



CENTRALE TERMOELETTRICA DI PORTO TOLLE

Trasformazione a carbone dell'impianto

INTEGRAZIONI ALLO STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

Elementi di risposta alla lettera del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare – Direzione Generale per la Salvaguardia Ambientale
prot. DSA-2007-0022742 del 13 agosto 2007

OTTOBRE 2007

INDICE

ELENCO ALLEGATI	- 3 -
PREMESSA	- 4 -
PUNTO I	- 7 -
PUNTO II	- 13 -
PUNTO III	- 16 -
PUNTO IV	- 19 -
CONSIDERAZIONI GENERALI	- 20 -



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



ELENCO ALLEGATI

- Allegato **[1]**: Documento "Progetto di vivificazione della Sacca del Canarin" n. POOCADASVL001 del 20.03.2007 e Planimetria generale progetto intervento di vivificazione Sacca del Canarin n. POOCADASVL002 rev.o del 20.03.2007
- Allegato **[2]**: Documento CESI n. A7025404 del 28.9.2007 – Analisi degli effetti ambientali indotti sugli equilibri fisici e biotici della Sacca del Canarin
- Allegato **[3]**: Documento Adria Infrastrutture n. 5000P06191 Rev. 0 Settembre 2007– Studio comparativo tecnico dettagliato delle vie d'accesso tramite la laguna di Barbamarco e la Busa di Tramontana (Relazione+Planimetria+Documentazione fotografica)
- Allegato **[4]**: Documento CESI n. A7027359 del 16.10.2007 – Integrazioni allo Studio di Valutazione di Incidenza Ambientale a seguito degli interventi migliorativi previsti per le emissioni in atmosfera e al passaggio delle chiatte fluvio-marine attraverso la Laguna di Barbamarco e la Busa di Tramontana
- Allegato **[5]**: Documento CESI n. A7025051 del 19.9.2007 – Analisi degli impatti su tutte le componenti ambientali a seguito degli interventi migliorativi previsti per le emissioni in atmosfera



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



PREMESSA

Il progetto di conversione a carbone della Centrale Termoelettrica di Porto Tolle (RO), presentato da Enel con apposito Studio di Impatto Ambientale nel maggio 2005, prevedeva inizialmente l'intervento di trasformazione su tutte le quattro unità esistenti da 660 MW, attualmente alimentate ad olio combustibile.

La motivazione dell'intervento è da ricondurre all'improrogabile esigenza del mercato energetico italiano di diversificare le fonti di approvvigionamento e il mix dei combustibili, fortemente sbilanciati verso il gas e l'olio combustibile, nell'ambito di un programma di investimenti dell'Enel fortemente orientato al perseguimento di obiettivi di efficienza energetica ed ambientale.

A seguito di specifica prescrizione contenuta nel parere della Regione Veneto sul progetto (*parere 129 della Commissione Regionale VIA del 25 ottobre 2005*) e delle integrazioni richieste dalla Commissione VIA ministeriale con lettera del 20 luglio 2006, Enel ha parzialmente modificato il progetto di conversione, come descritto nelle integrazioni presentate in data 8 settembre 2006 (1^a fase) e in data 29 settembre 2006 (2^a fase). Gli aggiornamenti hanno riguardato principalmente:

- la conversione a carbone di sole tre delle unità esistenti e definitiva dismissione e smantellamento della quarta unità;
- la riduzione della volumetria complessiva, mediante la demolizione di tutti i serbatoi dell'olio combustibile;
- la riduzione dei valori garantiti al camino per le emissioni di macroinquinanti. I nuovi valori, espressi come medie orarie e riferiti a fumi secchi con tenore di ossigeno pari al 6%, sono di seguito riportati:

Tabella 1		
Parametro	Unità di misura (fumi secchi al 6%O₂)	Limite garantito (*)
SO₂	mg/Nm ³	100
NO_x	mg/Nm ³	100
CO	mg/Nm ³	150
Polveri	mg/Nm ³	15

(*) mediazione su base oraria.

Il nuovo progetto, con le varianti sopra descritte, ha ottenuto il parere favorevole della Commissione VIA Regionale in data 17 gennaio 2007.



Con lettera del 7 giugno 2007 alla Commissione VIA Nazionale, Enel ha chiesto la sospensione temporanea del procedimento di Valutazione Ambientale del progetto di trasformazione a carbone della centrale Termoelettrica di Porto Tolle per poter presentare, in coerenza con i principi e le disposizioni legislative sull'applicazione delle migliori tecniche disponibili, alcune modifiche progettuali degli impianti di abbattimento delle emissioni in atmosfera degli ossidi di zolfo e delle polveri, recentemente disponibili sul mercato, per l'ulteriore miglioramento del quadro emissivo del nuovo progetto.

Con lettera del 18 luglio 2007, Enel ha presentato alla Commissione VIA Nazionale una sintesi descrittiva dei sopra citati interventi per l'ulteriore abbattimento delle emissioni in atmosfera, con la quantificazione delle riduzioni connesse, che riguardano in particolare i valori massici come riassunto nella tabella seguente con riferimento a 6.500 ore anno di esercizio:

Parametro	Situazione Attuale <i>(4 gruppi ad olio, 2640 MW)</i> <i>(t/anno)</i>	Progetto Base <i>(3 gruppi a carbone, 1980 MW)</i> <i>(t/anno)</i>	Nuovo Progetto <i>(3 gruppi a carbone, 1980 MW; con ulteriore riduzione delle emissioni massiche annuali)</i> <i>(t/anno)</i>	Variazione (%) Nuovo Progetto / Situaz. attuale	Variazione (%) Nuovo Progetto / Progetto Base
SO₂	17.680	3.900	2.100	- 88%	- 46%
NOx	8.840	3.900	3.450	- 61%	- 12%
Polveri	2.210	585	260	- 88%	- 56%

In data 23 luglio 2007, il gruppo istruttore della Commissione VIA ha illustrato all'Assemblea Plenaria una proposta di parere, che è stata emendata e approvata, e fatta oggetto di una lettera all'Enel da parte del Ministero dell'Ambiente, trasmessa il 13 agosto 2007, prot. DSA-2007-0022742, con la quale, oltre ad evidenziare alcune perplessità di ordine più generale, sono state richieste nuove ed ulteriori integrazioni alla documentazione di Studio di Impatto Ambientale finora presentata, con particolare riferimento ai seguenti quattro temi:

I. Studio relativo all'intervento previsto sulla Sacca del Canarin e relativa analisi degli effetti ambientali indotti sugli equilibri fisici e biotici della laguna. Lo studio dovrà tenere conto delle previsioni di prelievo delle acque di raffreddamento in funzione di un'analisi approfondita ed aggiornata del regime idrologico del Po e dei trend evolutivi attesi.



II. Studio dettagliato della via di accesso tramite la laguna di Barbamarco, tenendo conto di parametri quali la sensibilità delle aree attraversate, la sicurezza rispetto ad eventi incidentali, le modalità e le tempistiche associate ai trasporti, i disturbi indotti sugli habitat locali, le interferenze con le attività antropiche eventualmente già in essere, le eventuali attività di dragaggio, le opere di difesa, l'accessibilità all'impianto; il tutto, dove applicabile, in riferimento ad entrambe le fasi di realizzazione e gestione. Lo studio dovrà essere corredato della relativa Valutazione di Incidenza ex DPR 120/03.

III. Relazione tecnica dettagliata sugli interventi migliorativi previsti per le emissioni in atmosfera; la relazione dovrà contenere l'analisi degli impatti su tutte le componenti ambientali eventualmente interessate.

IV. Analisi dettagliata tecnico ambientale dell'opzione dell'utilizzo del CDR, come indicato dalla Regione.

Le integrazioni di dettaglio richieste verranno fornite nei paragrafi seguenti per ciascuno dei punti precedenti, riservando ad uno specifico paragrafo finale le osservazioni ai temi più generali richiamati nella lettera del MATTM del 13.08.2007.



I. Studio relativo all'intervento previsto sulla Sacca del Canarin e relativa analisi degli effetti ambientali indotti sugli equilibri fisici e biotici della laguna. Lo studio dovrà tenere conto delle previsioni di prelievo delle acque di raffreddamento in funzione di un'analisi approfondita ed aggiornata del regime idrologico del Po e dei trend evolutivi attesi.

E' necessario premettere che indipendentemente dai programmi di investimento dell'Enel, la vivificazione della Sacca del Canarin rientra nei programmi di intervento del Consorzio di Bonifica Delta Po - Adige per recuperare allo stato preesistente alcune situazioni di modificazione ambientale che si sono determinate nella laguna del delta.

Il Consorzio di Bonifica Delta Po Adige opera nell'ambito dei Programmi Integrati Mediterranei (PIM) di cui al Regolamento CEE n.2088/1985, su concessione della Regione del Veneto, ed ha realizzato importanti interventi nelle lagune del delta finalizzati al risanamento ambientale di queste ultime, nonché a quello delle retrostanti valli da pesca.

Attraverso il miglioramento del regime idrodinamico ed il ripristino della morfologia lagunare si è raggiunto l'obiettivo di migliorare la qualità delle acque e quindi di recuperare le risorse produttive presenti nelle suddette aree e di concorrere nello sviluppo delle relative attività economiche, legate principalmente alla molluschicoltura, alla pesca e al turismo.

Nel caso specifico della Sacca del Canarin, il Consorzio aveva già nel 2000 redatto un progetto per la sua vivificazione a seguito di promessa di finanziamento nell'ambito dei "patti territoriali" della Provincia di Rovigo; il progetto, non immediatamente finanziato, è meglio descritto nell'allegato **[1]**, e prevede la realizzazione di una serie di canali di vivificazione all'interno della sacca, la stabilizzazione della bocca Nord, la realizzazione di barenature e velme, la riapertura della sua bocca Sud di comunicazione con il mare, attualmente interrata dalle piene del fiume, per potenziare il circolo d'acqua salmastra nell'ambito lagunare, garantire il corretto scambio di volumi d'acqua con il mare e favorire la ripresa biologica della laguna con il recupero dell'attività di molluschicoltura. Altro aspetto non secondario è l'utilizzo turistico di visitazione dell'area che verrebbe gravemente danneggiato dalla presenza di acque putride e maleodoranti nella laguna.

Un primo stralcio del progetto complessivo è stato autorizzato e finanziato dalla Regione Veneto con D.G.R.V. n.3707 del 20.12.2002; successivamente:

- con il rapporto di Voto n.35 del 19.06.2003 il progetto è stato approvato dalla Commissione Tecnica Regionale;
- con il Decreto n.99 del 18.08.2003 del Dirigente Regionale per la Tutela dell'Ambiente il progetto ha ottenuto il parere favorevole di esclusione dalla procedura VIA, trattandosi di interventi di manutenzione per il ripristino di una preesistente configurazione della laguna;
- con il decreto n.121 del 21.05.2004 il progetto è stato approvato dal Dirigente Regionale Difesa del Suolo.

L'impostazione del progetto tiene già conto della esigenza di prelievo dell'acqua di raffreddamento da parte della centrale Enel, per cui sono



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



previsti dei canali sublagunari che all'interno della laguna favoriranno l'afflusso dell'acqua dal mare verso l'opera di presa della centrale e consentiranno un rapido ricambio dei volumi d'acqua della laguna, così come avveniva in passato prima dell'innalzamento dei suoi fondali e dell'interramento della sua bocca Sud.

Per quanto riguarda le previsioni relative all'utilizzo del prelievo di acque di raffreddamento nella modalità "mare-mare", si ricorda che il circuito di raffreddamento originario dei condensatori della centrale di Porto Tolle nella configurazione attuale, che rimarrà invariato anche a seguito della trasformazione a carbone, è stato progettato in modo da poter utilizzare sia le acque derivate dal fiume Po della Pila, sia quelle prelevate dalla Sacca del Canarin, con l'intendimento di ottenere la massima flessibilità di esercizio della centrale (in relazione al regime idrologico del Po).

Per le attuali sezioni, sono infatti consentite le seguenti modalità di funzionamento riferite a quattro unità contemporaneamente in esercizio:

- 1) presa e scarico nel fiume per quattro sezioni;
- 2) presa e scarico nel fiume per le prime due sezioni, presa dal fiume e scarico in mare per le altre due;
- 3) presa dal fiume e scarico in mare per le quattro sezioni;
- 4) presa e scarico nel fiume per le prime due sezioni, presa e scarico in mare per le altre due sezioni;
- 5) presa dal fiume e scarico in mare per le prime due sezioni, presa e scarico in mare per le altre due sezioni;
- 6) presa e scarico in mare per le quattro sezioni.

Il Disciplinare n. 92 del Ministero LL.PP. – Nucleo Operativo di Rovigo del 01.08.80, approvato con DM dei LL.PP. n. 544 del 30.04.81, regola il prelievo delle acque dal fiume Po e stabilisce le seguenti limitazioni in funzione della portata, misurata nella stazione idrometrica di Pontelagoscuro:

- con portata del fiume Po non superiore a $380 \text{ m}^3/\text{sec}$ dovrà essere attuata la sospensione della derivazione;
- con portata uguale o superiore a $420 \text{ m}^3/\text{sec}$ la derivazione dovrà essere non superiore a $40 \text{ m}^3/\text{sec}$;
- con portata uguale o superiore a $460 \text{ m}^3/\text{sec}$ la derivazione potrà raggiungere gli $80 \text{ m}^3/\text{sec}$.

Nel Disciplinare medesimo si cita inoltre che nel periodo dal 1 aprile al 30 settembre di ogni anno, ogni qualvolta il tasso salino misurato (in località Ocaro, ndr.) a 3 metri di profondità dovesse superare il due per mille, la derivazione da fiume con scarico a mare dovrà essere sospesa e sostituita con derivazione da fiume e scarico a fiume (ove la portata lo consenta) o con derivazione da mare e scarico a mare (ove la portata del fiume non raggiunga i valori sopra precisati). Il seguente grafico mostra l'andamento della portata del fiume Po a Pontelagoscuro negli anni 2000 ÷ 2006.

Un'analisi sulla persistenza temporale delle tre portate di $460 \text{ m}^3/\text{s}$, $420 \text{ m}^3/\text{s}$, e $380 \text{ m}^3/\text{s}$ mostra che soprattutto le magre estive contribuiscono al non superamento delle tre soglie di portata, come si evince dalla Figura 1 e dalla Figura 2. In altre parole è nelle magre estive che si scende sotto le soglie



previste dal disciplinare di concessione per cui si deve commutare sul funzionamento mare-mare (presa e scarico in mare per le quattro sezioni).

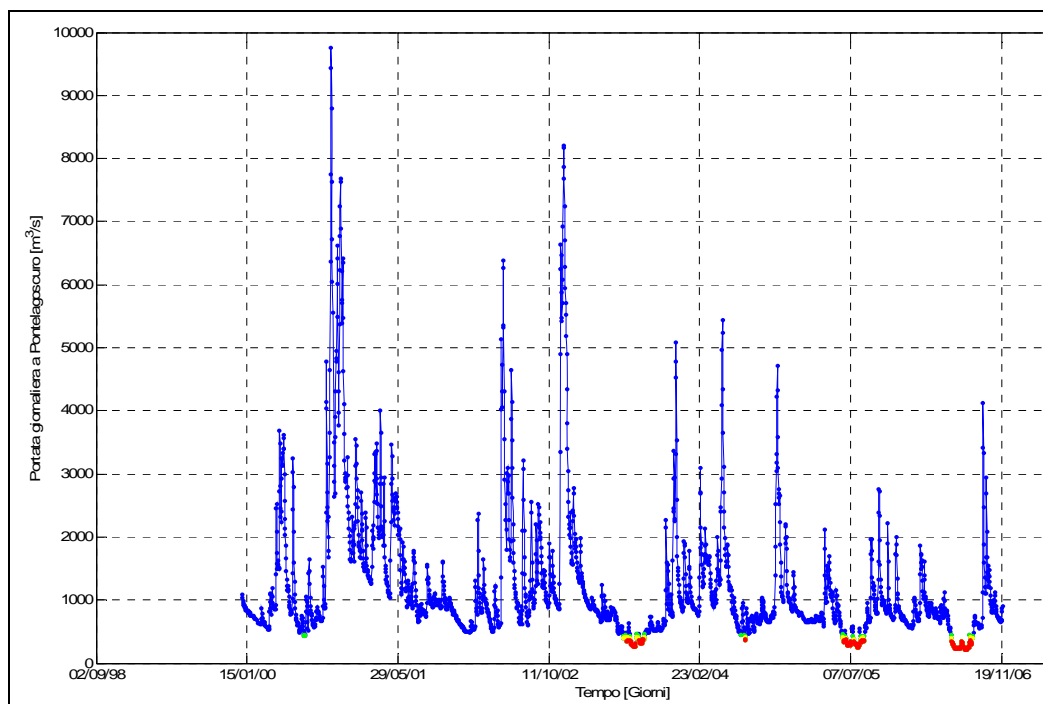


Figura 1 - Andamento della portata registrata nel Po a Pontelagoscuro negli anni 2000 e 2006, con indicati i dati per cui le tre portate $460 \text{ m}^3/\text{s}$ (in verde in Figura), $420 \text{ m}^3/\text{s}$ (in giallo in Figura) e $380 \text{ m}^3/\text{s}$ (in rosso in Figura) non vengono superate.

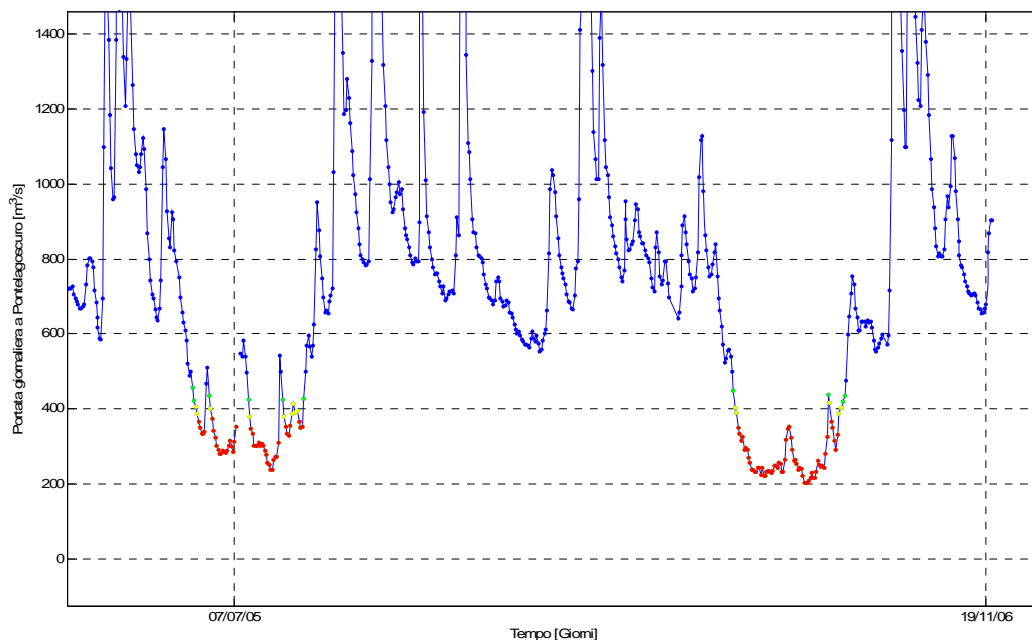


Figura 2 - Andamento della portata registrata nel Po a Pontelagoscuro tra le magre estive del 2005 e del 2006, con indicati i dati per cui le tre portate $460 \text{ m}^3/\text{s}$ (in verde in Figura), $420 \text{ m}^3/\text{s}$ (in giallo in Figura) e $380 \text{ m}^3/\text{s}$ (in rosso in Figura) non vengono superate.



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



A titolo di esempio, durante la magra di Giugno-Luglio-Agosto 2006, la portata di 380 m³/s non è stata superata per 65 giorni consecutivi, la portata di 420 m³/s non è stata superata per 71 giorni consecutivi, la portata di 460 m³/s non è stata superata per 75 giorni consecutivi.

Ne consegue che le condizioni di persistenza delle magre per scarsità idrica che si stanno registrando a partire dall'anno 2000 impongono all'impianto un ricorso alla modalità di esercizio "mare-mare" nel periodo estivo per circa 3 mesi consecutivi all'anno.

Pertanto anche per il futuro esercizio dell'impianto trasformato a carbone è ragionevole supporre che il sistema di emungimento di acqua di mare tramite la Sacca del Canarin possa essere attivo per circa 3 mesi consecutivi all'anno durante i quali il sistema di pompaggio delle acque di raffreddamento e il sistema di restituzione coinvolgerebbe l'intera Sacca.

A tale riguardo l'esame del progetto di vivificazione della Sacca del Canarin, così come presentato dal Consorzio di Bonifica Delta Po – Adige, nella trasformazione a carbone della centrale, evidenzia la possibilità di evidenti sinergie utili da un lato a migliorare l'efficienza e la flessibilità di esercizio della centrale e dall'altro a favorire gli scopi per cui il progetto di vivificazione è nato.

L'intervento di vivificazione della Sacca ripristina la funzionalità delle aperture (bocca Sud e bocca Nord), e realizza una serie di canali di circolazione preferenziale interni unitamente a carenature e velme. Esso pertanto non si configura soltanto come un'opera di compensazione ambientale ma è anche funzionale all'esercizio dell'impianto perché assicura la piena flessibilità di utilizzo delle sezioni termoelettriche nei periodi di magra del fiume Po, in quanto consente di aspirare la piena portata di raffreddamento richiesta senza deprimere il livello nella Sacca, minimizzando altresì il ricircolo termico (incremento di temperatura all'interno della Sacca). Si sottolinea peraltro che l'utilizzo della presa di acqua di raffreddamento attraverso la Sacca migliora anche le condizioni ambientali generali della stessa contribuendo ad aumentare l'idrodinamismo ovvero la circolazione dell'acqua all'interno della laguna garantendo un miglioramento della qualità delle acque lagunari con un adeguato interscambio con il mare attraverso la bocca esistente e tramite la riapertura della bocca Sud, oggi interrata a seguito di apporti solidi del fiume.

Per analizzare gli effetti ambientali indotti sugli equilibri fisici e biotici della laguna della Sacca del Canarin è stato redatto un apposito studio che Enel ha commissionato al CESI SpA. Lo studio è riportato nell'allegato **[2]**, al quale si rimanda per gli approfondimenti.

Tale studio è stato rivolto principalmente alle perturbazioni indotte nel periodo di funzionamento estivo, durante il quale la ridotta portata del fiume Po può imporre condizioni di esercizio della centrale cosiddette "mare-mare" (cioè presa dalla Sacca del Canarin nella zona della bocca Sud e scarico poco a monte della foce del Po di Scirocco nella zona della bocca Nord).



In particolare si evidenzia che nella situazione attuale della sacca del Canarin:

- se si escludono gli specchi idrici posti in prossimità della bocca Nord, il ricambio delle acque legato al solo trasporto convettivo è di scarso rilievo e verosimilmente non è in grado di contrastare, nelle parti periferiche della laguna, eventuali processi di eutrofizzazione;
- se, sulla circolazione naturale in laguna, si sovrappone quella prodotta dal prelievo di consistenti portate da parte del sistema di raffreddamento della centrale termoelettrica, si produce l'attivazione del trasporto convettivo e, soprattutto, si induce all'interno della laguna una circolazione secondaria che estende le aree nelle quali il ricambio può risultare efficacemente sostenuto dalle correnti di marea. Per contro l'aspirazione di consistenti portate tende ad indurre un sensibile abbassamento dei livelli nella Sacca (più marcato nelle fasi di bassa marea) e non consente il ricambio nella parte meridionale della Sacca stessa.

Tutto ciò premesso con riferimento alla **perturbazione termica** ed agli **equilibri biotici** indotti nella Sacca nella condizione di esercizio della centrale in assetto "mare-mare" ed in presenza di tutte le opere previste dal progetto di vivificazione, si verifica che per :

la **perturbazione termica**

- la forma del pennacchio, soprattutto all'interno della Sacca, risente del flusso alternativamente entrante ed uscente dalle due bocche, oltre che della rete di canali sub - lagunari, che producono una circolazione interna elevata e quindi una maggior dispersione del pennacchio;
- gli effetti positivi riscontrati in presenza del progetto di vivificazione sono principalmente legati ai canali di vivificazione, che portano l'acqua direttamente dal mare aperto al canale di presa attraverso prevalentemente la nuova bocca a sud, ed al fatto che le barene rialzate costringono il pennacchio caldo, che tenderebbe ad incunarsi nella Sacca principalmente attraverso la bocca a Nord, ad un percorso circolare nella Sacca prima di interessare l'area di presa, subendo altresì un maggior raffreddamento per scambio termico con l'atmosfera. Grazie a questo meccanismo, si aumenta la frazione di acqua fredda alla presa, diminuendo il ricircolo termico;
- lo studio dimostra inoltre che il flusso dovuto al passaggio della marea attraverso le bocche e la presenza dei canali consentono una circolazione all'interno della Sacca decisamente più marcata in tutte le zone, anche in assenza dell'aspirazione della centrale;
- nello studio sono stati anche analizzati gli effetti nelle diverse fasi di marea (alta, bassa, crescente, decrescente).

gli **equilibri biotici**

- il miglioramento generale del flusso idrodinamico indotto all'interno della Sacca sia dagli interventi ipotizzati, sia dalla gestione del sistema di presa delle acque di raffreddamento necessarie alla centrale, consentirà di attivare i fenomeni che favoriscono il ricambio anche delle zone periferiche della laguna; risulterà dunque contrastato il fenomeno di



eutrofizzazione attualmente in atto e favorito il ripristino degli equilibri biologici della laguna, con particolare riferimento alle forme planctoniche e bentoniche;

- la migliorata circolazione in laguna, inoltre, favorisce la dispersione del pennacchio evitando possibili fenomeni di concentrazione; limitate perturbazioni termiche (rispetto alla situazione attuale) saranno relegate prevalentemente ad aree in prossimità della Bocca Nord.



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



II. Studio dettagliato della via di accesso tramite la laguna di Barbamarco, tenendo conto di parametri quali la sensibilità delle aree attraversate, la sicurezza rispetto ad eventi incidentali, le modalità e le tempistiche associate ai trasporti, i disturbi indotti sugli habitat locali, le interferenze con le attività antropiche eventualmente già in essere, le eventuali attività di dragaggio, le opere di difesa, l'accessibilità all'impianto; il tutto, dove applicabile, in riferimento ad entrambe le fasi di realizzazione e gestione. Lo studio dovrà essere corredato della relativa Valutazione di Incidenza ex DPR 120/03.

In relazione alla richiesta è stato sviluppato, con il supporto di Adria Infrastrutture SpA, lo studio tecnico dettagliato della via di accesso tramite la Laguna di Barbamarco.

Tenuto anche conto della prescrizione n.3 espressa dalla Commissione Regionale VIA nel parere del 17 gennaio 2007, che indicava come via di accesso da praticare quella attraverso la Busa di Tramontana, lo studio è stato esteso anche a tale percorso in modo da poterne mettere a confronto tutti gli aspetti progettuali ed i relativi impatti connessi.

Da tale confronto è emerso che il passaggio attraverso la Busa di Tramontana presenta diversi vantaggi sia tecnici che ambientali rispetto a quello attraverso la Laguna di Barbamarco, peraltro fattibile.

Con modalità analoghe Enel ha provveduto a far sviluppare, avvalendosi di CESI SpA, una relazione di Valutazione di Incidenza sul passaggio attraverso la Laguna di Barbamarco, come qui richiesto. Tale studio è stato anche esteso al passaggio tramite la Busa di Tramontana, per tener conto della prescrizione n. 3 di cui sopra, evidenziandone le principali incidenze connesse.

La trattazione dettagliata dell'analisi tecnica condotta è riportata nell'allegato **[3]**, e qui di seguito se ne riassume sinteticamente la conclusione:

- i due tragitti, peraltro già analizzati come alternative nello Studio di Impatto Ambientale, hanno condizioni di navigabilità confrontabili sotto l'aspetto nautico in quanto presentano percorsi di lunghezza simili e quindi riducono i tempi di percorrenza delle navi fluvio-marine fra la nave storage e la centrale Enel a valori sensibilmente inferiori rispetto a quelli relativi al percorso, praticabile da subito, attraverso Porto Levante, il canale navigabile lungo il Po di Levante, la biconca di Volta Grimana, il Po di Venezia e quindi il Po della Pila fino alla centrale.

Le due soluzioni alternative analizzate hanno problematiche simili per quanto riguarda la bocca di ingresso/uscita a mare:

- la Busa di Tramontana può contare su una situazione morfologica in evoluzione a seguito dell'azione combinata di correnti fluviali e azione del moto ondoso. Calcoli eseguiti con modelli matematici hanno permesso di indicare la necessità di un'attività manutentiva al fine di mantenere il passo navigabile. L'onere manutentivo potrebbe essere sensibilmente ridotto adottando a protezione del canale attraverso la barra di foce delle barriere soffolte.



- la Bocca Sud della Laguna di Barbamarco si trova in una condizione simile a quella della Busa di Tramontana; l'onere manutentivo comunque necessario per il mantenimento delle quote dei fondali, è già oggi gestito dalle autorità locali (Genio Civile di Rovigo).

Diverso è invece il tratto centrale delle due soluzioni:

- il percorso lungo la Busa di Tramontana è diretto, non incontra ostacoli fisici ed il percorso delle navi fluvio-marine si svolge in modo sicuro e diretto fino alla centrale navigando sempre nelle stesse condizioni e necessita di dragaggi iniziali complessivi pari a circa 330.000 m³;
- il percorso attraverso la laguna di Barbamarco, invece, si sviluppa in un ambiente sicuramente diverso, sia sotto l'aspetto prettamente nautico (in laguna non è possibile navigare a velocità sostenute), sia sotto l'aspetto ambientale (in laguna vi sono diverse attività antropiche, per la maggior parte legate alla pesca ma anche attività di mitilicoltura), che potrebbero influire sulla navigazione e sui tempi di percorrenza del tragitto. Per questa via, oltrepassata la laguna, va superato un ostacolo "fisico", la presenza di un presidio che provvede a tenere ben separate le acque di fiume da quelle marinizzate della laguna. Si rende quindi necessario interrompere l'avanzamento delle navi fluvio-marine e provvedere ad effettuare delle "concate" per tenere separate le tipologie d'acqua, dolce e salmastra (in pratica è da realizzare una conca di grosse dimensioni, 140 m x 24 m, fondale -3.50 m s.l.m.m.).
Superato l'ostacolo fisico della conca, ci si ritrova nelle medesime condizioni di navigazione che si incontrano navigando con la soluzione che prevede il passaggio lungo la Busa di Tramontana. I natanti devono percorrere il tratto iniziale della Busa di Tramontana, imboccare il Po di Pila e raggiungere la centrale di Porto Tolle, affrontando l'eventuale corrente fluviale. La soluzione necessita di dragaggi iniziali pari a circa 530.000 m³ (bocca Sud e canale interno alla laguna).

La comparazione di dettaglio è rappresentata dalla tabella di confronto seguente che evidenzia la maggiore percorribilità della soluzione di passaggio attraverso la Busa di Tramontana anziché tramite la Laguna di Barbamarco.

Il confronto è stato effettuato prendendo in esame tutti i possibili elementi di criticità progettuali ed ambientali, così come specificato nella richiesta di integrazioni.



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



Ipotesi	Busa di Tramontana	Laguna di Barbamarco
Sensibilità delle aree attraversate e disturbi indotti sugli habitat locali		
Sicurezza rispetto ad eventi incidentali		
Modalità e le tempistiche associate ai trasporti		
Interferenze con le attività antropiche eventualmente già in essere		
Attività di dragaggio		
Morfodinamica degli accessi a mare		
Opere di difesa		
Accessibilità all'impianto		

Tabella riassuntiva delle principali caratteristiche delle 2 soluzioni esaminate. La cromia permette di valutare qualitativamente gli effetti di ogni soluzione: colore rosso: impatto elevato; colore giallo: impatto medio; colore verde: impatto basso.

La trattazione dettagliata relativa alla relazione di Valutazione di Incidenza sulla Laguna di Barbamarco e sulla Busa di Tramontana è riportata nell'allegato [4], qui di seguito se ne riassumono brevemente le conclusioni. Tale valutazione aggiorna ed integra la Valutazione di Incidenza già a suo tempo presentata nello Studio di Impatto Ambientale e sue successive integrazioni del febbraio 2007 inviate al MATTM con lettera Enel del 20 febbraio 2007 prot. N. EP/P2007000628, relative al percorso base tramite l'accesso da Porto Levante – Conca di Volta Grimana – Po di Venezia.

Per quanto analizzato nello studio non emergono particolari criticità che possano causare interferenze significative sulla conservazione degli habitat e delle specie floristiche e faunistiche di interesse comunitario tutelate nel SIC IT 3270017 "Delta del Po: tratto terminale e delta veneto" e nella ZPS IT3270023 "Delta del Po", né modificazioni sostanziali negli indicatori chiave del valore di conservazione del sito.

Lo studio evidenzia che, sia durante la realizzazione che durante l'esercizio della centrale in progetto sarà mantenuta l'integrità dei siti, definita come qualità o condizione di interezza o completezza nel senso di "coerenza della struttura e della funzione ecologica di un sito in tutta la sua superficie o di habitat, complessi di habitat e/o popolazioni di specie per i quali il sito è stato classificato".



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



III. Relazione tecnica dettagliata sugli interventi migliorativi previsti per le emissioni in atmosfera; la relazione dovrà contenere l'analisi degli impatti su tutte le componenti ambientali eventualmente interessate.

Di seguito si delineano gli ulteriori interventi migliorativi previsti. Essi riguardano la riduzione delle emissioni di particolato e di SO₂, attraverso:

- intervento sui filtri a maniche, allo scopo di aumentare l'efficienza di rimozione del particolato;
- intervento sul sistema di desolfurazione, per aumentare l'efficienza di rimozione sia dell' SO₂ che del particolato.

INTERVENTO SUI FILTRI A MANICHE

Il principio di funzionamento dei filtri a maniche e le loro principali caratteristiche tecniche, sono state ampiamente riportate nel SIA. L'intervento ulteriore proposto riguarda il materiale da utilizzare per il rivestimento delle maniche filtranti.

E' stato infatti recentemente presentato dai principali costruttori di sistemi di rimozione del particolato un materiale innovativo per le maniche,

- feltro stratificato, composto da uno strato interno a ciascuna manica in PPS (polifenilensolfuro) e da uno strato esterno composto da una miscela di P84 e PPS trilobato;

che aumenta l'efficienza di rimozione di particolato fine (PM 10 e PM 2,5), in condizione di portata fumi stazionaria.

Le immagini seguenti mostrano lo schema costruttivo di un tipico filtro a maniche e l'immagine ingrandita degli elementi costitutivi delle maniche a seconda del materiale filtrante impiegato.



Filtro a maniche



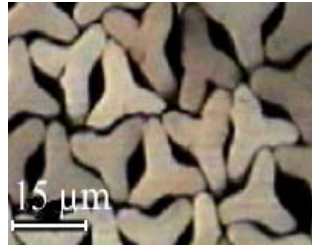
Gruppi di maniche filtranti: investite dal flusso di gas, trattengono il particolato sottile



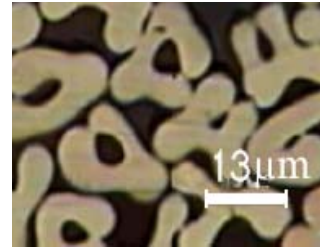
PPS standard



PPS trilobato



P84 multilobato



INTERVENTO SUL SISTEMA DI DESOLFORAZIONE

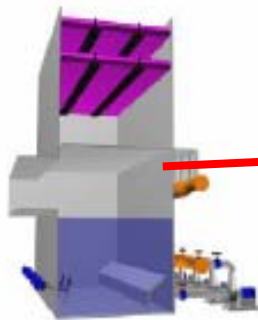
Il progetto di conversione a carbone prevede un impianto di desolfurazione dei fumi ad umido, del tipo calcare – gesso, il cui principio di funzionamento e le principali caratteristiche tecniche sono ampiamente riportate nel SIA. Questo tipo di impianto rappresenta la migliore tecnologia disponibile (BAT) per l'abbattimento della SO₂.

Il sistema di desolfurazione contribuisce inoltre all'abbattimento del particolato, mediante il lavaggio dei fumi.

L'intervento di miglioramento proposto è rivolto al processo di *scrubbing* (lavaggio dei fumi) ed assorbimento della SO₂ nella sospensione di calcare.

Il miglioramento del processo di *scrubbing* dei fumi e di assorbimento della SO₂ è ottenuto attraverso l'incremento della velocità dei fumi nella zona di contatto gas/liquido, che è la zona dove la sospensione calcarea viene finemente nebulizzata dagli ugelli. Una maggiore velocità dei fumi incrementa la probabilità di collisione sia tra il liquido e il particolato presente nei fumi, che tra la sospensione calcarea e l'SO₂. La conseguenza di questo è l'aumento di efficienza di abbattimento di particolato e di SO₂ nell'assorbitore.

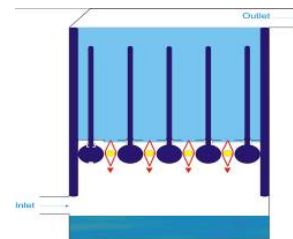
Maggiore efficacia di reazione tramite l'introduzione di componenti interni



Desolforatore



Banchi di ugelli – zona di uscita del reagente



Introduzione di componenti interni per deviare il flusso dei gas

L'aumento della velocità dei fumi potrà essere ottenuto installando immediatamente a monte degli ugelli una doppia fila di barre fisse, le quali creano un effetto Venturi sui fumi.

Per contro, l'aumento di velocità comporta una perdita di carico aggiuntiva nel desolforatore, che sarà compensata da un aumento di potenza dei ventilatori indotti, che per ciascun gruppo è stimata in circa 750 kW.

BENEFICI CONSEGUIBILI ED IMPATTI AMBIENTALI CONSEGUENTI

A seguito delle modifiche impiantistiche proposte, si otterranno i seguenti ulteriori benefici ambientali:

- riduzione delle emissioni massiche annue di SO₂ da 3.900 tonn/anno a 2.100 tonn/anno, con riduzione del 46%;
- riduzione delle emissioni massiche annue di polveri da 585 tonn/anno a 260 tonn/anno, con riduzione del 56%.

Come si può notare dalla tabella 1 riportata nella premessa del presente documento i valori limite di emissione garantiti su base oraria rimangono invariati per far fronte a condizioni di funzionamento particolari, quali:

- transitori di variazione di carico; il sistema di trattamento fumi ha una sua inerzia, legata sia all'inerzia dei processi chimico-fisici, sia ai tempi di risposta della catena automatica di regolazione. Il sistema di desolforazione, in particolare, per adeguarsi ad un nuovo carico impiega diversi minuti;
- malfunzionamento di elementi del sistema di trattamento fumi a valle della caldaia, quali ad esempio la rottura di una manica del sistema di rimozione del particolato o l'ostruzione di un ugello del sistema di desolforazione.

L'impatto conseguente all'implementazione degli interventi proposti si sostanzia, rispetto a quanto già dichiarato nel SIA in:

- un trascurabile incremento della produzione di ceneri estratte dai sistemi di rimozione particolato (+0,03%), equivalente alla maggiore quantità di cenere rimossa con il nuovo tessuto;
- un modesto incremento della produzione di gesso (+1,2%) e del consumo di calcare (+1,2%), corrispondente ad una maggiore efficienza di abbattimento della SO₂.

Inoltre, come sopra menzionato, la modifica del desolforatore comporta una perdita di carico aggiuntiva, che sarà compensata da un aumento di potenza dei ventilatori indotti, che per ciascun gruppo è stimata in circa 750 kW.

Si fa notare infine che gli interventi proposti non comportano alcun aumento della volumetria complessiva dell'impianto, interessando solo zone interne ad apparecchiature già previste a progetto.

Per l'analisi degli impatti di tutte le componenti ambientali, comprese le valutazioni modellistiche relative alle mappe di ricaduta, si rimanda all'allegato **[5]**, che aggiorna quanto già inserito in proposito nello Studio di Impatto Ambientale.

Di questo nuovo quadro emissivo si è tenuto conto anche nella predisposizione delle integrazioni alla Valutazione di Incidenza sulla Laguna di Barbamarco e sulla Busa di Tramontana di cui all'allegato **[4]**.



IV. Analisi dettagliata tecnico ambientale dell'opzione dell'utilizzo del CDR, come indicato dalla Regione.

Enel non ha previsto nel progetto di bruciare CDR e l'impianto non sarà predisposto per consentire tale combustione.



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



CONSIDERAZIONI GENERALI

Utilizzazione del sito industriale esistente

In aggiunta a quanto già presentato nello Studio di impatto Ambientale e nelle sue successive integrazioni, si ribadisce che la scelta della conversione a carbone per la Centrale di Porto Tolle rientra nel quadro più generale del programma di riconversione degli impianti messo a punto da Enel, che ha finora privilegiato le centrali esistenti ad olio combustibile equipaggiate con unità di potenza da 660 MW, taglia che rappresenta la dimensione più idonea per la introduzione della tecnologia a carbone ultrasupercritica, che rende possibile l'ottenimento di rendimenti termodinamici più elevati e quindi una corrispondente riduzione di tutte le emissioni dalle caldaie.

Il programma di conversione punta ad assicurare la stabilità e la ottimizzazione dei flussi di energia sulla rete di trasmissione nazionale, per cui la scelta di Porto Tolle è prioritariamente legata alla sua collocazione nella rete elettrica nazionale, che ne fa un punto strategico fondamentale per la vicinanza ai luoghi di assorbimento e per la stabilità del servizio.

Perché il carbone

Nella tabella seguente sono riportati i contributi delle singole fonti energetiche per la produzione di energia elettrica relativamente ai paesi più industrializzati:

Nazione	Carbone (%)	Olio (%)	Gas (%)	Nucleare (%)	Rinnovabili (%)	Altri (%)
Italia (2005 AEEG)	14,5	11,9	49,2	–	18,5	5,8
Francia (2005 CERA)	5	2	3	79	10	1
Germania (2005 CERA)	47	2	11	26	9	5
Danimarca (2005 CERA)	45	4	24	-	18	9
Gran Bretagna (2005 CERA)	34	2	39	21	3	1
Spagna (2005 CERA)	27	8	27	20	15	3
Australia (2003 IEA)	77	1	14	-	7	1
Stati Uniti (2004 EIA DOE)	50	3	18	20	8	1
Giappone (2003 IEA)	28	13	24	23	10	2

Fonti:

AEEG – Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas "Relazione annuale sullo stato dei servizi e l'attività svolta" Produzione lorda per fonte. Pag. 35 [AEEG Relazione annuale 2006](#)

CERA – Cambridge Energy Research Associates, Inc. European Power Watch www.cera.com

IEA – International Energy Agency. IEA Statistics edition 2005 (dati 2003) [IEA Publications Bookshop](#)

DOE – EIA DOE. Energy Information Administration. Department Of Energy [EIA - Electricity Data, Electric Power Capacity and Fuel Use, Electric Surveys and Analysis](#)

Dall'esame del contributo percentuale delle singole fonti alla produzione di energia elettrica nei vari paesi del mondo possono essere avanzate alcune considerazioni. L'Italia risulta ai primi posti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, è ancora dipendente dall'olio combustibile per



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



l'11,9 % e ha una elevatissima produzione da gas naturale (1), registrando peraltro la totale assenza del nucleare. Per quanto riguarda la produzione da gas naturale, questa è la più elevata, anche più della stessa Gran Bretagna che però vanta anche una rilevante incidenza del carbone e del nucleare e può attingere da giacimenti nazionali del Mare del Nord.

Per quanto riguarda la produzione da carbone, in Italia si registra un dato molto modesto rispetto agli altri paesi più industrializzati, fatta eccezione per la Francia, che però può contare su una preponderante produzione di energia nucleare.

Nei paesi avanzati, dunque, il carbone è tutt'altro che una risorsa marginale o superata, esso infatti è caratterizzato da:

- basso costo per unità termica prodotta rispetto all'olio combustibile e al gas naturale;
- grandi riserve accertate in più di 100 paesi al mondo;
- possibilità di approvvigionamento da paesi politicamente stabili (Russia, Stati Uniti, Sud Africa, Australia, Polonia, etc.);
- facilità di trasporto via mare in siti costieri;
- esclusione del carbone fossile dall'elenco delle sostanze pericolose per il trasporto via mare da parte dell'International Maritime Organization (IMO);
- minimizzazione dell'impatto ambientale del carbone con impianti ad alto rendimento e basse emissioni di più recente sviluppo tecnologico ("Clean Coal Technology").

Risulta pertanto evidente la necessità di riequilibrare l'approvvigionamento delle fonti energetiche, riducendo l'impiego di quelle eccessivamente costose, come per esempio l'olio combustibile e il gas naturale, a favore del carbone, garantendo il contemporaneo soddisfacimento dell'altro obiettivo prioritario di Enel che è quello dell'eccellenza ambientale, sicuramente a livello nazionale ed europeo.

Dalla data di presentazione dello studio di impatto ambientale del progetto di conversione a carbone della Centrale di Porto Tolle, le condizioni economiche degli approvvigionamenti consolidano anzi rafforzano la scelta fatta con l'obiettivo base del contenimento dei costi dell'energia elettrica per i consumatori.

Analogamente le condizioni di sicurezza degli approvvigionamenti sono completamente a favore dell'opzione carbone. Nel 2005 la Commissione europea ha pubblicato una prima valutazione dei risultati conseguiti dopo la pubblicazione nel 2000 del libro verde sulla strategia europea per la sicurezza dell'approvvigionamento energetico. Le principali criticità evidenziate riguardano la continua crescita del fabbisogno di energia a fronte di un calo della produzione interna di fonti fossili, la crescente dipendenza per le

¹ Nel dicembre 2005 si è toccata una quota del 55,4 % per la produzione di energia elettrica da gas



importazioni di idrocarburi da aree geopolitiche instabili e i cosiddetti "colli di bottiglia" nelle infrastrutture di trasporto transfrontaliero. Sempre secondo l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, "il forte aumento del fabbisogno di petrolio, soprattutto in Cina, India e altri paesi in via di sviluppo, nonché alcune criticità sul lato dell'offerta hanno spinto al rialzo le quotazioni dei greggio. Il precario equilibrio tra domanda e offerta ha reso il prezzo del petrolio assai sensibile a eventi relativamente circoscritti a livello planetario e ha portato in primo piano il problema della competizione globale per gli idrocarburi. Inoltre, sia l'Europa sia gli Stati Uniti hanno subito interruzioni di vaste proporzioni negli approvvigionamenti elettrici. Successivamente alla pubblicazione del rapporto della Commissione europea, sono emersi anche problemi nell'approvvigionamento di gas dalla Russia che hanno contribuito ad aggravare l'incertezza sul futuro energetico dell'Unione". In conclusione il carbone continua a rimanere la fonte più sicura nell'approvvigionamento di paesi come il nostro fortemente dipendente dalle importazioni. Una elaborazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha definito il grado di esposizione dei paesi dell'Unione europea ai rischi di interruzione degli approvvigionamenti di gas naturale e di elettricità. L'Italia ha un fattore di rischio pari a 0,43, oltre 3 volte il valore della media europea pari a 0,14.

Tale situazione è venuta prepotentemente di attualità nel gennaio 2006 con la crisi delle forniture del gas russo che ha confermato tutte le criticità suddette. Né è pensabile che questa problematica possa essere risolta in breve tempo, come tutte le valutazioni dello stesso Ministero dello Sviluppo Economico indicano.

Si tiene qui a precisare che la attuale situazione italiana registra l'arrivo di gas naturale solo via tubo (esiste infatti nel nostro paese un solo rigassificatore a Panigaglia all'interno del golfo di La Spezia, peraltro di limitate capacità di produzione). Pertanto l'approvvigionamento via nave gasiera è fortemente limitato.

In aggiunta, le tubazioni di gas naturale provengono fondamentalmente da 4 direzioni (Nord Europa, Russia, Algeria e Libia), di cui le più importanti sono Russia e Algeria che soffrono, la prima del problema del transito attraverso paesi dell'ex URSS con forti criticità invernali, la seconda del problema della stabilità di rapporti con il mondo occidentale.

Il carbone, invece, può arrivare via nave da qualsiasi paese del mondo essendo ampiamente diversificata la localizzazione geografica di tale combustibile.



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



L'alternativa zero

L'alternativa zero al progetto di conversione a carbone della Centrale di Porto Tolle è il mantenimento dell'impianto nella sua attuale configurazione. La Centrale di Porto Tolle è oggi costituita da quattro sezioni termoelettriche da 660 MW ciascuna alimentate ad olio combustibile STZ.

L'impianto di Porto Tolle è assoggettato ai limiti alle emissioni fissati dal decreto 12 luglio 1990.

Dal 1° gennaio 2005, le quattro sezioni della Centrale di Porto Tolle rispettano i seguenti limiti alle emissioni in atmosfera:

- SO₂ 400 mg/Nm³
- NO_x 200 mg/Nm³
- polveri 50 mg/Nm³
- CO 250 mg/Nm³

Se il progetto in valutazione non dovesse ottenere il parere positivo di compatibilità ambientale e la successiva autorizzazione del Ministero dello Sviluppo Economico, lo scenario di riferimento sarebbe quello di una centrale funzionante utilizzando olio combustibile STZ standard con tenore di zolfo inferiore allo 0,25% che, essendo caratterizzato da ridotte disponibilità ed elevati costi di approvvigionamento, determinerebbe la "morte" commerciale dell'impianto, come risulta analizzando il trend dall'energia prodotta negli ultimi anni.

La tecnologia dell'epoca è caratterizzata da impatti ambientali sicuramente più elevati rispetto a quelli conseguibili con le più moderne tecnologie, proposte con la trasformazione a carbone.

Perché Porto Tolle

Sulla base degli elementi economici fondamentali non è nemmeno possibile ipotizzare interventi minori che possano portare ad un miglioramento della situazione ferma restando l'alimentazione ad olio combustibile dell'impianto.

Riconosciuta la validità ambientale del progetto sia sotto il profilo economico, per il combustibile previsto, sia sotto quello ambientale, per le bassissime emissioni conseguibili rispetto all'impianto attuale, la scelta del sito ne è scaturita di conseguenza.

La collocazione geografica dell'impianto nella rete elettrica nazionale si rivela strategica sia per la stabilità della rete che per la vicinanza ai luoghi di maggior richiesta.

Non esistono inoltre altri siti alternativi Enel, con le stesse caratteristiche di quello della centrale di Porto Tolle, idonei a realizzare un impianto ad alta efficienza ambientale di tale taglia di potenza dei gruppi di generazione.

Più in dettaglio, nella scelta del sito, si riconfermano le motivazioni e i vantaggi già espressi nel SIA, che qui si riprendono:



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



- si riutilizza un sito altrimenti destinato a morire;
- si riutilizza un sito esistente evitando nuova sottrazione di territorio;
- si riutilizzano le seguenti apparecchiature e opere esistenti:
 - l'edificio sala macchine, i due edifici ausiliari, i due edifici compressori, l'edificio demineralizzazione;
 - gli uffici, le officine, i magazzini e la portineria;
 - il condensatore ed il circuito acque di raffreddamento;
 - le opere di presa e di restituzione (sia a fiume che a mare);
 - pompe dei cicli rigenerativi di alta e bassa pressione e turbopompe acqua di alimento;
 - possibile riutilizzo di alcuni scambiatori e tubazioni del ciclo rigenerativo;
 - impianto trattamento condensato;
 - generatore elettrico, trasformatori elevatori ed altre apparecchiature elettriche ausiliarie;
 - si riutilizzano le infrastrutture elettriche (stazioni, linee, etc.) e quindi non è necessaria la realizzazione di nuove linee di trasmissione ad alta tensione, con introduzione di nuovi impatti paesaggistici;
- si riduce lo scarico termico in relazione alla più elevata efficienza ed alla riduzione del numero dei gruppi;
- si riduce lo scarico idrico per il maggiore riutilizzo delle acque reflue nei sistemi di processo interni all'impianto e tramite l'introduzione di nuovi impianti di trattamento reflui;
- è presente un sistema idroviario in comunicazione con la laguna veneta e il mare Adriatico che rende possibile l'approvvigionamento del combustibile (carbone), dei reagenti (calcare) e lo smaltimento dei sottoprodotti (gesso e ceneri) senza interessare le vie di accesso terrestri;
- si garantisce e si rafforza l'attuale occupazione di centrale valorizzando il patrimonio di competenze professionali già presenti, anche in considerazione delle nuove attività di gestione delle banchine;
- si rende nuovamente competitivo l'impianto;
- si rilanciano significativamente le attività dell'indotto che verrà ulteriormente sviluppato (è un tessuto fatto di piccole e medie aziende già presenti e radicate sul territorio destinate altrimenti a scomparire);
- si creano le premesse per una riduzione delle tariffe e per una ottimizzazione del mix di combustibili a livello nazionale con conseguente vantaggio strategico per l'Italia.

Dal punto di vista ambientale, il nuovo impianto a carbone, grazie alla riduzione della potenza produttiva, alle sofisticate tecnologie di abbattimento previste, alla riduzione degli scarichi termici a mare, alla drastica riduzione degli effluenti liquidi di processo, presenta elevati livelli di compatibilità



ambientale su tutte le componenti analizzate nello Studio di Impatto Ambientale e sue successive integrazioni.

I risultati delle modellazioni condotte potranno essere ovviamente confermati attraverso specifici studi di monitoraggio e biomonitoraggio del territorio circostante la centrale, che Enel è in grado di avviare con grande anticipo rispetto all'avviamento del nuovo impianto per poter rilevare lo stato dell'ambiente prima che si esplicino gli effetti del suo esercizio a regime.

Peraltro l'attenzione alla tutela del territorio è sempre stata fra le priorità dell'Enel, che ha sempre operato nel pieno rispetto dei limiti e delle prescrizioni di esercizio per assicurare l'assenza di impatti significativi sugli ecosistemi e sulle componenti ambientali del comprensorio della centrale. Nel caso specifico del lungo esercizio della attuale centrale a quattro gruppi ad olio combustibile, è sempre stata operante la rete di monitoraggio della qualità dell'aria, che ha sempre evidenziato per l'intero territorio del delta del Po il pieno rispetto, e con ampi margini, dei valori limite di immissione al suolo degli inquinanti atmosferici. Anche a livello di acque si conferma il costante e assoluto rispetto dei limiti normativi, con assoluta assenza di effetti indotti sulla qualità delle acque e sugli equilibri degli ecosistemi.

Alternativa ciclo combinato

La situazione creata dall'apertura del mercato elettrico renderebbe critica nel medio termine la trasformazione dell'impianto a ciclo combinato, in considerazione dell'elevato numero di cicli combinati costruiti e/o in costruzione da parte di Enel e delle altre società concorrenti.

Enel ha recentemente portato a termine in Italia la costruzione di ben 12 unità a ciclo combinato ad alte prestazioni: 4 sezioni di La Casella, 2 sezioni di Porto Corsini, 1 sezione di Pietrafitta, 2 sezioni di Termini Imerese, 2 sezioni di Priolo Gargallo e 1 sezione di Santa Barbara che, congiuntamente a quelle di La Spezia e Trino Vercellese, realizzate in precedenza, comportano una potenza complessiva da ciclo combinato già installata di circa 6.000 MWe. L'eventuale conversione in ciclo combinato della Centrale di Porto Tolle porterebbe ad un ulteriore sbilanciamento del mix dei combustibili verso il gas naturale (già nel 2005 al 49,2%, fonte AEEG), che non trova giustificazione economica visti gli alti costi di questo combustibile e la necessità di diversificazione delle fonti energetiche.

Oltre a quanto suddetto, le dimensioni delle unità termoelettriche di Porto Tolle (sezioni da 660 MWe ciascuna) rendono difficilmente realizzabile la trasformazione in ciclo combinato della centrale esistente. A dimostrazione di ciò si precisa che le trasformazioni in ciclo combinato, che Enel Produzione e gli altri competitori hanno realizzato, interessano esclusivamente unità di taglia compresa tra 160 e 320 MWe.

Da non sottovalutare poi gli impatti sul territorio derivanti dalla realizzazione di un gasdotto di alimentazione della centrale, attraverso un territorio particolarmente delicato e sensibile come quello del Delta del Po. Infatti, il trasporto del gas naturale fino a Porto Tolle, nella quantità e alla pressione necessaria per alimentare le turbine a gas di una ipotetica centrale a ciclo



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



combinato della stessa potenza di quella proposta a carbone (con 5 turbine a gas, 5 caldaie a recupero e 5 turbine a vapore), avverrebbe attraverso la realizzazione di un gasdotto di notevole lunghezza, con conseguente sensibile impatto territoriale per l'attraversamento di zone SIC (Siti di Interesse Comunitario) e ZPS (Zone a Protezione Speciale). Infatti, la Centrale di Porto Tolle pur non essendo ricompresa nei confini del parco regionale del Delta del Po, risulta completamente circondata dai territori del parco e da zone SIC e ZPS (aree sensibili individuate in ragione delle loro caratteristiche di pregio ambientale e di biodiversità). L'attraversamento del gasdotto risulterebbe dunque particolarmente invasivo con evidenti effetti negativi nel delicato tessuto territoriale. Il percorso che dovrebbe seguire il metanodotto è funzione delle portate di gas naturale necessario e quindi della tecnologia utilizzata e della potenza installata. Sulla base di uno studio preliminare effettuato da Snam Rete Gas, il gasdotto dovrebbe attestarsi in località Tresigallo, per complessivi circa 55 km di tracciato, con un tubo da 24 – 28 pollici in grado di fornire le necessarie quantità di gas naturale.

Per l'esecuzione di tale tubazione occorre in fase preliminare ottenere tutte le necessarie servitù di passaggio od espropri e in fase di cantierizzazione realizzare una pista di notevole larghezza (qualche decina di metri) per 55 km di tracciato che attraverserebbe in più punti dei corsi d'acqua ed anche il fiume Po, nonché aree protette. Tale pista è necessaria ai mezzi d'opera per poter operare e movimentare i tratti di tubazione per la loro posa e successivamente diventerebbe fascia di rispetto in conformità al Codice di Rete predisposto da Snam Rete Gas per gasdotti di 1^a specie, all'interno della quale non sarebbe possibile alcuna opera fuori terra né piantumazione di alto fusto.

Il suddetto tracciato attraverserebbe peraltro la zona denominata "Stazione 1 Volano – Mesola – Goro" dell'area protetta del Parco del Delta del Po nella Regione Emilia Romagna; il relativo Piano Territoriale, approvato con delibera di Giunta Regionale n.1626 del 31 luglio 2001, al comma 1 dell'art.18 vieta, tra l'altro, la realizzazione di nuove condotte per il trasporto di materiali fluidi e/o gassosi.

Anche successivamente alla realizzazione del rigassificatore off-shore Edison di Porto Viro al largo di Porto Levante, la cui tubazione dovrebbe entrare da mare verso terra in prossimità dello Scanno Cavallari per poi dirigersi per un tratto verso Nord nel territorio polesano, la distanza da coprire per una eventuale tubazione di alimentazione delle turbine a gas di una ipotetica centrale a ciclo combinato sarebbe comunque dell'ordine di circa 30 km nell'ipotesi ottimistica, tutta da accertare, di poter realizzare la derivazione nei dintorni dell'isola di Santa Margherita (punto più vicino alla centrale Enel).

Sintetizzando: l'opzione di trasformazione in ciclo combinato alimentato a gas naturale, comportando un consumo stimato di oltre 2 miliardi di m³/anno, è da escludere per le seguenti principali ragioni:

- aggraverebbe lo sbilanciamento nazionale delle fonti energetiche primarie (mix combustibili), già oggi estremamente critico;



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



- richiederebbe la costruzione di un gasdotto di alimentazione che dovrebbe transitare sul territorio del Parco del Delta del Po, fattibilità negata anche da disposizioni di legge su base regionale;
- determinerebbe, in relazione ai costi del gas presenti e attesi, un conseguente ridotto numero di ore di funzionamento su base annuale, con conseguente valutazione economica negativa dell'investimento stesso;
- determinerebbe un contributo alle concentrazioni di ossidi di azoto al suolo sensibilmente superiore rispetto al progetto in esame.

Per quanto attiene alle immissioni di NO_x, si evidenzia infatti che il riutilizzo della esistente ciminiera ad alto effetto disperdente (altezza di 250m) consente di ottenere valori più bassi, circa la metà, di quelli conseguibili con 5 canne da circa 90 m cadauna nell'ipotesi dei cicli combinati alternativi di pari potenza.

Relativamente alle immissioni di SO₂ e polveri, quantunque risultino trascurabili quelle relative ai cicli combinati alternativi di pari potenza, si evidenzia che con il nuovo progetto qui presentato i valori di immissione al suolo (deposizioni) per tali inquinanti, derivanti dalle emissioni delle 3 nuove sezioni a carbone, sono rispettivamente per l'SO₂ (µg/m³), 250 volte inferiori al limite di legge per la media annuale e per le polveri (µg/m³) 4.000 volte inferiori al limite di legge per la media annuale. Si veda a tal proposito quanto riportato nell'allegato [5].

L'ipotesi, infine, di realizzare tali nuovi cicli combinati in configurazione "greenfield", cioè utilizzando una nuova area di installazione diversa dal sito di Porto Tolle, comporterebbe tutta una serie di approntamenti dei quali si riepilogano i principali:

- acquisizione di nuove aree per la realizzazione dell'isola produttiva, delle sue pertinenze e della stazione elettrica (almeno 18-20 ettari);
- acquisizione/affitto di nuove aree per le necessità del cantiere limitrofo all'area da individuare per l'impianto (almeno 12-15 ettari per deposito materiali e aree preassemblaggio, uffici di cantiere, uffici per ditte subappaltatrici, parcheggi, ecc.);
- realizzazione di nuove linee ad alta tensione (380kV), con necessità di individuazione del tracciato e dell'ottenimento delle necessarie servitù di passaggio;
- realizzazione di nuove opere di presa e di scarico con richiesta di prelievo di acqua che, qualora il sito non fosse direttamente sul mare, dovrebbe essere realizzata su fiume, con evidenti prelievi di acque dolci preziose per gli usi agricoli e semprechè disponibili per il quantitativo necessario. In alternativa dovrebbero essere realizzate torri evaporative a secco o ad umido dipendentemente dalla disponibilità idrica;
- realizzazione di un metanodotto di 1^a specie di collegamento con la nuova area di impianto, con necessità di individuazione del tracciato e dell'ottenimento delle necessarie servitù di passaggio.



Da quanto qui detto si evince che il riutilizzo di un sito preesistente è certamente da preferire come già dettagliatamente evidenziato in precedenza, in quanto gli impianti greenfield comportano uno sconvolgimento ulteriore sul territorio andando ad occupare nuove aree, con nuove servitù (metanodotti ed elettrodotti) ed utilizzo di acque dolci (preziose per gli usi agricoli).

E' altresì utile ricordare infine che il Decreto Legge 18 febbraio 2003, n.25 *"Disposizioni urgenti in materia di oneri generali del sistema elettrico e di realizzazione, potenziamento, utilizzazione e ambientalizzazione di impianti termoelettrici"*, pubblicato nella Gazz. Uff. 19 febbraio 2003, n.41, prevede all'Articolo 3 – Comma 1:

"Ai fini dell'effettuazione della valutazione d'impatto ambientale (VIA) sui progetti di nuova installazione, ovvero di modifica o ripotenziamento di impianti di produzione di energia elettrica di potenza superiore a 300 MW termici, valutati ai sensi del *decreto-legge 7 febbraio 2002, n.7*, convertito, con modificazioni, dalla *legge 9 aprile 2002, n. 55*, sono considerati prioritari i progetti di ambientalizzazione delle centrali esistenti che garantiscono la riduzione delle emissioni inquinanti complessive, nonché i progetti che comportano il riutilizzo di siti già dotati di adeguate infrastrutture di collegamento alla rete elettrica nazionale, ovvero che contribuiscono alla diversificazione verso fonti primarie competitive, ovvero che comportano un miglioramento dell'equilibrio tra domanda ed offerta di energia elettrica, almeno a livello regionale, anche tenendo conto degli eventuali sviluppi della rete di trasmissione e delle nuove centrali già autorizzate".



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle

