5. Le misure saranno elaborate, registrate, archiviate e rese disponibili anche in formato elettronico alle Autorità di controllo secondo un protocollo che sarà concordato con le medesime Autorità; tale protocollo conterrà anche le modalità di segnalazione agli organi competenti, delle eventuali situazioni di superamento dei limiti di emissione e gli interventi da attuarsi sull'impianto in tali circostanze.

Per quanto riguarda i microinquinanti emessi dal nuovo gruppo, in analogia a quanto già in atto per i gruppi 3 e 4 esistenti, la Centrale effettuerà delle campagne annuali di monitoraggio, le cui modalità dovranno essere concordate con ARPA e i cui risultati dovranno essere condivisi con le Autorità di controllo locali.

10.2 QUALITA' DELL'ARIA

Come da prescrizioni del decreto VIA per il nuovo gruppo 5, E.ON dovrà attuare un *programma di monitoraggio della qualità dell'aria da effettuarsi secondo criteri e finalità del DM 60/02. Tale programma dovrà essere indirizzato prevalentemente al monitoraggio in continuo degli ossidi di azoto (NO_x), ossidi di zolfo (SO_x) e del particolato fine primario ed eventualmente degli inquinanti di origine secondaria.*

A tal proposito si precisa che E.ON svolge già il monitoraggio della qualità dell'aria presso 5 stazioni di rilevamento nel territorio circostante dei Comuni di Sassari, Stintino e Porto Torres. Gli inquinanti monitorati sono SO₂, NO₂, PM₁₀ e Ozono. Sarà quindi da concordarsi con le autorità di controllo l'eventuale implementazione dei monitoraggi di qualità dell'aria già in atto rispetto a quanto richiesto dal decreto VIA per il nuovo gruppo 5.

Si effettua inoltre il monitoraggio dei dati meteo mediante una stazione presso la Centrale stessa.

Sempre in adempimento alle prescrizioni del decreto VIA per il nuovo gruppo 5, un anno prima dell'entrata in esercizio del nuovo gruppo, E.ON avvierà un programma di biomonitoraggio integrato ed avanzato della qualità dell'aria pluriennale (non inferiore a 5 anni) che sarà predisposto ed eseguito secondo le linee guida dell'APAT e sulla base degli accordi preventivi con le autorità competenti regionali. I risultati delle campagne saranno quindi trasmessi all'ARPA Sardegna ed al Ministero dell'Ambiente.



10.3 EMISSIONI IN ACQUA

Si precisa che nella nuova configurazione di Centrale, ad eccezione della dismissione dello scarico finale dei gruppi 1 e 2, rimarranno invariati lo scarico finale SF2 esistente e i sistemi di trattamento delle acque reflue. E.ON propone quindi che il monitoraggio delle emissioni liquide di Centrale rimanga invariato a quanto già in atto e concordato con le Autorità competenti. Nel seguito si descrivono pertanto le attività di monitoraggio attuali sulle emissioni liquide.

10.4 RUMORE

Le misure del rumore ambientale verranno effettuate presso i recettori sensibili già individuati e monitorati in passato (si veda quanto indicato al Capitolo 8), al fine di assicurare un confronto con le campagne di indagine già condotte per l'impianto.

E.ON trasmetterà, quindi, alle Autorità competenti la documentazione relativa alle suddette campagne di rilevamento del clima acustico ed alle eventuali misure previste per la riduzione del rumore ambientale.

Conseguentemente al programma di monitoraggio già in atto, le misure del rumore ambientale verranno poi condotte periodicamente ogni cinque anni oppure in caso di modifiche impiantistiche rilevanti.

