



L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA.

Roma, 24 Ott 2005

Divisione Generazione ed Energy Management
Area Tecnica Sviluppo Impianti

00198 Roma, viale Regina Margherita 125
Tel. +39 0685094401 Fax +39 0685094406

N. Rif. EP/P2005004503

Regione Veneto
Segreteria Regionale
Ambiente e Lavori Pubblici
Direzione Regionale
Tutela dell'Ambiente
Calle Priuli, Cannaregio, 99
30121 - VENEZIA

OGGETTO: Progetto di conversione a carbone della Centrale di Porto Tolle (RO).
Partecipazione della Regione Veneto alla pronuncia di compatibilità ambientale nell'ambito del procedimento unico di autorizzazione ai sensi della legge 9 aprile 2002, n. 55 - Articolo 17 della legge regionale 26 marzo 1999, n. 10 - Trasmissione delle controdeduzioni Enel alle osservazioni pervenute alla Regione Veneto.

Con riferimento a quanto richiesto e alle note di codesti Uffici prot. n. 496925/46.01 dell'8 luglio 2005, prot. n. 513382/46.01 del 15 luglio 2005 e prot. n. 621091/45.01 dell'8 settembre 2005, si trasmettono le controdeduzioni dell'Enel alle osservazioni trasmesse da codesta Direzione con le note sopra emarginate.

Distinti saluti.

Leonardo Arrighi
IL RESPONSABILE

All. c.s.d.

AAU

Enel Produzione SpA - Società con unico socio
Sede Legale 00198 Roma, viale Regina Margherita 125
Reg. Imprese di Roma, C.F. e P.I. 05617841001
R.E.A. 904803
Capitale Sociale 6.352.138.606 Euro i.v.
Direzione e coordinamento di Enel SpA

CONTRODEDUZIONI ENEL ALLE OSSERVAZIONI PERVENUTE ALLA REGIONE VENETO NELL'AMBITO DELLA PROCEDURA VIA DEL PROGETTO DI CONVERSIONE A CARBONE DELLA CENTRALE DI PORTO TOLLE

Osservazioni pervenute

- 1) Antonella Bertoli, Roberto Tommasi, Anna Dalla Valle e Anna Maria Baratto
- 2) Comitato "Cittadini Liberi" – Porto Tolle
- 3) Mario Breda
- 4) Provincia di Rovigo – Area Politiche dell'Ambiente

Argomenti trattati nelle osservazioni pervenute

1) Motivazione della riconversione a carbone dell'impianto (2, 4)

La principale motivazione del progetto risiede nella più generale necessità di riequilibrare l'approvvigionamento delle fonti energetiche (mantenendo a livello nazionale le quote raggiunte con il gas), riducendo l'impiego di combustibili eccessivamente costosi come l'olio combustibile (oggi utilizzato nella Centrale di Porto Tolle), a favore del carbone, sempre garantendo il soddisfacimento dell'altro obiettivo primario di impresa ovvero l'eccellenza ambientale a livello nazionale e comunitario.

In particolare, analizzando lo scenario energetico italiano e confrontandolo con quello europeo, emergono i seguenti aspetti:

- il nucleare, che in Europa contribuisce a soddisfare circa 1/3 della domanda complessiva di energia, in Italia è completamente assente;
- il carbone riveste in Italia, in termini di capacità efficiente netta, un ruolo che è inferiore a 1/3 di quello ricoperto a livello europeo (8% vs 27%);
- il mix italiano è chiaramente sbilanciato su olio e gas (in termini di mix di generazione 64% vs il 23% europeo e, in termini di capacità, 63% vs il 29% europeo).

La conversione di impianti esistenti da olio/gas a carbone può contribuire a centrare alcuni dei principali obiettivi della politica energetica italiana:

- l'incremento della sicurezza degli approvvigionamenti;
- la riduzione dei prezzi dell'energia e della loro volatilità;
- la maggiore diversificazione del mix di combustibili e conseguentemente la minore dipendenza dal prezzo dell'olio;
- il contenimento della crescita delle importazioni e della conseguente dipendenza del sistema elettrico nazionale da impianti di generazione di Paesi confinanti.

In modo più esteso le motivazioni del progetto vengono illustrate nel paragrafo 3.2.1 del SIA.

2) Analisi delle alternative e opzione "0" (4)

Le alternative progettuali sono state ampiamente illustrate nel paragrafo 3.2 "Descrizione del progetto di trasformazione" del SIA. In particolare, analizzata l'opzione del ciclo combinato e descritta l'esperienza internazionale, lo studio ha illustrato la scelta della cosiddetta "tecnologia del carbone pulito", confrontandola con le altre possibilità impiantistiche (impianti con combustione a letto fluido, gasificazione del carbone, etc.). Per opzione "0" si deve intendere il mantenimento della centrale nella sua attuale configurazione che significa la dismissione della stessa in tempi medio – brevi. Infatti, l'attuale impianto, pur essendo già ambientalizzato, non è più competitivo in termini di rendimento e di costo del kWh poiché alimentato a olio combustibile. In altre parole il confronto fra l'esistente e il proposto è, da tutti i punti di vista (energetici e ambientali), assolutamente sbilanciato verso il nuovo.

3) Biomasse (2, 3, 4)

Premesso che, come chiaramente riportato da Enel, il progetto di trasformazione della centrale è impostato sulla combustione di carbone estero al 100% della potenzialità e che la biomassa è vista come una ulteriore "opportunità", in particolare se collegata ad altri interessi del territorio e in grado di stabilire sinergie positive con esso, si forniscono alcuni chiarimenti.

La co-combustione di carbone e biomasse è una forma particolarmente favorevole di utilizzo della risorsa, infatti la combustione di una quantità di biomassa pari al 5% dell'imput termico non modifica in modo apprezzabile il rendimento della centrale e conseguentemente dell'intero ciclo termico che rimane sostanzialmente quello indicato (circa il 45%). Rendimenti sensibilmente più bassi si avrebbero nel caso di caldaie dedicate esclusivamente alla combustione di biomasse; infatti, in questo caso, problemi di corrosione e di sporcamento della caldaia porterebbero a limitare la temperatura di funzionamento con conseguente minor rendimento di caldaia e quindi dell'intero ciclo termico, che si attesterebbe, in questo caso, a valori di circa il 27%. Riguardo il fatto che la biomassa non sia idonea in assoluto per la produzione di energia elettrica, ciò non può essere sostenuto sulla base della considerazione del minore potere calorifico in quanto questo incide tutt'al più sulla quantità da movimentare ma non certo sulla efficienza energetica di trasformazione.

Sulle altre questioni sollevate, si può soltanto dire che, in assenza di uno studio di dettaglio quale non è lo studio del prof. Pividori allegato al SIA, nulla è possibile dire relativamente alle problematiche di trasporto né per i riflessi sul traffico locale né per gli aspetti economici e ambientali. Lo studio del prof. Pividori rappresenta un contributo fornito da Enel per l'inquadramento generale della "opportunità", inteso come verifica di massima del progetto con la conseguente individuazione dell'estensione territoriale necessaria alla produzione di biomassa e la verifica che questa è compatibile con le superfici disponibili in ambito provinciale e con l'enucleazione di una serie di parametri di vario tipo (agricolo-forestali, fitopatologici, economici, etc.) che dovranno essere oggetto di approfondimento anche attraverso la costruzione di un apposito "campo sperimentale".

La valutazione se la biomassa sia una coltura preferibile o meno ad altre non è di pertinenza Enel, né lo sono le valutazioni economiche che portano a stabilire se i livelli di remunerazione per i coltivatori siano adeguati. Gli unici parametri che sono di pertinenza Enel sono quelli che stabiliscono la qualità attesa, le modalità tecniche di fornitura e il prezzo riconosciuto al fornitore.

Sulla affermazione che "... allo stato attuale la Short Rotation Forestry (SRF) non è in grado di fornire un reddito positivo, se non supportato da finanziamenti pubblici ...", si può dire che essa è basata su alcune limitate esperienze e che pertanto è tutta da verificare. Nemmeno si può dire che, specie con riferimento ad una prospettiva futura, la SRF potrebbe essere un elemento distraente nel panorama dei finanziamenti agricoli attesa la grande "volatilità" dei provvedimenti legislativi in merito, sia in ambito regionale che nazionale ed europeo.

In conclusione, quello che si può dire è che le "colture energetiche" sono un fatto che sta acquisendo sempre maggiore importanza in tutto il mondo e che in questo spirito e coerentemente con gli impegni legati al Protocollo di Kyoto, Enel si rende disponibile come utilizzatore finale a fronte della creazione di una "filiera" di produzione che dovrà essere di pertinenza di altri.

4) Emissioni in atmosfera (1, 2, 4)

Dal 1° gennaio 2005, le quattro sezioni della Centrale di Porto Tolle rispettano i limiti fissati dalla vigente normativa in materia di emissioni in atmosfera (400 mg/Nm³ per l'SO₂, 200 mg/Nm³ per gli NO_x e 50 mg/Nm³ per le polveri). Tale condizione di esercizio si è resa possibile attraverso azioni di carattere gestionale, in particolare con l'utilizzo di combustibili a bassissimo tenore di zolfo (olio combustibile STZ) e assetti ottimizzati per ridurre, nella fase di combustione in caldaia, la formazione degli ossidi di azoto (intervento impiantistico in caldaia del tipo "OFA" e "reburning" sulle sezioni 1 e 4 e realizzazione di un assetto di combustione "BOOS" ottimizzato con modifica dei bruciatori e modulazione del carico sulle sezioni 2 e 3). Pertanto la situazione presa a riferimento per confrontare la situazione attuale con la situazione futura è quella indicata a pagina 305 del SIA.

Con riferimento all'esplicita osservazione riportata da (4): *"inoltre non è descritto il sistema di combustione adottato per la riduzione degli NO_x e del CO come ad esempio OFA, Reburning, ecc. è riportato solamente che i bruciatori sono del tipo a bassa produzione di NO_x"*, si fa presente che nel progetto preliminare viene effettivamente dato più ampio risalto al sistema di denitrificazione catalitica dei fumi (DeNO_x), piuttosto che alle caratteristiche dei bruciatori e alle tecniche di riduzione degli NO_x in caldaia (che comunque verranno perseguite e implementate), dato che l'abbattimento sostanziale degli NO_x avviene appunto nel sistema di denitrificazione catalitica dei fumi a valle di ciascuna caldaia.

Saranno utilizzati in caldaia, bruciatori del tipo a bassa produzione di NO_x, dotati di rilevatore di fiamma. Si tratta di moderni bruciatori con torcia di accensione a gasolio dotati di regolazione automatica della portata dell'aria e sistema di controllo e protezione. Lo stesso sistema automatico bruciatori garantisce una combustione ottimale e quindi la riduzione della produzione di CO. Si sottolinea il fatto che tale sostanza è indice di una cattiva combustione; livelli elevati di CO indicano bassi rendimenti di combustione. L'obiettivo di un esercente di un impianto di combustione è quello di ottenere alti livelli di rendimento della combustione e pertanto conseguire livelli di emissione di CO quanto più bassi possibile.

Per il monitoraggio delle emissioni di CO, dopo gli interventi di conversione a carbone, per ciascuna delle quattro nuove sezioni è previsto un nuovo sistema di misura in continuo al camino dei valori di emissione che oltre ad SO₂, NO_x e polveri (in ottemperanza al decreto 12 luglio 1990) misurerà anche il CO (in ottemperanza al decreto 2 ottobre 1995).

Sono previsti per l'abbattimento degli NO_x nei fumi quattro denitrificatori catalitici, uno per ciascuna sezione termoelettrica. L'abbattimento finale degli NO_x (NO+NO₂) sarà effettuato trattando i fumi, prima dell'uscita dalla caldaia attraverso il denitrificatore catalitico (SCR) in posizione "high-dust", cioè inserito a valle dell'economizzatore sulla parte discendente della caldaia, prima del Ljungstroem. Il processo di rimozione si basa sulla reazione chimica fra NO_x, ammoniacale (NH₃) e ossigeno a formare azoto molecolare e acqua. La suddetta reazione, che richiederebbe elevate temperature, può avvenire alle temperature dei fumi in uscita dalla caldaia grazie alla presenza di opportuni catalizzatori costituiti da ossidi di vanadio, tungsteno e titanio, che hanno la loro massima efficienza catalitica nell'intervallo fra 320 e 400°C.

Per quanto riguarda il dimensionamento del sistema di desolfurazione dei fumi, si rimanda all'elaborato prodotto alla Regione Veneto con nota prot. n. EP/P2005004332 del 5 ottobre 2005.

Di seguito si riportano i valori di efficienza di abbattimento così come riportato nello studio di impatto ambientale a pagina 143.

Sistemi di desolforazione dei fumi (DeSOx)	Abbattimento di circa il 97% della SO ₂ in uscita dalla caldaia
Sistemi di denitrificazione catalitica dei fumi (DeNOx)	Abbattimento di circa l'85% degli NOx in uscita dalla caldaia
Sistemi di filtrazione del particolato (filtri a manica)	Abbattimento di circa il 99,9% delle polveri prodotte in caldaia

In relazione al quesito posto da (4): *"sui limiti e sugli eventuali sistemi abbattimento dei metalli pesanti e delle sostanze organiche, tanto più se si considera che produzione di ceneri, ricche di metalli pesanti e di residui organici, e quindi di particolato, è molto maggiore con il carbone che con l'olio combustibile o il gas (carbone 5-20%, olio 0,01-0,15, gas 0%)"*, si fa presente che i limiti e gli eventuali sistemi di abbattimento dei metalli pesanti e delle sostanze organiche, vengono illustrate nell'Allegato 4.2.1.4/1 allo studio di impatto ambientale *"Relazione sul rispetto dei limiti di emissione dei microinquinanti per le sezioni termoelettriche di Enel Produzione"*. La relazione valuta e attesta che le emissioni provenienti dalle ciminiere delle sezioni termoelettriche di Enel, valutate in accordo con le prescrizioni del decreto 12 luglio 1990, non superano i valori limite prescritti dallo stesso decreto *"Linee guida per il contenimento delle emissioni inquinanti degli impianti industriali e la fissazione dei valori minimi di emissione"*, meglio noto come *"Linee guida"*.

Il problema della maggiore produzione di ceneri nella combustione di carbone è stato affrontato prevedendone l'abbattimento del particolato, prodotto in caldaia e diffuso nei fumi, nei nuovi filtri a manica che saranno installati a valle degli scambiatori rigenerativi aria-gas (Ljungstroem) e raccolto nelle sottostanti tramogge. Il sistema, insieme all'ulteriore abbattimento operato dal DeSOx garantisce un limite alle emissioni di 30 mg/Nm³. Il filtro a manica, particolarmente indicato per le unità a carbone, consente di ottenere elevate prestazioni con dimensioni più contenute rispetto ai classici precipitatori elettrostatici. La cenere depositata all'esterno delle maniche viene rimossa periodicamente (fase di controlavaggio) mediante un impulso in controcorrente di aria compressa ad alta velocità e pressione, con la quale si realizza un effetto di scuotimento del mezzo filtrante, che assicura il completo distacco della polvere accumulata sulla superficie della manica e la sua caduta nella tramoggia sottostante. La fase di controlavaggio è effettuata ciclicamente e interessa una fila di maniche alla volta. Ciascuna delle sezioni della Centrale di Porto Tolle avrà un filtro a manica diviso in due corpi, ciò consentirà di effettuare la sostituzione delle maniche deteriorate con il filtro in funzione. Relativamente ai sistemi di abbattimento, si evidenzia che è previsto un impianto di desolforazione dei fumi dimensionato per il trattamento dei gas di combustione provenienti dai generatori di vapore alimentati a carbone con tenore di zolfo inferiore all'1%. Il sistema di assorbimento consiste in una torre dove una soluzione acquosa di calcare entra in contatto con il flusso di gas provenienti dalla caldaia. Tale tecnologia di base, consolidata in ambito internazionale, adotta sistemi di ultima generazione per massimizzare l'abbattimento di SO₂. Un vantaggio significativo derivanti dall'impiego delle tecnologie più avanzate di desolforazione è l'ulteriore rimozione del particolato presente a valle dei filtri a manica.

In relazione al quesito posto da (4) riguardo *“la presentazione dei dati raccolti e tabellati (e riportati graficamente), non è posta in relazione a condizioni di effettivo funzionamento della centrale (es. quattro gruppi in esercizio)”*, si descrive il quadro emissivo futuro paragonandolo a quello attuale.

Per tenere conto esclusivamente del contributo della centrale, si fa riferimento, per una questione di metodo, ad una situazione emissiva teorica attuale che prevede il funzionamento a olio combustibile di 4 gruppi termoelettrici da 660 MW e un contributo emissivo di SO₂, NO_x e polveri pari agli attuali limiti previsti dalla normativa. Ossia, nel descrivere lo stato di fatto, ci si pone nelle condizioni nominali di esercizio ad olio, ossia:

Situazione attuale

Sezione	Camino		Fumi		Emissioni mg/Nm ³ (*)		
	H (m)	d (m)	Portata tal quali	Temperatura	SO ₂	NO _x	Polveri
			(Nm ³ /h)	(°C)			
PO 1-4	250	4 X 5,8	4 X 2.000.000	140	400	200	50

(*) Valori riferiti ai fumi secchi e ad un tenore di ossigeno del 3%

Da tali dati si tracciano, con modelli di calcolo, le mappe di ricaduta al suolo delle emissioni.

Per la situazione futura, invece, si ipotizza un assetto della centrale che prevede un'alimentazione a carbone di quattro caldaie ultra supercritiche da 660 MW con un quadro emissivo futuro riassunto nella tabella seguente.

Situazione futura

Sezione	Camino		Fumi		Emissioni mg/Nm ³ (*)		
	H (m)	d (m)	Portata tal quali	Temperatura	SO ₂	NO _x	Polveri
			(Nm ³ /h)	(°C)			
PO 1-4	250	4 X 5,8	4 X 2.100.000	90	200	100	30

(*) Valori riferiti ai fumi secchi e ad un tenore di ossigeno del 6%

Nelle simulazioni l'impianto è stato considerato funzionante in continuo, cioè per 8.760 ore/anno, alla potenza nominale, mentre il funzionamento realmente previsto è di circa 7.000 ore/anno. Conseguentemente si tracciano, mediante modello matematico, le mappe di ricaduta al suolo riferite a questa nuova configurazione.

Solo in tal modo si ha la possibilità di confrontare due situazioni effettivamente paragonabili.

In relazione al quesito posto da (4) sulle deposizioni totali e in particolare sul fatto che *“nelle simulazioni relative alle deposizioni totali si considera un funzionamento a pieno carico per 8.760 ore/anno quando a pagina 305 si considera la simulazione di funzionamento in continuo, ovvero per 7.000 ore/anno. Va precisato che nella pagina successiva 306 si specifica che non potendo predeterminare tale periodo, l'assunzione di una emissione continua è necessaria. In definitiva, non si comprende il motivo per cui nel calcolo delle deposizioni totali si fa riferimento a 1.760 ore in meno”*, si evidenzia che nelle simulazioni relative alle deposizioni totali ci si pone, semmai, in una condizione di funzionamento di 1.760 ore in più e non in meno. Infatti, a pagina 305 dello studio di impatto ambientale si scrive: *“nelle simulazioni l'impianto è stato considerato funzionante in continuo, cioè per 8.760 ore/anno, alla potenza nominale, mentre il funzionamento realmente previsto è di circa 7.000 ore/anno. Questa ipotesi cautelativa è stata adottata per coerenza con la formulazione degli standard di qualità dell'aria fissati dalla normativa vigente (DM 60/2002 e DPR 203/1988)”*

In relazione al quesito posto da (4) sul confronto tra lo stato attuale per le emissioni: " la tabella evidenzia una diversa distribuzione dei metalli fra la situazione attuale e quella futura. Se risulta indiscutibile la prevista diminuzione di diversi metalli, non si ritiene condivisibile l'uso dell'aggettivo "contenuto", laddove si indicano le previsioni in aumento in altri metalli; fra tutti si veda l'arsenico (il tellurio, che raddoppia, non viene citato). Oltretutto, oltre al commento collegabile ad una diversa distribuzione delle emissioni di metalli (qualcuno diminuisce, altri aumentano), gli elaborati, compreso quello assunto a riferimento per i possibili effetti sulla salute, (prof. Valenti – Università di L'Aquila), non forniscono elementi di previsioni delle eventuali modifiche allo stato di salute delle popolazioni coinvolte, imputabili alla "nuova" gamma di emissioni, ognuna con la propria quantità"; si fa presente che da un esame più approfondito della tabella riportata a pagina 327 dello studio di impatto ambientale, indicante i valori di emissione di metalli in kg/anno stimati per la Centrale di Porto Tolle nella configurazione attuale a olio combustibile e le emissioni attese per le quattro unità da 660 MW alimentate a carbone (per un funzionamento a pieno carico per 7.000 ore/anno), si può ben notare come il valore di concentrazione, per esempio dell'arsenico, emesso per ogni unità termoelettrica, sia di un ordine di grandezza inferiore rispetto ai valori limite previsti dalla normativa in materia di incenerimento dei rifiuti che costituisce, ad oggi, la normativa più stringente in tema di emissioni in atmosfera. Analoghe considerazioni possono essere per il tellurio le cui emissioni attese sono di ben quattro ordini inferiori rispetto ai valori limite indicati nel decreto 12 luglio 1990, ma non citati nella normativa in materia di incenerimento.

Riguardo invece alle concentrazioni al suolo di microinquinanti inorganici si evidenzia come i valori indicati nella tabella a pagina 329 dello studio di impatto ambientale abbiano come unità di misura il nanogrammo e siano riferiti a valori massimi calcolati. Per l'arsenico, come per molte altre sostanze, si fa riferimento a valori di centesimi di nanogrammi fino a decimillesimi di nanogrammi per metro cubo di terreno. Nella stima fatta riguardo i tempi necessari affinché, per effetto delle deposizioni dei metalli emessi dall'impianto, le concentrazioni nel terreno raggiungano un valore equivalente a quello già presente, si può notare come i tempi siano, solo in due casi dell'ordine delle centinaia di anni, altrimenti si tratta di migliaia o di decine di migliaia di anni, con l'assunto fondamentale, assolutamente cautelativo, che tali deposizioni trovino un terreno non soggetto ad azioni di dilavamento e ad agenti atmosferici che lo modificano nel tempo.

Conseguentemente, trattandosi di grandezze infinitesimali, anche i lavori scientifici di tipo epidemiologico sui possibili effetti sulla salute di determinate categorie di inquinanti, evidenziano come non sia apprezzabile e distinguibile il potenziale contributo dato da questo genere di microinquinanti rispetto agli altri fattori di rischio come il traffico veicolare o il fumo da sigaretta.

5) CO₂ (1, 2, 4)

In merito alle questioni sollevate sulla CO₂ all'interno di più quesiti, si ribadisce che, dato il carattere di globalità dell'effetto serra, il beneficio ambientale derivante dalla riduzione delle emissioni di CO₂ è indipendente dal luogo in cui tale riduzione viene conseguita tant'è che lo stesso Protocollo di Kyoto ha introdotto strumenti gestionali, quali l'Emission Trading, per il conseguimento delle riduzioni delle emissioni al minimo costo, tali da essere applicati addirittura in ambiti sopranazionali, denominati meccanismi di flessibilità.

Nell'ambito dell'applicazione dell'Emission Trading, si ricorda che il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio ha predisposto un Piano Nazionale di Allocazione della CO₂ nel quale sono riportate le quantità di biossido di carbonio che ogni impianto ha a disposizione, al fine di rispettare, su base nazionale, gli obblighi stipulati dal Governo Italiano derivanti dalla sottoscrizione del Protocollo di Kyoto.

In ambito di tale piano, le società che partecipano al sistema possono scambiarsi quote di CO₂ non solo in ambito nazionale ma anche in ambito internazionale per ottemperare agli obblighi previsti per il rispetto della quota totale di emissione. Inoltre i gestori di un elevato numero di impianti potranno avvalersi dei meccanismi di scambio (vendita o acquisto di quote di CO₂) che potranno essere applicati all'interno del parco di generazione. Ciò comporta la possibilità da parte dell'esercente di ripartire come meglio crede le emissioni massiche tra i suoi diversi impianti.

A pagina 39 dello studio di impatto ambientale, si riporta lo schema di assegnazione delle quote per l'intero comparto termoelettrico; nella stessa pagina si fanno anche precisazioni in merito ai fattori di emissione specifici. Di seguito si riporta uno stralcio del SIA:

“Per quanto riguarda la conversione a carbone della Centrale di Porto Tolle, il valore previsto per le emissioni specifiche di anidride carbonica (CO₂) è pari a circa 780 g/kWh (valore stimato mediante i fattori di emissione ufficiali riportati nelle autorizzazioni alle emissioni di CO₂ rilasciate dal MATT ai sensi della Legge 316/2004). Tale valore risulta inferiore di oltre il 15% a quello proposto dal MATT nell'integrazione al PNA per impianti funzionanti a carbone, pari a 913 g/kWh. Con riferimento invece alle emissioni specifiche derivanti dall'assetto esistente, il medesimo valore risulta superiore di circa l'8%, nonostante il fattore di emissione del carbone espresso in termini di contenuto energetico del combustibile (gCO₂/Kcal), e non in termini di kWh, sia di circa il 25% superiore a quello dell'olio combustibile. Ciò è riconducibile al miglioramento del rendimento della centrale che passerà dal valore attuale, pari a circa il 39%, ad un valore dell'ordine del 45%”.

6) Approvvigionamento idrico (2, 4)

In relazione al quesito posto da (4) sull'approvvigionamento idrico: *“il terzo punto di elenco specifica che non si prevedono variazioni quantitativi idrici prelevati per il raffreddamento (condensatori) rispetto alla situazione attuale. Pur tuttavia, in termini di fabbisogni complessivi, oltre a quelli per il raffreddamento (portata per i desolficatori, per il reintegro e per la produzione di acqua demineralizzata), si ritiene che il dato globale rappresenti un valore rilevante specie se posto in relazione ai periodici momenti di magra del fiume Po. È ragionevole ritenere sussista una incongruenza tra portata concessa (concessione di derivazione del Ministero LL.PP.) e quella richiesta”,* si evidenzia quanto segue.

La portata dell'acqua di raffreddamento prelevata dal fiume Po rimarrà invariata rispetto all'attuale prelievo (80 m³/s complessivi).

L'acqua necessaria per il raffreddamento in ciclo aperto dei macchinari (condensatori e refrigeranti) delle quattro unità termoelettriche da 660 MW della Centrale di Porto Tolle è derivata sia dal mare che dal fiume Po (con l'obbligo di restituzione). In caso di prelievo dal fiume Po, è prelevabile una portata d'acqua non superiore a 800 moduli massimi e 600 medi, su base annua, come previsto dal Disciplinare n. 92 del Ministero LL.PP. – Nucleo Operativo di Rovigo del 1° agosto 1980, approvato con decreto del Ministero LL.PP. n. 544 del 30 aprile 1981. La normativa sulle derivazioni stabilisce che 1 modulo = 100 litri/secondo (le autorizzazioni sono riferite ad una portata prelevabile); l'art. 18 della legge 36/94 ha assunto, al fine della quantificazione del canone, che 1 modulo = 3.000.000 di metri cubi annui (si paga a quantità). La concessione decorre dal 1° agosto 1980 e ha validità di 70 anni; la scadenza originaria del 31 luglio 2050 è stata confermata dal Ministero LL.PP. in data 31 luglio 2000 in applicazione dell'art. 23 del decreto legislativo 152/99.

Per gli usi industriali di centrale (pretrattamento, demineralizzazione) viene attualmente prelevata acqua dal fiume Po di Pila per una quantità pari a 2.700.000 m³/anno (0,9 moduli),

quantità autorizzata con disciplinare del Genio Civile di Rovigo n. 425 del 14 febbraio 2001 e decreto n.14 del 23 febbraio 2001, valevole sino al 22 febbraio 2031. Il maggior consumo di acqua, dovuto essenzialmente all'esercizio degli impianti di desolfurazione dei fumi, comporterà l'esigenza di utilizzare una quantità annuale di 3.650.000 m³/anno.

La centrale dispone, inoltre, dell'autorizzazione per approvvigionare tramite autobotti acqua per usi industriali di centrale prelevata dal fiume Po di Gnocca in località Donzella di Porto Tolle. La derivazione è stata assentita per 0,1 moduli con disciplinare del Genio Civile di Rovigo n. 411 del 6 settembre 2000 e decreto n. 75 del 22 settembre 2000, valevole sino al 21 settembre 2030.

Rispetto a questa situazione il prelievo aggiuntivo per acqua industriale per i fabbisogni del desolfatore è stimato pari a circa 0,3÷0,5 moduli, con un incremento complessivo dello 0,6% rispetto agli 81 moduli complessivi attuali.

Per quanto riguarda gli scarichi idrici, si evidenzia la riduzione di circa il 31% rispetto alla situazione attuale grazie anche all'adozione di impianti di recupero delle acque per riutilizzo nei processi interni.

7) Movimentazione dei materiali (1, 2, 4)

Per quanto riguarda la logistica per l'approvvigionamento e la movimentazione dei materiali, si rimanda al paragrafo 3.2.4.3 dello studio di impatto ambientale e all'allegato 3.2.3.4./1 al SIA ovvero allo studio curato dai Prof. Ing. Luigi D'Alpaos e Prof. Ing. Giuseppe Matteotti dell'Università di Padova *"Valutazione degli aspetti legati alla navigazione e all'impatto ambientale della soluzione individuata per la logistica funzionale al progetto di conversione a carbone della Centrale Enel di Porto Tolle"*.

In ordine poi alla paventata congestione del sistema idroviario, il citato studio fugge ogni dubbio, affermando che: *"il traffico necessario per sostenere l'esercizio a regime della centrale, di circa 6-7 chiatte fluvio-marittime al giorno, è pienamente compatibile con l'attuale trasporto fluviale lungo le vie d'acqua interessate dalla soluzione. Esso è anche ampiamente compatibile con le previsioni di sviluppo del trasporto acquatico lungo le direttrici Po di Levante – Conca di Volta Grimana, Conca di Volta Grimana – Canale di Valle – Porto di Chioggia, Conca di Volta Grimana – Canalbianco – Tartaro – Fissero"*.

Per quanto riguarda in particolare l'osservazione formulata da (4): *"la rilevanza ambientale da anomalie e/o possibili incidenti e malfunzionamenti viene preso in considerazione solo il rischio incendio legato all'utilizzo del carbone. Per quanto riguarda il rischio di sversamento di sostanze (carbone + materiale di supporto e di scarto) nel Po o in laguna o in mare si fa solo un breve accenno al basso rischio contaminante del carbone. Non viene preso in considerazione il caso di incidente tra chiatte e nave storage, visto il cospicuo flusso previsto, o di rilascio di contaminanti (anche lo stesso combustibile che la alimenta) dalla stessa nave all'ormeggio al largo delle nostre coste balneari"*, si evidenzia quanto segue.

Per quanto riguarda la movimentazione del calcare e i possibili rischi di sversamento, trattandosi di materiale inerte in pezzatura, naturale costituente delle formazioni rocciose sedimentarie, non si ritiene di dover evidenziare alcun impatto ambientale significativo associato ad un accidentale rilascio in mare o lungo l'idrovia veneta, se non quanto conseguenza dell'eventuale incidente occorso al mezzo di trasporto.

Il calcare ha un peso specifico superiore all'acqua, pertanto un accidentale sversamento in mare o lungo i canali navigabili ne comporterebbe la deposizione sui fondali, dopo una eventuale limitata dispersione della frazione a granulometria fine, dovuta esclusivamente

all'effetto delle correnti locali sulla massa solida, e il passaggio in soluzione di ione calcio e carbonato.

L'impatto ambientale è dunque puramente meccanico, dovuto all'affondamento di materiale in pezzatura, e resta circoscritto all'area interessata dall'accumulo, che si può prevedere essere localizzata a poche decine di metri dal luogo dell'incidente, limitata superficialmente e senza particolari danni agli ecosistemi acquatici.

Dunque, nel caso di transito via mare, le volumetrie di calcare rilasciate da aperture nello scafo di un cargo causate da una collisione, trattandosi di materiale solido, sono evidentemente limitate rispetto al caso di prodotti liquidi. I bassi tassi di deposizione a seguito della dispersione ad opera delle correnti, riscontrati anche sperimentalmente, fanno escludere un rilevante impatto sugli ecosistemi bentonici mediterranei, in grado di sostenere tassi di deposizione dei sedimenti dell'ordine di cm/anno (circa 10 kg/m²).

In particolare poi, nel caso di percorso fluviale, il danno arrecabile dal ricoprimento del fondale (riduzione o impedimento degli scambi gassosi e della penetrazione della luce, alterazione delle caratteristiche tessiturali dei sedimenti) verrebbe ad essere limitato da un tempestivo intervento di rimozione del prodotto condotto con semplici mezzi aspiranti o draganti.

Il gesso derivante dai processi di desolforazione dei fumi di combustione in centrali termoelettriche (gesso FGD) è costituito da solfato di calcio biidrato, caratterizzato da un elevato grado di purezza (98%), ed è sostanzialmente simile, dal punto di vista chimico, al gesso che si trova in natura. Il materiale viene tipicamente conferito per l'utilizzo diretto nell'industria manifatturiera o del cemento, in sostituzione della materia prima naturale.

Risulta difficile ipotizzare significative dispersioni di gesso durante la fase di carico delle chiatte; operazioni effettuate con un nastro trasportatore di tipo chiuso e caricatore telescopico continuo che si inserisce direttamente all'interno della chiatta.

Il carico e il trasporto per idrovia dello stesso saranno gestiti con modalità operative tali da garantire la migliore prevenzione dall'emissione di polveri e dallo sversamento di materiale: le chiatte sono infatti di tipo chiuso, così da evitare l'inquinamento del prodotto da cloruri, e dunque la dispersione del gesso in acqua sarebbe così lenta da avere effetti ambientali trascurabili nell'intervallo temporale precedente la rimozione del natante incidentato.

Si tratta peraltro di un materiale sostanzialmente inerte che, in caso di contatto con l'acqua, può rilasciare ioni solfato nella misura della sua solubilità, pari a circa lo 0,2%. Questo dimostra che l'eventuale sversamento di gesso in acqua di mare non procurerebbe conseguenze rilevanti in quanto la concentrazione di solfati in essa presente (circa 2.000 mg/l) risulta essere paragonabile alla concentrazione "limite" raggiungibile dal gesso FGD, in relazione alla solubilità (circa 1.400 mg/l).

Nel passato sono stati condotti specifici studi per valutare i rilasci da manufatti a base di gesso FGD finalizzati al loro utilizzo nella costruzione di barriere marine artificiali: non ne emerge alcuna limitazione derivante dal rilascio di potenziali elementi inquinanti. Da indagini bibliografiche effettuate emerge che il parametro interessato (solfati in soluzione) assume rilevanza bassissima anche quando lo si esamina dal punto di vista dell'impatto ambientale all'interno di sistemi acquatici superficiali.

In caso di sversamento accidentale in acque fluviali, il gesso, depositandosi facilmente sul fondo, non determina problemi né di torbidità né di colorazione, creando una condizione di tipo chimico, in prossimità del cumulo, compatibile con quanto previsto dalle normative in materia di tutela della vita della fauna acquatica. Ciò trova conferma anche nella attuale legislazione: il decreto legislativo 152/99, in allegato 2, sezione C, nell'indicare "i criteri generali e le metodologie per il rilevamento delle caratteristiche qualitative, per la classificazione ed il calcolo della conformità delle acque dolci superficiali idonee alla vita dei

pesce salmonicoli e ciprinicoli”, riporta in tabella 1/b i parametri da monitorare, senza includervi solfuri, solfiti o solfati.

Come illustrato diffusamente nello studio di impatto ambientale, le ceneri derivanti dalla combustione del carbone sono trasferite dalle tramogge dei filtri a manica ad appositi sili. Dai sili vengono scaricate pneumaticamente nelle chiatte e da queste alla nave storage.

La composizione chimica delle ceneri leggere da carbone, è prevalentemente silico-alluminosa, assimilabile a quella di una pozzolana naturale. Ad esse è paragonabile anche dal punto di vista microstrutturale, essendo costituita prevalentemente (per più del 70%) da particelle di natura amorfa o vetrosa prodotte dal brusco raffreddamento che ha impedito la riorganizzazione del reticolo cristallino all'interno dei granuli. Le ceneri da carbone sono classificate rifiuto non pericoloso anche in base alla loro non ecotossicità; durante il trasporto le ceneri non sono sottoposte neanche alla normativa ADR/RID per il trasporto su strada/ferrovia delle merci pericolose.

Pertanto, il rischio ambientale di uno sversamento diretto delle ceneri in acqua, anche in caso di incidente del mezzo di trasporto con rilascio del carico, può ritenersi fortemente limitato all'azione meccanica di deposito della sostanza sul fondale marino o fluviale.

Per quanto riguarda l'osservazione formulata dalla Provincia di Rovigo *“l'analisi è tranquillizzante. Pur tuttavia, anche se una serie di elementi tecnici lascia presumere un comportamento sostanzialmente inerte, non si valuta l'incidenza di un più o meno grande sversamento sulla flora e sulla fauna marine, né da questo è possibile prevedere conseguenze per l'attività di pesca. Sulla questione pesca, si evidenzia come sul territorio sia presente e già in difficoltà per altre ragioni un Consorzio di Cooperative di pescatori al quale aderiscono circa 1.500 addetti alla pesca”*, si conferma che l'impatto ambientale dovuto a un accidentale sversamento di carbone rimane circoscritto alla zona di affondamento per cui le conseguenze negative di un incidente di questo tipo sulla pesca possono ritenersi trascurabili.

Relativamente alle vie navigabili lungo il tratto finale del fiume Po, a valle delle chiuse di Volta Grimana, si precisa che il mantenimento del fondale minimo di navigazione (conservazione e manutenzione fondali) è garantito dall'ARNI (Azienda Regionale Navigazione Interna dell'Emilia Romagna), fino ed oltre la Centrale Enel di Porto Tolle. L'evidenziazione del tratto di circa 300-400 m (rispetto a circa 40 km di percorso complessivo) riportato nell'allegato 3.2.3.4./I allo studio di impatto ambientale *“Valutazione degli aspetti legati alla navigazione ed all'impatto ambientale della soluzione individuata per la logistica funzionale al progetto di conversione a carbone della Centrale Enel di Porto Tolle”*, si riferisce ad una situazione momentanea derivante dalle misurazioni condotte sui fondali al momento dell'approntamento dello studio medesimo e che evidenziava in quel punto un momentaneo stato di mancata manutenzione.

Di seguito si riportano comunque le conclusioni dello studio sopra richiamato:

“Alla luce delle analisi condotte, tra le direttrici esaminate che consentono la movimentazione via acqua e lo stoccaggio dei materiali solidi necessari al funzionamento della Centrale Enel di Porto Tolle o prodotti dal suo esercizio, le soluzioni che sembrano di più agevole realizzazione sono quelle che consentono di accedere all'impianto:

- *attraverso la laguna di Barbamarco;*
- *lungo il percorso Laguna La Vallona – Po di Levante – Conca di Volta Grimana – Basso corso del Po.*

La prima soluzione indicata ha l'indubbio vantaggio di permettere un collegamento in tempi brevi tra la centrale e la nave "storage" ancorata al largo, destinata ad accogliere sia le materie prime necessarie al funzionamento dell'impianto, sia i prodotti solidi della combustione. Per garantire la navigabilità delle vie d'acqua interessate sarebbe, tuttavia, necessario attuare alcuni interventi che richiedono, tra l'altro, di realizzare una nuova opera di presidio del collegamento esistente tra la Laguna di Barbamarco e la Busa di Tramontana e un sia pur modesto prolungamento verso mare dei moli foranei, che già attualmente presidiano la bocca sud della laguna stessa.

Non volendo incidere in alcun modo sull'ambiente con nuove opere, allo stato attuale si ritiene preferibile, come direttrice di collegamento tra la nave "storage" e la centrale, la seconda soluzione, che consente di raggiungere l'impianto termoelettrico seguendo un tracciato più lungo, ma che ha l'indubbio vantaggio di permettere l'esercizio della centrale senza eseguire alcuna nuova opera per garantire alle chiatte fluvio-marittime la navigabilità delle vie d'acqua percorse.

L'analisi dettagliata di tale soluzione per alcuni rilevanti aspetti idraulici, marittimi e della pianificazione e sviluppo del trasporto acqueo, porta a formulare le seguenti osservazioni:

- *Il traffico necessario per sostenere l'esercizio a regime della centrale, di circa 6-7 chiatte fluvio-marittime al giorno, è pienamente compatibile con l'attuale trasporto fluviale lungo le vie d'acqua interessate dalla soluzione. Esso è anche ampiamente compatibile con le previsioni di sviluppo del trasporto acqueo lungo le direttrici Po di Levante – Conca di Volta Grimana, Conca di Volta Grimana – Canale di Valle – Porto di Chioggia, Conca di Volta Grimana – Canalbianco – Tartaro – Fissero. Interferenze di scarso rilievo sono ipotizzabili tra il traffico delle chiatte da e per la centrale e il traffico turistico, che interessa prevalentemente i fine settimana ed è assoggettato al preciso vincolo regolamentare di dare in ogni caso la precedenza alle manovre delle imbarcazioni ad uso commerciale.*
- *Lo studio del moto ondoso in corrispondenza del paraggio di mare in cui staziona la nave "storage" indica il superamento delle altezze d'onda massime compatibili con la navigazione delle chiatte fluvio-marittime (1 m di altezza) per un periodo di tempo limitato (45 giorni all'anno), compatibile con le necessità dell'esercizio della centrale, che prevede un'agibilità della direttrice navigabile per almeno 300 giorni all'anno.*
- *Nel trasferimento sottocosta del moto ondoso non si riscontrano effetti di amplificazione delle altezze d'onda. Il limite sopra indicato, pertanto, vale anche per l'agibilità della bocca di Porto Levante, e del canale lagunare che la collega al Po di Levante, che possono essere superati dalle chiatte in navigazione senza apprezzabili scostamenti dalla rotta prestabilita, anche nelle situazioni in cui il moto ondoso si sovrappone con i suoi effetti alle correnti di marea di maggiore intensità.*
- *Il trasporto solido sostenuto dalle correnti costiere durante le mareggiate più intense non comporta processi di interrimento della bocca di Porto Levante tali da pregiudicare la navigazione. Le correnti di marea attraverso la bocca sono naturalmente in grado di mantenere fondali superiori a circa 4 m, sufficienti per la navigazione delle chiatte da e per la centrale. Tantomeno questi fenomeni sono da temere se si considera che i fondali della bocca e del canale lagunare, che ad essa si collega, sono mantenuti a 5 m con periodiche operazioni di dragaggio da parte del COVNI.*
- *Gli stati idrometrici minimi e le velocità massime che si stabiliscono lungo il Po di Levante e il Basso corso del Po a valle di Volta Grimana garantiscono, in generale, la navigabilità a due vie lungo quasi tutta la direttrice di collegamento prescelta tra la nave "storage" e la centrale. Adottando per le chiatte una larghezza di 15 m, in*

attraversamento alla laguna La Vallona e lungo il Po di Levante si segnalano solo alcuni tratti, peraltro di lunghezza limitata, lungo i quali è opportuno predisporre adeguati controlli segnaletici e navigare ad una sola via. Alla migliore messa a punto di tali controlli potrà giovare la gradualità prevista per la riconversione dei quattro gruppi termici della centrale che, nei tempi iniziali, richiederà un traffico più ridotto, con un minor numero di chiatte in navigazione a servizio dell'impianto.

- *In un tratto del corso del Po subito a valle della Conca di Volta Grimana, per garantire la navigazione delle chiatte è necessario prevedere periodiche operazioni di dragaggio su di una lunghezza di alcune centinaia di m, allargando la naturale configurazione delle sezioni. Si tratta, tuttavia, di un intervento modesto, eseguibile con criteri compatibili con la tutela dell'ambiente fluviale e senza sostanzialmente alterare il regime del trasporto solido lungo il corso d'acqua. A tale fine è sufficiente che i materiali scavati non vengano asportati, ma siano ridepositati lateralmente al canale di magra in opportune piazze di accumulo, per essere poi rimaneggiati dalle maggiori portate fluenti e trasferiti verso valle.*

Emerge in definitiva dal complesso delle analisi condotte nello studio e dalle considerazioni qui sinteticamente riassunte, l'idoneità della soluzione proposta per collegare via acqua la centrale di Porto Tolle alla nave "storage" destinata a sostenerne la riconversione a carbone".

8) Piano di dismissione dell'impianto (4)

Un piano di massima di dismissione dell'impianto è riportato nel capitolo 3.3.5 dello studio di impatto ambientale a pagina 212. Il piano esecutivo, come di consueto, verrà prescritto dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio nell'ambito del procedimento autorizzativo. Pertanto esso verrà messo a punto e concordato con le competenti Autorità, 3 anni prima della cessazione dell'attività produttiva della centrale.

9) Rifiuti (4)

La problematica legata alla produzione di rifiuti è analizzata nel paragrafo 3.3.1.5 del SIA. In particolare l'allegato 3.3.1.5/I contiene il piano di gestione dei rifiuti da cantiere (rifiuti da scoibentazioni e rifiuti da demolizioni).

Le stime iniziali delle quantità di rifiuti producibili durante le attività di cantiere sono fatte al meglio delle conoscenze e sulla base dell'attuale sviluppo del progetto di trasformazione. Potranno dunque subire variazioni nel corso dell'affinamento del progetto esecutivo e della sua realizzazione. Inoltre differenti tecnologie costruttive e di prefabbricazione, di approvvigionamento e trasporto, possono modificare tipologie e quantità dei rifiuti prodotti dalle singole imprese.

L'approccio metodologico adottato per costruire alcune delle prime stime, riportate nel SIA, è stato il seguente:

- per le scoibentazioni, con spessori medi di 100 mm e densità del materiale impiegato pari a 150 kg/m^3 , è stato calcolato un peso di 15 kg per m^2 di superficie;
- la stima delle terre contenenti sostanze pericolose, da gestirsi come rifiuto, è stata elaborata con un approccio conservativo ipotizzando di asportare per uno spessore superficiale di circa 10 cm l'intera superficie di fondo dei bacini di contenimento dei

serbatoi del parco nafta. Tale quantità potrà essere presumibilmente ridotta in modo significativo in seguito al campionamento e alla caratterizzazione delle terre, con riferimento ai limiti di accettabilità della contaminazione del suolo di cui al decreto ministeriale 471/99.

L'allegato al SIA illustra inoltre le più significative modalità operative nella gestione dei rifiuti (responsabilità dei soggetti operanti in cantiere, deposito temporaneo, recupero di materia e smaltimento dei rifiuti a discarica).

In conclusione si evidenzia che nello Studio di Impatto Ambientale vengono fornite informazioni tali da permettere una valutazione dell'impatto sull'ambiente del progetto proposto. Tali informazioni quindi possono, in alcuni casi, rivestire carattere generale, qual è ad esempio il caso dei rifiuti. In merito a tale fattispecie sono state infatti fornite informazioni solo in termini qualitativi e quantitativi. In merito invece al destino finale, tenuto conto della necessità di attivare i necessari contratti per lo smaltimento sia con i siti sia con i trasportatori, non si è ritenuto di fornire, allo stato attuale di sviluppo del progetto, informazioni relative al piano di smaltimento.

E' comunque evidente che nel corso della realizzazione del progetto sarà cura, e necessità, dell'Enel predisporre un dettagliato piano di smaltimento dei rifiuti.

10) Legge istitutiva del Parco del Delta del Po (1, 2, 4)

In relazione all'osservazione formulata dalla Provincia di Rovigo: *"La L.R. 36/97 che istituisce il parco del delta del Po all'art. 30 riporta: " Gli impianti di produzione di energia elettrica dovranno essere alimentati a gas metano o da altre fonti alternative di pari o minore impatto ambientale". I proponenti affermano che avendo il progetto di conversione ad orimulsion superato questo "scoglio" in sede di VIA ed essendo la soluzione a carbone meno impattante di quella ad orimulsion, la L.R. è rispettata. Per poter sostenere tale posizione sarebbe necessario che venisse almeno fatto un confronto tra gli impatti generati da un funzionamento della centrale a gas, ad orimulsion e a carbone"*, si evidenzia quanto segue.

L'articolo 30 della legge regionale del Veneto 8 settembre 1997, n. 36, istitutiva del Parco del Delta del Po, recita testualmente che, *"nell'ambito dell'intero territorio dei comuni interessati dal Parco del Delta del Po", "gli impianti di produzione di energia elettrica dovranno essere alimentati a gas, metano o da altre fonti alternative di pari o minore impatto ambientale"*. Nel promulgare la norma il legislatore non poteva non considerare la presenza della Centrale *"Polesine Camerini"* di Porto Tolle (4 gruppi da 660 MW ciascuno, per complessivi 2.640 MW elettrici di potenza installata).

Si rende necessario definire con chiarezza il termine del confronto ovvero stabilire le caratteristiche dell'impianto preso a riferimento ipotizzando una alimentazione a gas naturale. In tal senso occorre precisare che la centrale esistente, non è nelle condizioni di essere esercitata tal quale utilizzando gas naturale, a causa dei modesti rendimenti d'impianto che, associati agli elevatissimi costi di acquisto del combustibile gassoso, né impedirebbero automaticamente l'esercizio commerciale. Ai fini del confronto si renderebbe dunque necessario ipotizzare la costruzione di una nuova centrale in ciclo combinato di idonea potenza (unica nel suo genere per dimensioni), con evidenti problematiche, anche di natura ambientale. Le dimensioni delle unità termoelettriche di Porto Tolle (sezioni da 660 MWe ciascuna) rendono infatti difficilmente realizzabile la trasformazione in ciclo combinato della centrale esistente. A dimostrazione di ciò si precisa che le trasformazioni in ciclo combinato, che tutte le società di generazione hanno in programma o stanno realizzando, interessano tutte unità di taglia compresa tra 160 e 320 MWe.

Sarebbe dunque necessario realizzare ex novo un nuovo impianto a ciclo combinato di idonea taglia da localizzare in un'area adiacente alla centrale esistente, comunque nel sito di proprietà di Enel Produzione, con evidente spreco di risorse e ingenti costi di realizzazione. Per quanto riguarda invece la centrale esistente si renderebbe necessario decidere la sua semplice dismissione o, più impegnativamente, il completo smantellamento dei manufatti. Nel primo caso rimarrebbe l'ingombro volumetrico dei manufatti obsoleti (caldaia, sala macchine, ciminiera, etc.), nel contesto del Parco del Delta del Po; nel secondo caso bisognerebbe affrontare il problema dello smaltimento dei rifiuti prodotti dalle attività di smantellamento della centrale.

Tutto ciò premesso, Enel già nel precedente progetto di trasformazione ad orimulsion ha effettuato valutazioni modellistiche di ricaduta al suolo degli inquinanti aerodispersi nel caso di funzionamento a orimulsion e nell'ipotetico caso di realizzazione di una nuova centrale a ciclo combinato, alimentata a gas naturale, per una analoga potenza installata. I limiti alle emissioni per i macroinquinanti nel precedente progetto, erano superiori per la SO₂ rispetto a quello adesso proposto per l'alimentazione a carbone (300 mg/Nm³ a orimulsion contro 200 mg/Nm³ a carbone) e uguali per gli NO_x e le polveri: 100 mg/Nm³ e 30 mg/Nm³. Questo studio è stato trasmesso anche alla Regione Veneto come allegato C.1.1.1 alle integrazioni del precedente studio di impatto ambientale, con nota del 23 settembre 2002. Il confronto tra il progetto di adeguamento ambientale con alimentazione ad orimulsion e l'ipotesi di realizzazione di una centrale a ciclo combinato ha mostrato, in considerazione del maggior numero e della minore altezza delle ciminiere di quest'ultima, un aumento, nel funzionamento a gas naturale, delle ricadute al suolo (immissioni) degli NO_x.

Pur risultando evidente, per quanto riguarda SO₂, polveri e microinquinanti, che il contributo alle immissioni sarebbe azzerato nel caso di centrale a ciclo combinato alimentata a gas naturale, è importante comunque sottolineare i risultati, del tutto rassicuranti, delle valutazioni riportate nel capitolo 4 del SIA sulle deposizioni al suolo di macro e microinquinanti. Per i microinquinanti, sono stati infatti determinati i tempi di accumulo necessari, affinché per effetto delle deposizioni le concentrazioni nel terreno raggiungano un valore equivalente a quello già presente. I valori di fondo sono stati determinati nello studio CESI, "*Indagine sulla presenza di microinquinanti nel suolo superficiale intorno al sito termoelettrico di Porto Tolle*", riportato come Allegato 4.2.1.4/II al SIA.

Per ogni microinquinante sono state poi effettuate le stime delle ricadute al suolo, secondo la modellazione previsiva effettuata nello Studio di Impatto Ambientale, valutando anche la possibilità di accumulo nelle matrici ambientali.

Per quanto riguarda il rischio di accumulo al suolo, assumendo che le deposizioni coinvolgano lo strato superficiale arabile del terreno (per circa 40 cm di spessore) e formulando l'ipotesi del tutto cautelativa (anche se non realistica) che gli effetti dei vari meccanismi naturali di trasformazione, dispersione e rimozione dell'inquinante a terra siano assolutamente nulli, occorreranno tempi variabili fra centinaia e migliaia di anni prima che le deposizioni di microinquinanti organici ed inorganici emessi dall'impianto nel futuro assetto raggiungano un valore equivalente a quello già presente nel suolo. Questi periodi di tempo risultano infinitamente grandi in rapporto alla vita media della centrale termoelettrica. Su queste basi, si può pertanto concludere che il contributo delle emissioni della centrale nel futuro assetto alla concentrazione dei microinquinanti al suolo è del tutto trascurabile.

A risultati analogamente confortanti, si perviene stimando l'accumulo al suolo dei macroinquinanti nelle zone di massima ricaduta, in particolare per l'SO₂ risulta una deposizione di circa 1 g/m² per anno, secondo i dati di letteratura tale valore è inferiore all'apporto medio da aria a terreno (1-100 kg per ettaro per anno). Per quanto riguarda la deposizione al suolo di azoto, derivante dalle emissioni di NO_x della centrale nell'assetto

futuro, viene stimato un valore di 0,01 g/m² per anno, quantità decisamente inferiore all'apporto medio da aria a terreno (5 - 60 kg per ettaro per anno).

In entrambi i casi (zolfo e azoto) l'apporto delle emissioni dalla centrale è inferiore al quantitativo normalmente aggiunto ai terreni agricoli con l'uso dei fertilizzanti (alcune decine di chilogrammi per ettaro). La deposizione al suolo del particolato viene stimata in 2,4 g/m² per anno.

In base ai risultati sopra esposti, il confronto generale fra le stime delle ricadute degli inquinanti in termini di qualità dell'aria nel caso di alimentazione a carbone, rispetto a quelle nel caso di alimentazione a gas naturale, mostra che le concentrazioni sono comunque così basse in rapporto ai vigenti limiti di qualità dell'aria e/o agli indici di riferimento dell'EPA e dell'OMS per la valutazione del rischio cancerogeno, da rendere indifferente o praticamente equivalente il tipo di alimentazione.

Non è dunque automaticamente detto che gli "impatti" siano tutti a favore della soluzione con alimentazione a gas (come già detto lo sarà certamente in termini di concentrazioni al camino di SO₂ e polveri ma non lo sarà per le concentrazioni di NO_x; sarà praticamente ininfluente l'impatto in termini di ricaduta al suolo per tutti gli inquinanti; non lo sarà se si pensa, ad ulteriore esempio, agli impatti sul territorio derivanti dalla necessità di realizzare un nuovo gasdotto di alimentazione della centrale, attraverso un territorio particolarmente delicato e sensibile come quello del Delta del Po).

Si sottolinea infatti, che il trasporto del metano fino a Porto Tolle, alla pressione necessaria per alimentare le turbine a gas di una ipotetica centrale a ciclo combinato, 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 non è ricompresa nei confini del parco regionale del Delta del Po ma 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. Nel caso di mantenimento della potenza installata, il gasdotto, sulla base di uno studio preliminare effettuato da SNAM, dovrebbe attestarsi in località Tresigallo, per complessivi 55 km di tracciato, con un tubo da 24 - 28 pollici in grado di fornire 500.000 m³/ora di gas naturale.

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.

L'alimentazione a carbone avviene invece per via marino-fluviale e non comporta significativi impatti derivanti da costruzioni di impianti o manufatti, se non la modifica della darsena interna di centrale.

Il sistema di approvvigionamento del carbone, dei reagenti (calcare e urea) e di trasporto dei sottoprodotti (gessi e ceneri), mediante l'esclusivo utilizzo del sistema idroviario, descritto nell'Allegato 3.2.3.4.1 al SIA "Valutazione degli aspetti legati alla navigazione ed all'impatto ambientale della soluzione individuata per la logistica funzionale al progetto di conversione a carbone della Centrale Enel di Porto Tolle", è coerente con gli obiettivi definiti dal Piano Nazionale dei Trasporti che prevede l'incremento dei sistemi di trasporto alternativi alla gomma, anche ai fini della riduzione delle emissioni nocive derivanti dal trasporto stradale. Lo

sviluppo della navigazione interna, lungo le idrovie padane, costituisce quindi un obiettivo prioritario di tutela dell'ambiente.

Le caratteristiche dei prodotti da trasportare da e per la centrale (carbone, calcare, urea, ceneri e gessi), secondo lo Studio di Fattibilità del Sistema Idroviario del Ministero delle Infrastrutture del giugno 1999, sono pienamente coerenti con l'attuale composizione del traffico fluviale costituito da fertilizzanti, granaglie, Gpl, sfarinati, cemento, "coils", prodotti chimici e prodotti petroliferi.

Si sottolinea che nel sistema idroviario le modalità di trasporto e la qualità dei prodotti trasportati non sono sottoposti a limitazioni o divieti particolari, se non quelli imposti dai limiti tecnico – fisici delle infrastrutture dell'idrovia (in particolare profondità e larghezza dei canali e delle conche) e dei canali di accesso alla laguna.

Complessivamente, si può dunque sostenere che l'impatto della soluzione prescelta non sia certamente peggiore rispetto all'ipotesi di una centrale a metano. Gli studi e le modellazioni hanno dimostrato che la ricaduta al suolo degli inquinanti sarà estremamente ridotta ed ampiamente al di sotto dei valori di riferimento per la qualità dell'aria. Tale condizione porta alla conclusione (sul comparto meno favorevole alla soluzione presentata da Enel Produzione rispetto ad una ipotetica alimentazione a gas naturale) che se i termini di confronto non siano le concentrazioni delle emissioni al camino degli inquinanti ma, più giustamente, le concentrazioni al suolo degli stessi, allora l'alimentazione a carbone della centrale sottende i richiesti requisiti di sostenibilità ambientale e può favorevolmente sostenere il confronto con l'alternativa del metano.

In definitiva, i vantaggi della scelta del carbone si possono così riassumere:

- Possibilità di utilizzare gli "asset" dell'esistente centrale, rispettando ampiamente i limiti alle emissioni e ottimizzando gli attuali presidi ambientali di impianto (in particolare sul ciclo delle acque).
- Minori emissioni in atmosfera di NOx e sostanziale trascurabilità delle ricadute al suolo degli inquinanti in rapporto ai valori fissati dalle normative.
- Nessun impatto relativo alla costruzione di opere per l'alimentazione dell'impianto ad esempio un metanodotto da realizzare in zone parco, SIC e ZPS (fra l'altro vietato dalla vigente norma che non vi consente la realizzazione di nuove condotte per il trasporto di materiali fluidi e/o gassosi).
- Possibilità di utilizzare al meglio il sistema idroviario del fiume Po.
- Diversificazione delle fonti energetiche.
- Mantenimento dell'attuale organico di centrale.
- Mantenimento dell'attuale nodo della rete elettrica nazionale.
- Possibilità del completo riutilizzo del gesso prodotto dal processo di desolforazione dei fumi, con evidenti benefici di carattere economico per l'indotto che si verrà a creare, oltre al più complessivo bilancio ambientale in uno scenario che richiederebbe lo scavo del materiale naturale.

11) Zone SIC e ZPS (4)

In relazione all'osservazione formulata dalla Provincia di Rovigo: "mancano i riferimenti alla Direttiva Habitat e alla Direttiva Uccelli (SIC e ZPS) che comprendono buona parte del territorio del Delta del Po", si rimanda alla "relazione di valutazione di incidenza" trasmessa alla Regione Veneto con nota del 5 ottobre 2005.

12) Rumore esterno (4)

In relazione all'osservazione formulata dalla Provincia di Rovigo: *"le previsioni di impatto acustico non considerano il contributo fornito dalla logistica sia via terra che via acqua. A pag. 34 si cita il traffico da automezzi pesanti, pur tuttavia non si ritrova un modello di calcolo che ne tenga conto. Tale osservazione deve ritenersi riferita sia ai 40 trasporti/giorno di biomasse, che ai molto più numerosi trasporti con chiatte (1600 trasporti con chiatte carbone/anno, 60 trasporti con chiatte calcare/anno, oltre alle 100 chiatte di gesso e alle 180 chiatte di ceneri)"*, si fa presente che nel paragrafo 4.2.6 del SIA, le valutazioni sono state effettuate anche in relazione al traffico di automezzi pesanti in fase di esercizio.

Il traffico di mezzi pesanti da e per il sito riguarderà essenzialmente l'approvvigionamento di biomasse vegetali (circa 40 trasporti al giorno per 300 giorni all'anno) e la gestione di fanghi e sali. Quest'ultima componente può ritenersi assolutamente trascurabile, essendo pari, mediamente, ad un trasporto ogni 2,5 giorni.

Il livello equivalente di rumore stimato costituisce una media energetica di tutti gli eventi sonori intervenuti durante il periodo di misura; esso quindi comprende sia la rumorosità proveniente dall'impianto, che tutti gli altri fenomeni acustici, anche assolutamente estranei al funzionamento della centrale quali il transito di auto, camion, mezzi agricoli e sorvoli aerei. Pertanto, a motivo della stazionarietà dell'emissione acustica degli impianti termoelettrici, durante il loro normale funzionamento, il parametro che meglio descrive il rumore prodotto dalla centrale è il percentile L95, ossia il livello di rumore superato per il 95 % del tempo di misura. Quindi il confronto tra il livello di rumore calcolato dal modello e il livello misurato viene sempre effettuato con riferimento a detti valori di LA95.

L'aumento di traffico veicolare dovuto all'esercizio dei nuovi impianti è stato stimato, come detto, in circa 40 veicoli pesanti/giorno. Nel calcolo, effettuato mediante l'algoritmo RLS 90 implementato nel modello SoundPlan, sono state introdotte, come linee di emissione stradale, i percorsi di ingresso/uscita dall'impianto effettivamente previsti. Il rumore prodotto dalle chiatte, è stato trascurato nella modellazione dato il ridotto flusso giornaliero di imbarcazioni previsto a progetto e la trascurabile intensità sonora di disturbo degli spintori che verranno, anche in tal senso, appositamente progettati.

13) Radiazioni ionizzanti (4)

In merito all'osservazione avanzata dalla Provincia di Rovigo: *"l'argomento si conclude affermando che l'impatto radiologico della nuova centrale a carbone sarà trascurabile. Tuttavia a causa del tempo di dimezzamento, la vita radioattiva del potassio-40, dell'uranio e del torio è pressoché infinita rispetto al tempo di vita medio dell'uomo e l'accumulo di questi elementi, specie nella biosfera è direttamente proporzionale al tempo di utilizzo della combustione del carbone. La tabella 4.2.9.1/III non specifica se i dati si riferiscono a 500 m, 5 km o 10 km"*, si conferma che la dose individuale riportata nella tabella si riferisce ad una distanza di 500 m dall'impianto mentre la dose collettiva, che esprime il prodotto fra la dose individuale e il numero di persone coinvolte e che viene usata per esprimere un detrimento non altrimenti esplicitabile a così basse dosi, si riferisce alle persone residenti nel raggio in cui la dose risulta ancora stimabile (inferiore a 5 km).

Si ribadisce, comunque, che un recente studio condotto dalle Agenzie nazionali e regionali per la protezione dell'ambiente di Veneto, Toscana e Liguria finalizzato specificatamente a quantificare la pressione sull'ambiente dell'uso del carbone, ha dimostrato che l'impatto radiologico è in sostanza insignificante, se non addirittura indistinguibile dal fondo naturale di esposizione. Infatti, i dati riguardanti il contenuto di radioisotopi presenti nelle ceneri prodotte hanno mostrato contenuti di radioattività di insignificante impatto radiologico poiché le particelle di materiale radioattivo sono normalmente presenti nel carbone e non si creano nel processo di combustione, è ovvio che il pericolo di esposizione dovuta al particolato presente nei fumi è ancor meno rilevante di quello del carbone allo stato naturale.

Tale studio dal titolo *"Radiological impact of coal-fired power stations in Italy"* è stato trasmesso alla Regione Veneto con fax del 10 ottobre 2005.

Inoltre, si ricorda che le tecnologie che saranno adottate per l'abbattimento delle polveri e delle ceneri prodotte durante la combustione avranno un'efficacia pressoché totale, pari al 99,9%.

14) Salute (4)

In merito all'osservazione avanzata dalla Provincia di Rovigo, si evidenzia che lo studio del prof. Valenti, nel presentare un quadro epidemiologico dell'area, prende in considerazione i dati ISTAT per i comuni della Provincia di Rovigo disponibili. Dal momento che i dati effettivamente si fermano al 1994, al fine di avere un panorama più completo sulla situazione sanitaria, prende in considerazione anche i risultati conseguiti dalle indagini epidemiologiche precedenti condotte nel territorio di Porto Tolle tra il 1980 e il 1990, prima e durante la fase di esercizio ad olio combustibile dell'impianto esistente.

15) Misure di mitigazione (4)

In merito all'osservazione avanzata dalla Provincia di Rovigo: *"si ritiene che le soluzioni proposte siano semplici integrazioni o compensazioni rispetto a quelle già esistenti per la situazione attuale. Gli elaborati non denotano sufficiente attenzione all'argomento"*, si sottolinea che gli interventi proposti tengono conto del stato dei luoghi così come si presentano per una fruizione naturalistica da parte della comunità.

Inoltre gli interventi di valorizzazione delle aree denominate *"Bosco Sud e Valle Lustraura"*, tramite la realizzazione e il miglioramento di percorsi tematici naturalistici e la realizzazione di aree a verde attrezzato, definiscono una vasta area *"protetta"* denominata Albanella.

Nulla osta che in futuro, nell'ipotesi che possano emergere necessità per una migliore fruizione dell'area, si propongano ulteriori interventi.

16) Paesaggio (1, 4)

In merito all'osservazione avanzata dalla Provincia di Rovigo: *"viene adeguatamente valutata la caratterizzazione paesaggistica del Delta del Po, gli aspetti storici e l'analisi evolutiva del paesaggio. Emerge chiaramente come la realtà della centrale, nel contesto paesaggistico analizzato, si configuri come elemento estraneo al contesto prevalentemente naturale e agricolo circostante. Dall'analisi comunque si evince che la trasformazione proposta non comporta una modifica significativa agli impatti in quanto gli interventi sono interni al perimetro attuale, simili nelle strutture ingegneristiche precedenti, ormai degradati dal tempo. Viene applicato alla centrale il concetto di "assuefazione da un impatto", si evidenzia quanto segue.*

Per quanto concerne il Delta del Po, se si concorda nel ritenerlo un sistema naturalistico di grande interesse e importanza dal punto di vista degli ecosistemi, non altrettanto può essere sostenuto dal punto di vista storico, dal momento che il sito in cui è collocata la centrale non riveste caratteri di rilevanza storica, in quanto sono tratti di terra emersi negli ultimi secoli, anche grazie all'opera di bonifica umana. Le modifiche proposte insistono tutte internamente al perimetro attuale della centrale esistente. Inoltre, dal punto di vista sociale, queste aree nell'ultimo secolo sono state caratterizzate da grande povertà, con conseguente assenza di elementi significativi dal punto di vista architettonico.

Per quanto attinente all'osservazione *"nell'analisi dei punti di vista prescelti nell'analisi paesaggistica si è incentrata l'attenzione sul profilo, sullo sky-line delineato dalle strutture industriali della centrale, senza peraltro prendere in considerazione l'impatto visivo del sistema nave carboniera-chiatte ormeggiate al largo, rispetto all'area di Porto Levante, Albarella e*

Rosolina Mare. Come influenzano il paesaggio e le movimentazioni pressoché giornaliere da e per la nave e le relative operazioni di travaso?”, si specifica che le operazioni di scarico e allibbo tra nave carboniera oceanica e nave storage e, da questa, alle chiatte avvengono al largo (circa 4 miglia) e le movimentazioni giornaliere di quest’ultime (viste le caratteristiche costruttive) da e per la nave (6 – 7 al giorno) risultano ininfluenti rispetto al paesaggio.

Il progetto proposto è innanzitutto coerente con le previsioni urbanistiche della pianificazione provinciale e ha una sua giustificazione in quanto effettua modifiche migliorative di un impianto esistente volte ad aumentarne l’efficienza, diminuendone gli impatti su alcune componenti ambientali.

Completamente diverso sarebbe il discorso se si trattasse della realizzazione ex novo di una centrale termoelettrica.

Infine, riguardo l’osservazione *“gli impatti visivi delle strutture derivanti dalla trasformazione impiantistica a carbone accentuano il contrasto con il paesaggio lineare e pianeggiante a prevalente sviluppo orizzontale. Gli aumenti in volume impattante sono relativi essenzialmente alle maggiori dimensioni (in altezza) delle costruzioni dedicate ai 4 gruppi caldaia, ai dome dello stoccaggio carbone e alle strutture dedicate al trasporto dei materiali (nastri chiusi)”,* si evidenzia che per quanto riguarda le mitigazioni dell’impatto visivo, più che proporre mascheramenti dell’opera, forse poco efficaci, si preferirebbe affidare ad una accurata progettazione delle masse tecnologiche il miglioramento dell’inserimento paesaggistico, rispetto alla situazione attuale.

CONTRODEDUZIONI ENEL ALLE OSSERVAZIONI PERVENUTE ALLA REGIONE VENETO NELL'AMBITO DELLA PROCEDURA VIA DEL PROGETTO DI CONVERSIONE A CARBONE DELLA CENTRALE DI PORTO TOLLE

Osservazioni pervenute

- 1) Antonella Bertoli, Roberto Tommasi, Anna Dalla Valle e Anna Maria Baratto
- 2) Comitato "Cittadini Liberi" – Porto Tolle
- 3) Mario Breda
- 4) Provincia di Rovigo – Area Politiche dell'Ambiente

Argomenti trattati nelle osservazioni pervenute

1) Motivazione della riconversione a carbone dell'impianto (2, 4)

La principale motivazione del progetto risiede nella più generale necessità di riequilibrare l'approvvigionamento delle fonti energetiche (mantenendo a livello nazionale le quote raggiunte con il gas), riducendo l'impiego di combustibili eccessivamente costosi come l'olio combustibile (oggi utilizzato nella Centrale di Porto Tolle), a favore del carbone, sempre garantendo il soddisfacimento dell'altro obiettivo primario di impresa ovvero l'eccellenza ambientale a livello nazionale e comunitario.

In particolare, analizzando lo scenario energetico italiano e confrontandolo con quello europeo, emergono i seguenti aspetti:

- il nucleare, che in Europa contribuisce a soddisfare circa 1/3 della domanda complessiva di energia, in Italia è completamente assente;
- il carbone riveste in Italia, in termini di capacità efficiente netta, un ruolo che è inferiore a 1/3 di quello ricoperto a livello europeo (8% vs 27%);
- il mix italiano è chiaramente sbilanciato su olio e gas (in termini di mix di generazione 64% vs il 23% europeo e, in termini di capacità, 63% vs il 29% europeo).

La conversione di impianti esistenti da olio/gas a carbone può contribuire a centrare alcuni dei principali obiettivi della politica energetica italiana:

- l'incremento della sicurezza degli approvvigionamenti;
- la riduzione dei prezzi dell'energia e della loro volatilità;
- la maggiore diversificazione del mix di combustibili e conseguentemente la minore dipendenza dal prezzo dell'olio;
- il contenimento della crescita delle importazioni e della conseguente dipendenza del sistema elettrico nazionale da impianti di generazione di Paesi confinanti.

In modo più esteso le motivazioni del progetto vengono illustrate nel paragrafo 3.2.1 del SIA.

2) Analisi delle alternative e opzione "0" (4)

Le alternative progettuali sono state ampiamente illustrate nel paragrafo 3.2 "Descrizione del progetto di trasformazione" del SIA. In particolare, analizzata l'opzione del ciclo combinato e descritta l'esperienza internazionale, lo studio ha illustrato la scelta della cosiddetta "tecnologia del carbone pulito", confrontandola con le altre possibilità impiantistiche (impianti con combustione a letto fluido, gasificazione del carbone, etc.). Per opzione "0" si deve intendere il mantenimento della centrale nella sua attuale configurazione che significa la dismissione della stessa in tempi medio – brevi. Infatti, l'attuale impianto, pur essendo già ambientalizzato, non è più competitivo in termini di rendimento e di costo del kWh poiché alimentato a olio combustibile. In altre parole il confronto fra l'esistente e il proposto è, da tutti i punti di vista (energetici e ambientali), assolutamente sbilanciato verso il nuovo.

3) Biomasse (2, 3, 4)

Premesso che, come chiaramente riportato da Enel, il progetto di trasformazione della centrale è impostato sulla combustione di carbone estero al 100% della potenzialità e che la biomassa è vista come una ulteriore "*opportunità*", in particolare se collegata ad altri interessi del territorio e in grado di stabilire sinergie positive con esso, si forniscono alcuni chiarimenti.

La co-combustione di carbone e biomasse è una forma particolarmente favorevole di utilizzo della risorsa, infatti la combustione di una quantità di biomassa pari al 5% dell'imput termico non modifica in modo apprezzabile il rendimento della centrale e conseguentemente dell'intero ciclo termico che rimane sostanzialmente quello indicato (circa il 45%). Rendimenti sensibilmente più bassi si avrebbero nel caso di caldaie dedicate esclusivamente alla combustione di biomasse; infatti, in questo caso, problemi di corrosione e di sporcamento della caldaia porterebbero a limitare la temperatura di funzionamento con conseguente minor rendimento di caldaia e quindi dell'intero ciclo termico, che si attesterebbe, in questo caso, a valori di circa il 27%. Riguardo il fatto che la biomassa non sia idonea in assoluto per la produzione di energia elettrica, ciò non può essere sostenuto sulla base della considerazione del minore potere calorifico in quanto questo incide tutt'al più sulla quantità da movimentare ma non certo sulla efficienza energetica di trasformazione.

Sulle altre questioni sollevate, si può soltanto dire che, in assenza di uno studio di dettaglio quale non è lo studio del prof. Pividori allegato al SIA, nulla è possibile dire relativamente alle problematiche di trasporto né per i riflessi sul traffico locale né per gli aspetti economici e ambientali. Lo studio del prof. Pividori rappresenta un contributo fornito da Enel per l'inquadramento generale della "*opportunità*", inteso come verifica di massima del progetto con la conseguente individuazione dell'estensione territoriale necessaria alla produzione di biomassa e la verifica che questa è compatibile con le superfici disponibili in ambito provinciale e con l'enucleazione di una serie di parametri di vario tipo (agricolo-forestali, fitopatologici, economici, etc.) che dovranno essere oggetto di approfondimento anche attraverso la costruzione di un apposito "*campo sperimentale*".

La valutazione se la biomassa sia una coltura preferibile o meno ad altre non è di pertinenza Enel, né lo sono le valutazioni economiche che portano a stabilire se i livelli di remunerazione per i coltivatori siano adeguati. Gli unici parametri che sono di pertinenza Enel sono quelli che stabiliscono la qualità attesa, le modalità tecniche di fornitura e il prezzo riconosciuto al fornitore.

Sulla affermazione che "*... allo stato attuale la Short Rotation Forestry (SRF) non è in grado di fornire un reddito positivo, se non supportato da finanziamenti pubblici ...*", si può dire che essa è basata su alcune limitate esperienze e che pertanto è tutta da verificare. Nemmeno si può dire che, specie con riferimento ad una prospettiva futura, la SRF potrebbe essere un elemento distraente nel panorama dei finanziamenti agricoli attesa la grande "*volatilità*" dei provvedimenti legislativi in merito, sia in ambito regionale che nazionale ed europeo.

In conclusione, quello che si può dire è che le "*colture energetiche*" sono un fatto che sta acquisendo sempre maggiore importanza in tutto il mondo e che in questo spirito e coerentemente con gli impegni legati al Protocollo di Kyoto, Enel si rende disponibile come utilizzatore finale a fronte della creazione di una "*filiere*" di produzione che dovrà essere di pertinenza di altri.

4) Emissioni in atmosfera (1, 2, 4)

Dal 1° gennaio 2005, le quattro sezioni della Centrale di Porto Tolle rispettano i limiti fissati dalla vigente normativa in materia di emissioni in atmosfera (400 mg/Nm³ per l'SO₂, 200 mg/Nm³ per gli NO_x e 50 mg/Nm³ per le polveri). Tale condizione di esercizio si è resa possibile attraverso azioni di carattere gestionale, in particolare con l'utilizzo di combustibili a bassissimo tenore di zolfo (olio combustibile STZ) e assetti ottimizzati per ridurre, nella fase di combustione in caldaia, la formazione degli ossidi di azoto (intervento impiantistico in caldaia del tipo "OFA" e "reburning" sulle sezioni 1 e 4 e realizzazione di un assetto di combustione "BOOS" ottimizzato con modifica dei bruciatori e modulazione del carico sulle sezioni 2 e 3). Pertanto la situazione presa a riferimento per confrontare la situazione attuale con la situazione futura è quella indicata a pagina 305 del SIA.

Con riferimento all'esplicita osservazione riportata da (4): *"inoltre non è descritto il sistema di combustione adottato per la riduzione degli NOx e del CO come ad esempio OFA, Reburning, ecc. è riportato solamente che i bruciatori sono del tipo a bassa produzione di NOx"*, si fa presente che nel progetto preliminare viene effettivamente dato più ampio risalto al sistema di denitrificazione catalitica dei fumi (DeNOx), piuttosto che alle caratteristiche dei bruciatori e alle tecniche di riduzione degli NOx in caldaia (che comunque verranno perseguite e implementate), dato che l'abbattimento sostanziale degli NOx avviene appunto nel sistema di denitrificazione catalitica dei fumi a valle di ciascuna caldaia.

Saranno utilizzati in caldaia, bruciatori del tipo a bassa produzione di NOx, dotati di rilevatore di fiamma. Si tratta di moderni bruciatori con torcia di accensione a gasolio dotati di regolazione automatica della portata dell'aria e sistema di controllo e protezione. Lo stesso sistema automatico bruciatori garantisce una combustione ottimale e quindi la riduzione della produzione di CO. Si sottolinea il fatto che tale sostanza è indice di una cattiva combustione; livelli elevati di CO indicano bassi rendimenti di combustione. L'obiettivo di un esercente di un impianto di combustione è quello di ottenere alti livelli di rendimento della combustione e pertanto conseguire livelli di emissione di CO quanto più bassi possibile.

Per il monitoraggio delle emissioni di CO, dopo gli interventi di conversione a carbone, per ciascuna delle quattro nuove sezioni è previsto un nuovo sistema di misura in continuo al camino dei valori di emissione che oltre ad SO₂, NOx e polveri (in ottemperanza al decreto 12 luglio 1990) misurerà anche il CO (in ottemperanza al decreto 2 ottobre 1995).

Sono previsti per l'abbattimento degli NOx nei fumi quattro denitrificatori catalitici, uno per ciascuna sezione termoelettrica. L'abbattimento finale degli NOx (NO+NO₂) sarà effettuato trattando i fumi, prima dell'uscita dalla caldaia attraverso il denitrificatore catalitico (SCR) in posizione "high-dust", cioè inserito a valle dell'economizzatore sulla parte discendente della caldaia, prima del Ljungstroem. Il processo di rimozione si basa sulla reazione chimica fra NOx, ammoniaca (NH₃) e ossigeno a formare azoto molecolare e acqua. La suddetta reazione, che richiederebbe elevate temperature, può avvenire alle temperature dei fumi in uscita dalla caldaia grazie alla presenza di opportuni catalizzatori costituiti da ossidi di vanadio, tungsteno e titanio, che hanno la loro massima efficienza catalitica nell'intervallo fra 320 e 400°C.

Per quanto riguarda il dimensionamento del sistema di desolfurazione dei fumi, si rimanda all'elaborato prodotto alla Regione Veneto con nota prot. n. EP/P2005004332 del 5 ottobre 2005.

Di seguito si riportano i valori di efficienza di abbattimento così come riportato nello studio di impatto ambientale a pagina 143.

Sistemi di desolforazione dei fumi (DeSOx)	Abbattimento di circa il 97% della SO ₂ in uscita dalla caldaia
Sistemi di denitrificazione catalitica dei fumi (DeNOx)	Abbattimento di circa l'85% degli NOx in uscita dalla caldaia
Sistemi di filtrazione del particolato (filtri a manica)	Abbattimento di circa il 99,9% delle polveri prodotte in caldaia

In relazione al quesito posto da (4): *"sui limiti e sugli eventuali sistemi abbattimento dei metalli pesanti e delle sostanze organiche, tanto più se si considera che produzione di ceneri, ricche di metalli pesanti e di residui organici, e quindi di particolato, è molto maggiore con il carbone che con l'olio combustibile o il gas (carbone 5-20%, olio 0,01-0,15, gas 0%)"*, si fa presente che i limiti e gli eventuali sistemi di abbattimento dei metalli pesanti e delle sostanze organiche, vengono illustrate nell'Allegato 4.2.1.4/1 allo studio di impatto ambientale *"Relazione sul rispetto dei limiti di emissione dei microinquinanti per le sezioni termoelettriche di Enel Produzione"*. La relazione valuta e attesta che le emissioni provenienti dalle ciminiere delle sezioni termoelettriche di Enel, valutate in accordo con le prescrizioni del decreto 12 luglio 1990, non superano i valori limite prescritti dallo stesso decreto *"Linee guida per il contenimento delle emissioni inquinanti degli impianti industriali e la fissazione dei valori minimi di emissione"*, meglio noto come *"Linee guida"*.

Il problema della maggiore produzione di ceneri nella combustione di carbone è stato affrontato prevedendone l'abbattimento del particolato, prodotto in caldaia e diffuso nei fumi, nei nuovi filtri a manica che saranno installati a valle degli scambiatori rigenerativi aria-gas (Ljungstroem) e raccolto nelle sottostanti tramogge. Il sistema, insieme all'ulteriore abbattimento operato dal DeSOx garantisce un limite alle emissioni di 30 mg/Nm³. Il filtro a manica, particolarmente indicato per le unità a carbone, consente di ottenere elevate prestazioni con dimensioni più contenute rispetto ai classici precipitatori elettrostatici. La cenere depositata all'esterno delle maniche viene rimossa periodicamente (fase di controlavaggio) mediante un impulso in controcorrente di aria compressa ad alta velocità e pressione, con la quale si realizza un effetto di scuotimento del mezzo filtrante, che assicura il completo distacco della polvere accumulata sulla superficie della manica e la sua caduta nella tramoggia sottostante. La fase di controlavaggio è effettuata ciclicamente e interessa una fila di maniche alla volta. Ciascuna delle sezioni della Centrale di Porto Tolle avrà un filtro a manica diviso in due corpi, ciò consentirà di effettuare la sostituzione delle maniche deteriorate con il filtro in funzione. Relativamente ai sistemi di abbattimento, si evidenzia che è previsto un impianto di desolforazione dei fumi dimensionato per il trattamento dei gas di combustione provenienti dai generatori di vapore alimentati a carbone con tenore di zolfo inferiore all'1%. Il sistema di assorbimento consiste in una torre dove una soluzione acquosa di calcare entra in contatto con il flusso di gas provenienti dalla caldaia. Tale tecnologia di base, consolidata in ambito internazionale, adotta sistemi di ultima generazione per massimizzare l'abbattimento di SO₂. Un vantaggio significativo derivanti dall'impiego delle tecnologie più avanzate di desolforazione è l'ulteriore rimozione del particolato presente a valle dei filtri a manica.

In relazione al quesito posto da (4) riguardo *“la presentazione dei dati raccolti e tabellati (e riportati graficamente), non è posta in relazione a condizioni di effettivo funzionamento della centrale (es. quattro gruppi in esercizio)”*, si descrive il quadro emissivo futuro paragonandolo a quello attuale.

Per tenere conto esclusivamente del contributo della centrale, si fa riferimento, per una questione di metodo, ad una situazione emissiva teorica attuale che prevede il funzionamento a olio combustibile di 4 gruppi termoelettrici da 660 MW e un contributo emissivo di SO₂, NO_x e polveri pari agli attuali limiti previsti dalla normativa. Ossia, nel descrivere lo stato di fatto, ci si pone nelle condizioni nominali di esercizio ad olio, ossia:

Situazione attuale

Sezione	Camino		Fumi		Emissioni mg/Nm ³ (*)		
	H (m)	d (m)	Portata tal quali	Temperatura	SO ₂	NO _x	Polveri
			(Nm ³ /h)	(°C)			
PO 1-4	250	4 X 5,8	4 X 2.000.000	140	400	200	50

(*) Valori riferiti ai fumi secchi e ad un tenore di ossigeno del 3%

Da tali dati si tracciano, con modelli di calcolo, le mappe di ricaduta al suolo delle emissioni.

Per la situazione futura, invece, si ipotizza un assetto della centrale che prevede un'alimentazione a carbone di quattro caldaie ultra supercritiche da 660 MW con un quadro emissivo futuro riassunto nella tabella seguente.

Situazione futura

Sezione	Camino		Fumi		Emissioni mg/Nm ³ (*)		
	H (m)	d (m)	Portata tal quali	Temperatura	SO ₂	NO _x	Polveri
			(Nm ³ /h)	(°C)			
PO 1-4	250	4 X 5,8	4 X 2.100.000	90	200	100	30

(*) Valori riferiti ai fumi secchi e ad un tenore di ossigeno del 6%

Nelle simulazioni l'impianto è stato considerato funzionante in continuo, cioè per 8.760 ore/anno, alla potenza nominale, mentre il funzionamento realmente previsto è di circa 7.000 ore/anno. Conseguentemente si tracciano, mediante modello matematico, le mappe di ricaduta al suolo riferite a questa nuova configurazione.

Solo in tal modo si ha la possibilità di confrontare due situazioni effettivamente paragonabili.

In relazione al quesito posto da (4) sulle deposizioni totali e in particolare sul fatto che *“nelle simulazioni relative alle deposizioni totali si considera un funzionamento a pieno carico per 8.760 ore/anno quando a pagina 305 si considera la simulazione di funzionamento in continuo, ovvero per 7.000 ore/anno. Va precisato che nella pagina successiva 306 si specifica che non potendo predeterminare tale periodo, l'assunzione di una emissione continua è necessaria. In definitiva, non si comprende il motivo per cui nel calcolo delle deposizioni totali si fa riferimento a 1.760 ore in meno”*, si evidenzia che nelle simulazioni relative alle deposizioni totali ci si pone, semmai, in una condizione di funzionamento di 1.760 ore in più e non in meno. Infatti, a pagina 305 dello studio di impatto ambientale si scrive: *“nelle simulazioni l'impianto è stato considerato funzionante in continuo, cioè per 8.760 ore/anno, alla potenza nominale, mentre il funzionamento realmente previsto è di circa 7.000 ore/anno. Questa ipotesi cautelativa è stata adottata per coerenza con la formulazione degli standard di qualità dell'aria fissati dalla normativa vigente (DM 60/2002 e DPR 203/1988)”*

In relazione al quesito posto da (4) sul confronto tra lo stato attuale per le emissioni: " *la tabella evidenzia una diversa distribuzione dei metalli fra la situazione attuale e quella futura. Se risulta indiscutibile la prevista diminuzione di diversi metalli, non si ritiene condivisibile l'uso dell'aggettivo "contenuto", laddove si indicano le previsioni in aumento in altri metalli; fra tutti si veda l'arsenico (il tellurio, che raddoppia, non viene citato). Oltretutto, oltre al commento collegabile ad una diversa distribuzione delle emissioni di metalli (qualcuno diminuisce, altri aumentano), gli elaborati, compreso quello assunto a riferimento per i possibili effetti sulla salute, (prof. Valenti – Università di L'Aquila), non forniscono elementi di previsioni delle eventuali modifiche allo stato di salute delle popolazioni coinvolte, imputabili alla "nuova" gamma di emissioni, ognuna con la propria quantità*"; si fa presente che da un esame più approfondito della tabella riportata a pagina 327 dello studio di impatto ambientale, indicante i valori di emissione di metalli in kg/anno stimati per la Centrale di Porto Tolle nella configurazione attuale a olio combustibile e le emissioni attese per le quattro unità da 660 MW alimentate a carbone (per un funzionamento a pieno carico per 7.000 ore/anno), si può ben notare come il valore di concentrazione, per esempio dell'arsenico, emesso per ogni unità termoelettrica, sia di un ordine di grandezza inferiore rispetto ai valori limite previsti dalla normativa in materia di incenerimento dei rifiuti che costituisce, ad oggi, la normativa più stringente in tema di emissioni in atmosfera. Analoghe considerazioni possono essere per il tellurio le cui emissioni attese sono di ben quattro ordini inferiori rispetto ai valori limite indicati nel decreto 12 luglio 1990, ma non citati nella normativa in materia di incenerimento.

Riguardo invece alle concentrazioni al suolo di microinquinanti inorganici si evidenzia come i valori indicati nella tabella a pagina 329 dello studio di impatto ambientale abbiano come unità di misura il nanogrammo e siano riferiti a valori massimi calcolati. Per l'arsenico, come per molte altre sostanze, si fa riferimento a valori di centesimi di nanogrammi fino a decimillesimi di nanogrammi per metro cubo di terreno. Nella stima fatta riguardo i tempi necessari affinché, per effetto delle deposizioni dei metalli emessi dall'impianto, le concentrazioni nel terreno raggiungano un valore equivalente a quello già presente, si può notare come i tempi siano, solo in due casi dell'ordine delle centinaia di anni, altrimenti si tratta di migliaia o di decine di migliaia di anni, con l'assunto fondamentale, assolutamente cautelativo, che tali deposizioni trovino un terreno non soggetto ad azioni di dilavamento e ad agenti atmosferici che lo modifichino nel tempo.

Conseguentemente, trattandosi di grandezze infinitesimali, anche i lavori scientifici di tipo epidemiologico sui possibili effetti sulla salute di determinate categorie di inquinanti, evidenziano come non sia apprezzabile e distinguibile il potenziale contributo dato da questo genere di microinquinanti rispetto agli altri fattori di rischio come il traffico veicolare o il fumo da sigaretta.

5) CO₂ (1, 2, 4)

In merito alle questioni sollevate sulla CO₂ all'interno di più quesiti, si ribadisce che, dato il carattere di globalità dell'effetto serra, il beneficio ambientale derivante dalla riduzione delle emissioni di CO₂ è indipendente dal luogo in cui tale riduzione viene conseguita tant'è che lo stesso Protocollo di Kyoto ha introdotto strumenti gestionali, quali l'Emission Trading, per il conseguimento delle riduzioni delle emissioni al minimo costo, tali da essere applicati addirittura in ambiti sopranazionali, denominati meccanismi di flessibilità.

Nell'ambito dell'applicazione dell'Emission Trading, si ricorda che il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio ha predisposto un Piano Nazionale di Allocazione della CO₂ nel quale sono riportate le quantità di biossido di carbonio che ogni impianto ha a disposizione, al fine di rispettare, su base nazionale, gli obblighi stipulati dal Governo Italiano derivanti dalla sottoscrizione del Protocollo di Kyoto.

In ambito di tale piano, le società che partecipano al sistema possono scambiarsi quote di CO₂ non solo in ambito nazionale ma anche in ambito internazionale per ottemperare agli obblighi previsti per il rispetto della quota totale di emissione. Inoltre i gestori di un elevato numero di impianti potranno avvalersi dei meccanismi di scambio (vendita o acquisto di quote di CO₂) che potranno essere applicati all'interno del parco di generazione. Ciò comporta la possibilità da parte dell'esercente di ripartire come meglio crede le emissioni massicche tra i suoi diversi impianti.

A pagina 39 dello studio di impatto ambientale, si riporta lo schema di assegnazione delle quote per l'intero comparto termoelettrico; nella stessa pagina si fanno anche precisazioni in merito ai fattori di emissione specifici. Di seguito si riporta uno stralcio del SIA:

"Per quanto riguarda la conversione a carbone della Centrale di Porto Tolle, il valore previsto per le emissioni specifiche di anidride carbonica (CO₂) è pari a circa 780 g/kWh (valore stimato mediante i fattori di emissione ufficiali riportati nelle autorizzazioni alle emissioni di CO₂ rilasciate dal MATT ai sensi della Legge 316/2004). Tale valore risulta inferiore di oltre il 15% a quello proposto dal MATT nell'integrazione al PNA per impianti funzionanti a carbone, pari a 913 g/kWh. Con riferimento invece alle emissioni specifiche derivanti dall'assetto esistente, il medesimo valore risulta superiore di circa l'8%, nonostante il fattore di emissione del carbone espresso in termini di contenuto energetico del combustibile (gCO₂/Kcal), e non in termini di kWh, sia di circa il 25% superiore a quello dell'olio combustibile. Ciò è riconducibile al miglioramento del rendimento della centrale che passerà dal valore attuale, pari a circa il 39%, ad un valore dell'ordine del 45%".

6) Approvvigionamento idrico (2, 4)

In relazione al quesito posto da (4) sull'approvvigionamento idrico: *"il terzo punto di elenco specifica che non si prevedono variazioni quantitativi idrici prelevati per il raffreddamento (condensatori) rispetto alla situazione attuale. Pur tuttavia, in termini di fabbisogni complessivi, oltre a quelli per il raffreddamento (portata per i desolficatori, per il reintegro e per la produzione di acqua demineralizzata), si ritiene che il dato globale rappresenti un valore rilevante specie se posto in relazione ai periodici momenti di magra del fiume Po. È ragionevole ritenere sussista una incongruenza tra portata concessa (concessione di derivazione del Ministero LL.PP.) e quella richiesta",* si evidenzia quanto segue.

La portata dell'acqua di raffreddamento prelevata dal fiume Po rimarrà invariata rispetto all'attuale prelievo (80 m³/s complessivi).

L'acqua necessaria per il raffreddamento in ciclo aperto dei macchinari (condensatori e refrigeranti) delle quattro unità termoelettriche da 660 MW della Centrale di Porto Tolle è derivata sia dal mare che dal fiume Po (con l'obbligo di restituzione). In caso di prelievo dal fiume Po, è prelevabile una portata d'acqua non superiore a 800 moduli massimi e 600 medi, su base annua, come previsto dal Disciplinare n. 92 del Ministero LL.PP. – Nucleo Operativo di Rovigo del 1° agosto 1980, approvato con decreto del Ministero LL.PP. n. 544 del 30 aprile 1981. La normativa sulle derivazioni stabilisce che 1 modulo = 100 litri/secondo (le autorizzazioni sono riferite ad una portata prelevabile); l'art. 18 della legge 36/94 ha assunto, al fine della quantificazione del canone, che 1 modulo = 3.000.000 di metri cubi annui (si paga a quantità). La concessione decorre dal 1° agosto 1980 e ha validità di 70 anni; la scadenza originaria del 31 luglio 2050 è stata confermata dal Ministero LL.PP. in data 31 luglio 2000 in applicazione dell'art. 23 del decreto legislativo 152/99.

Per gli usi industriali di centrale (pretrattamento, demineralizzazione) viene attualmente prelevata acqua dal fiume Po di Pila per una quantità pari a 2.700.000 m³/anno (0,9 moduli),

quantità autorizzata con disciplinare del Genio Civile di Rovigo n. 425 del 14 febbraio 2001 e decreto n.14 del 23 febbraio 2001, valevole sino al 22 febbraio 2031. Il maggior consumo di acqua, dovuto essenzialmente all'esercizio degli impianti di desolfurazione dei fumi, comporterà l'esigenza di utilizzare una quantità annuale di 3.650.000 m³/anno.

La centrale dispone, inoltre, dell'autorizzazione per approvvigionare tramite autobotti acqua per usi industriali di centrale prelevata dal fiume Po di Gnocca in località Donzella di Porto Tolle. La derivazione è stata assentita per 0,1 moduli con disciplinare del Genio Civile di Rovigo n. 411 del 6 settembre 2000 e decreto n. 75 del 22 settembre 2000, valevole sino al 21 settembre 2030.

Rispetto a questa situazione il prelievo aggiuntivo per acqua industriale per i fabbisogni del desolfatore è stimato pari a circa 0,3÷0,5 moduli, con un incremento complessivo dello 0,6% rispetto agli 81 moduli complessivi attuali.

Per quanto riguarda gli scarichi idrici, si evidenzia la riduzione di circa il 31% rispetto alla situazione attuale grazie anche all'adozione di impianti di recupero delle acque per riutilizzo nei processi interni.

7) Movimentazione dei materiali (1, 2, 4)

Per quanto riguarda la logistica per l'approvvigionamento e la movimentazione dei materiali, si rimanda al paragrafo 3.2.4.3 dello studio di impatto ambientale e all'allegato 3.2.3.4./I al SIA ovvero allo studio curato dai Prof. Ing. Luigi D'Alpaos e Prof. Ing. Giuseppe Matteotti dell'Università di Padova *"Valutazione degli aspetti legati alla navigazione e all'impatto ambientale della soluzione individuata per la logistica funzionale al progetto di conversione a carbone della Centrale Enel di Porto Tolle"*.

In ordine poi alla paventata congestione del sistema idroviario, il citato studio fugge ogni dubbio, affermando che: *"il traffico necessario per sostenere l'esercizio a regime della centrale, di circa 6-7 chiatte fluvio-marittime al giorno, è pienamente compatibile con l'attuale trasporto fluviale lungo le vie d'acqua interessate dalla soluzione. Esso è anche ampiamente compatibile con le previsioni di sviluppo del trasporto acquatico lungo le direttrici Po di Levante – Conca di Volta Grimana, Conca di Volta Grimana – Canale di Valle – Porto di Chioggia, Conca di Volta Grimana – Canalbianco – Tartaro – Fissero"*.

Per quanto riguarda in particolare l'osservazione formulata da (4): *"la rilevanza ambientale da anomalie e/o possibili incidenti e malfunzionamenti viene preso in considerazione solo il rischio incendio legato all'utilizzo del carbone. Per quanto riguarda il rischio di sversamento di sostanze (carbone + materiale di supporto e di scarto) nel Po o in laguna o in mare si fa solo un breve accenno al basso rischio contaminante del carbone. Non viene preso in considerazione il caso di incidente tra chiatte e nave storage, visto il cospicuo flusso previsto, o di rilascio di contaminanti (anche lo stesso combustibile che la alimenta) dalla stessa nave all'ormeggio al largo delle nostre coste balneari"*, si evidenzia quanto segue.

Per quanto riguarda la movimentazione del calcare e i possibili rischi di sversamento, trattandosi di materiale inerte in pezzatura, naturale costituente delle formazioni rocciose sedimentarie, non si ritiene di dover evidenziare alcun impatto ambientale significativo associato ad un accidentale rilascio in mare o lungo l'idrovia veneta, se non quanto conseguenza dell'eventuale incidente occorso al mezzo di trasporto.

Il calcare ha un peso specifico superiore all'acqua, pertanto un accidentale sversamento in mare o lungo i canali navigabili ne comporterebbe la deposizione sui fondali, dopo una eventuale limitata dispersione della frazione a granulometria fine, dovuta esclusivamente

all'effetto delle correnti locali sulla massa solida, e il passaggio in soluzione di ione calcio e carbonato.

L'impatto ambientale è dunque puramente meccanico, dovuto all'affondamento di materiale in pezzatura, e resta circoscritto all'area interessata dall'accumulo, che si può prevedere essere localizzata a poche decine di metri dal luogo dell'incidente, limitata superficialmente e senza particolari danni agli ecosistemi acquatici.

Dunque, nel caso di transito via mare, le volumetrie di calcare rilasciate da aperture nello scafo di un cargo causate da una collisione, trattandosi di materiale solido, sono evidentemente limitate rispetto al caso di prodotti liquidi. I bassi tassi di deposizione a seguito della dispersione ad opera delle correnti, riscontrati anche sperimentalmente, fanno escludere un rilevante impatto sugli ecosistemi bentonici mediterranei, in grado di sostenere tassi di deposizione dei sedimenti dell'ordine di cm/anno (circa 10 kg/m²).

In particolare poi, nel caso di percorso fluviale, il danno arrecabile dal ricoprimento del fondale (riduzione o impedimento degli scambi gassosi e della penetrazione della luce, alterazione delle caratteristiche tessiturali dei sedimenti) verrebbe ad essere limitato da un tempestivo intervento di rimozione del prodotto condotto con semplici mezzi aspiranti o draganti.

Il gesso derivante dai processi di desolforazione dei fumi di combustione in centrali termoelettriche (gesso FGD) è costituito da solfato di calcio biidrato, caratterizzato da un elevato grado di purezza (98%), ed è sostanzialmente simile, dal punto di vista chimico, al gesso che si trova in natura. Il materiale viene tipicamente conferito per l'utilizzo diretto nell'industria manifatturiera o del cemento, in sostituzione della materia prima naturale.

Risulta difficile ipotizzare significative dispersioni di gesso durante la fase di carico delle chiatte; operazioni effettuate con un nastro trasportatore di tipo chiuso e caricatore telescopico continuo che si inserisce direttamente all'interno della chiatta.

Il carico e il trasporto per idrovia dello stesso saranno gestiti con modalità operative tali da garantire la migliore prevenzione dall'emissione di polveri e dallo sversamento di materiale: le chiatte sono infatti di tipo chiuso, così da evitare l'inquinamento del prodotto da cloruri, e dunque la dispersione del gesso in acqua sarebbe così lenta da avere effetti ambientali trascurabili nell'intervallo temporale precedente la rimozione del natante incidentato.

Si tratta peraltro di un materiale sostanzialmente inerte che, in caso di contatto con l'acqua, può rilasciare ioni solfato nella misura della sua solubilità, pari a circa lo 0,2%. Questo dimostra che l'eventuale sversamento di gesso in acqua di mare non procurerebbe conseguenze rilevanti in quanto la concentrazione di solfati in essa presente (circa 2.000 mg/l) risulta essere paragonabile alla concentrazione "limite" raggiungibile dal gesso FGD, in relazione alla solubilità (circa 1.400 mg/l).

Nel passato sono stati condotti specifici studi per valutare i rilasci da manufatti a base di gesso FGD finalizzati al loro utilizzo nella costruzione di barriere marine artificiali: non ne emerge alcuna limitazione derivante dal rilascio di potenziali elementi inquinanti. Da indagini bibliografiche effettuate emerge che il parametro interessato (solfati in soluzione) assume rilevanza bassissima anche quando lo si esamina dal punto di vista dell'impatto ambientale all'interno di sistemi acquatici superficiali.

In caso di sversamento accidentale in acque fluviali, il gesso, depositandosi facilmente sul fondo, non determina problemi né di torbidità né di colorazione, creando una condizione di tipo chimico, in prossimità del cumulo, compatibile con quanto previsto dalle normative in materia di tutela della vita della fauna acquatica. Ciò trova conferma anche nella attuale legislazione: il decreto legislativo 152/99, in allegato 2, sezione C, nell'indicare "i criteri generali e le metodologie per il rilevamento delle caratteristiche qualitative, per la classificazione ed il calcolo della conformità delle acque dolci superficiali idonee alla vita dei

peschi salmonicoli e ciprinicoli”, riporta in tabella 1/b i parametri da monitorare, senza includervi solfuri, solfiti o solfati.

Come illustrato diffusamente nello studio di impatto ambientale, le ceneri derivanti dalla combustione del carbone sono trasferite dalle tramogge dei filtri a manica ad appositi sili. Dai sili vengono scaricate pneumaticamente nelle chiatte e da queste alla nave storage.

La composizione chimica delle ceneri leggere da carbone, è prevalentemente silico-alluminosa, assimilabile a quella di una pozzolana naturale. Ad esse è paragonabile anche dal punto di vista microstrutturale, essendo costituita prevalentemente (per più del 70%) da particelle di natura amorfa o vetrosa prodotte dal brusco raffreddamento che ha impedito la riorganizzazione del reticolo cristallino all’interno dei granuli. Le ceneri da carbone sono classificate rifiuto non pericoloso anche in base alla loro non ecotossicità; durante il trasporto le ceneri non sono sottoposte neanche alla normativa ADR/RID per il trasporto su strada/ferrovia delle merci pericolose.

Pertanto, il rischio ambientale di uno sversamento diretto delle ceneri in acqua, anche in caso di incidente del mezzo di trasporto con rilascio del carico, può ritenersi fortemente limitato all’azione meccanica di deposito della sostanza sul fondale marino o fluviale.

Per quanto riguarda l’osservazione formulata dalla Provincia di Rovigo *“l’analisi è tranquillizzante. Pur tuttavia, anche se una serie di elementi tecnici lascia presumere un comportamento sostanzialmente inerte, non si valuta l’incidenza di un più o meno grande sversamento sulla flora e sulla fauna marine, né da questo è possibile prevedere conseguenze per l’attività di pesca. Sulla questione pesca, si evidenzia come sul territorio sia presente e già in difficoltà per altre ragioni un Consorzio di Cooperative di pescatori al quale aderiscono circa 1.500 addetti alla pesca”*, si conferma che l’impatto ambientale dovuto a un accidentale sversamento di carbone rimane circoscritto alla zona di affondamento per cui le conseguenze negative di un incidente di questo tipo sulla pesca possono ritenersi trascurabili.

Relativamente alle vie navigabili lungo il tratto finale del fiume Po, a valle delle chiuse di Volta Grimana, si precisa che il mantenimento del fondale minimo di navigazione (conservazione e manutenzione fondali) è garantito dall’ARNI (Azienda Regionale Navigazione Interna dell’Emilia Romagna), fino ed oltre la Centrale Enel di Porto Tolle. L’evidenziazione del tratto di circa 300-400 m (rispetto a circa 40 km di percorso complessivo) riportato nell’allegato 3.2.3.4./I allo studio di impatto ambientale *“Valutazione degli aspetti legati alla navigazione ed all’impatto ambientale della soluzione individuata per la logistica funzionale al progetto di conversione a carbone della Centrale Enel di Porto Tolle”*, si riferisce ad una situazione momentanea derivante dalle misurazioni condotte sui fondali al momento dell’approntamento dello studio medesimo e che evidenziava in quel punto un momentaneo stato di mancata manutenzione.

Di seguito si riportano comunque le conclusioni dello studio sopra richiamato:

“Alla luce delle analisi condotte, tra le direttrici esaminate che consentono la movimentazione via acqua e lo stoccaggio dei materiali solidi necessari al funzionamento della Centrale Enel di Porto Tolle o prodotti dal suo esercizio, le soluzioni che sembrano di più agevole realizzazione sono quelle che consentono di accedere all’impianto:

- *attraverso la laguna di Barbamarco;*
- *lungo il percorso Laguna La Vallona – Po di Levante – Conca di Volta Grimana – Basso corso del Po.*

La prima soluzione indicata ha l'indubbio vantaggio di permettere un collegamento in tempi brevi tra la centrale e la nave "storage" ancorata al largo, destinata ad accogliere sia le materie prime necessarie al funzionamento dell'impianto, sia i prodotti solidi della combustione. Per garantire la navigabilità delle vie d'acqua interessate sarebbe, tuttavia, necessario attuare alcuni interventi che richiedono, tra l'altro, di realizzare una nuova opera di presidio del collegamento esistente tra la Laguna di Barbamarco e la Busa di Tramontana e un sia pur modesto prolungamento verso mare dei moli foranei, che già attualmente presidiano la bocca sud della laguna stessa.

Non volendo incidere in alcun modo sull'ambiente con nuove opere, allo stato attuale si ritiene preferibile, come direttrice di collegamento tra la nave "storage" e la centrale, la seconda soluzione, che consente di raggiungere l'impianto termoelettrico seguendo un tracciato più lungo, ma che ha l'indubbio vantaggio di permettere l'esercizio della centrale senza eseguire alcuna nuova opera per garantire alle chiatte fluvio-marittime la navigabilità delle vie d'acqua percorse.

L'analisi dettagliata di tale soluzione per alcuni rilevanti aspetti idraulici, marittimi e della pianificazione e sviluppo del trasporto acqueo, porta a formulare le seguenti osservazioni:

- Il traffico necessario per sostenere l'esercizio a regime della centrale, di circa 6-7 chiatte fluvio-marittime al giorno, è pienamente compatibile con l'attuale trasporto fluviale lungo le vie d'acqua interessate dalla soluzione. Esso è anche ampiamente compatibile con le previsioni di sviluppo del trasporto acqueo lungo le direttrici Po di Levante – Conca di Volta Grimana, Conca di Volta Grimana – Canale di Valle – Porto di Chioggia, Conca di Volta Grimana – Canalbianco – Tartaro – Fissero. Interferenze di scarso rilievo sono ipotizzabili tra il traffico delle chiatte da e per la centrale e il traffico turistico, che interessa prevalentemente i fine settimana ed è assoggettato al preciso vincolo regolamentare di dare in ogni caso la precedenza alle manovre delle imbarcazioni ad uso commerciale.*
- Lo studio del moto ondoso in corrispondenza del paraggio di mare in cui staziona la nave "storage" indica il superamento delle altezze d'onda massime compatibili con la navigazione delle chiatte fluvio-marittime (1 m di altezza) per un periodo di tempo limitato (45 giorni all'anno), compatibile con le necessità dell'esercizio della centrale, che prevede un'agibilità della direttrice navigabile per almeno 300 giorni all'anno.*
- Nel trasferimento sottocosta del moto ondoso non si riscontrano effetti di amplificazione delle altezze d'onda. Il limite sopra indicato, pertanto, vale anche per l'agibilità della bocca di Porto Levante, e del canale lagunare che la collega al Po di Levante, che possono essere superati dalle chiatte in navigazione senza apprezzabili scostamenti dalla rotta prestabilita, anche nelle situazioni in cui il moto ondoso si sovrappone con i suoi effetti alle correnti di marea di maggiore intensità.*
- Il trasporto solido sostenuto dalle correnti costiere durante le mareggiate più intense non comporta processi di interrimento della bocca di Porto Levante tali da pregiudicare la navigazione. Le correnti di marea attraverso la bocca sono naturalmente in grado di mantenere fondali superiori a circa 4 m, sufficienti per la navigazione delle chiatte da e per la centrale. Tantomeno questi fenomeni sono da temere se si considera che i fondali della bocca e del canale lagunare, che ad essa si collega, sono mantenuti a 5 m con periodiche operazioni di dragaggio da parte del COVNI.*
- Gli stati idrometrici minimi e le velocità massime che si stabiliscono lungo il Po di Levante e il Basso corso del Po a valle di Volta Grimana garantiscono, in generale, la navigabilità a due vie lungo quasi tutta la direttrice di collegamento prescelta tra la nave "storage" e la centrale. Adottando per le chiatte una larghezza di 15 m, in*

attraversamento alla laguna La Vallona e lungo il Po di Levante si segnalano solo alcuni tratti, peraltro di lunghezza limitata, lungo i quali è opportuno predisporre adeguati controlli segnaletici e navigare ad una sola via. Alla migliore messa a punto di tali controlli potrà giovare la gradualità prevista per la riconversione dei quattro gruppi termici della centrale che, nei tempi iniziali, richiederà un traffico più ridotto, con un minor numero di chiatte in navigazione a servizio dell'impianto.

- *In un tratto del corso del Po subito a valle della Conca di Volta Grimana, per garantire la navigazione delle chiatte è necessario prevedere periodiche operazioni di dragaggio su di una lunghezza di alcune centinaia di m, allargando la naturale configurazione delle sezioni. Si tratta, tuttavia, di un intervento modesto, eseguibile con criteri compatibili con la tutela dell'ambiente fluviale e senza sostanzialmente alterare il regime del trasporto solido lungo il corso d'acqua. A tale fine è sufficiente che i materiali scavati non vengano asportati, ma siano ridepositati lateralmente al canale di magra in opportune piazze di accumulo, per essere poi rimaneggiati dalle maggiori portate fluenti e trasferiti verso valle.*

Emerge in definitiva dal complesso delle analisi condotte nello studio e dalle considerazioni qui sinteticamente riassunte, l'idoneità della soluzione proposta per collegare via acqua la centrale di Porto Tolle alla nave "storage" destinata a sostenerne la riconversione a carbone".

8) Piano di dismissione dell'impianto (4)

Un piano di massima di dismissione dell'impianto è riportato nel capitolo 3.3.5 dello studio di impatto ambientale a pagina 212. Il piano esecutivo, come di consueto, verrà prescritto dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio nell'ambito del procedimento autorizzativo. Pertanto esso verrà messo a punto e concordato con le competenti Autorità, 3 anni prima della cessazione dell'attività produttiva della centrale.

9) Rifiuti (4)

La problematica legata alla produzione di rifiuti è analizzata nel paragrafo 3.3.1.5 del SIA. In particolare l'allegato 3.3.1.5/I contiene il piano di gestione dei rifiuti da cantiere (rifiuti da scoibentazioni e rifiuti da demolizioni).

Le stime iniziali delle quantità di rifiuti producibili durante le attività di cantiere sono fatte al meglio delle conoscenze e sulla base dell'attuale sviluppo del progetto di trasformazione. Potranno dunque subire variazioni nel corso dell'affinamento del progetto esecutivo e della sua realizzazione. Inoltre differenti tecnologie costruttive e di prefabbricazione, di approvvigionamento e trasporto, possono modificare tipologie e quantità dei rifiuti prodotti dalle singole imprese.

L'approccio metodologico adottato per costruire alcune delle prime stime, riportate nel SIA, è stato il seguente:

- per le scoibentazioni, con spessori medi di 100 mm e densità del materiale impiegato pari a 150 kg/m^3 , è stato calcolato un peso di 15 kg per m^2 di superficie;
- la stima delle terre contenenti sostanze pericolose, da gestirsi come rifiuto, è stata elaborata con un approccio conservativo ipotizzando di asportare per uno spessore superficiale di circa 10 cm l'intera superficie di fondo dei bacini di contenimento dei serbatoi del parco nafta. Tale quantità potrà essere presumibilmente ridotta in modo

significativo in seguito al campionamento e alla caratterizzazione delle terre, con riferimento ai limiti di accettabilità della contaminazione del suolo di cui al decreto ministeriale 471/99.

L'allegato al SIA illustra inoltre le più significative modalità operative nella gestione dei rifiuti (responsabilità dei soggetti operanti in cantiere, deposito temporaneo, recupero di materia e smaltimento dei rifiuti a discarica).

In conclusione si evidenzia che nello Studio di Impatto Ambientale vengono fornite informazioni tali da permettere una valutazione dell'impatto sull'ambiente del progetto proposto. Tali informazioni quindi possono, in alcuni casi, rivestire carattere generale, qual è ad esempio il caso dei rifiuti. In merito a tale fattispecie sono state infatti fornite informazioni solo in termini qualitativi e quantitativi. In merito invece al destino finale, tenuto conto della necessità di attivare i necessari contratti per lo smaltimento sia con i siti sia con i trasportatori, non si è ritenuto di fornire, allo stato attuale di sviluppo del progetto, informazioni relative al piano di smaltimento.

E' comunque evidente che nel corso della realizzazione del progetto sarà cura, e necessità, dell'Enel predisporre un dettagliato piano di smaltimento dei rifiuti.

10) Legge istitutiva del Parco del Delta del Po (1, 2, 4)

In relazione all'osservazione formulata dalla Provincia di Rovigo: *"La L.R. 36/97 che istituisce il parco del delta del Po all'art. 30 riporta: " Gli impianti di produzione di energia elettrica dovranno essere alimentati a gas metano o da altre fonti alternative di pari o minore impatto ambientale". I proponenti affermano che avendo il progetto di conversione ad orimulsion superato questo "scoglio" in sede di VIA ed essendo la soluzione a carbone meno impattante di quella ad orimulsion, la L.R. è rispettata. Per poter sostenere tale posizione sarebbe necessario che venisse almeno fatto un confronto tra gli impatti generati da un funzionamento della centrale a gas, ad orimulsion e a carbone"*, si evidenzia quanto segue.

L'articolo 30 della legge regionale del Veneto 8 settembre 1997, n. 36, istitutiva del Parco del Delta del Po, recita testualmente che, *"nell'ambito dell'intero territorio dei comuni interessati dal Parco del Delta del Po", "gli impianti di produzione di energia elettrica dovranno essere alimentati a gas, metano o da altre fonti alternative di pari o minore impatto ambientale"*. Nel promulgare la norma il legislatore non poteva non considerare la presenza della Centrale *"Polesine Camerini"* di Porto Tolle (4 gruppi da 660 MW ciascuno, per complessivi 2.640 MW elettrici di potenza installata).

Si rende necessario definire con chiarezza il termine del confronto ovvero stabilire le caratteristiche dell'impianto preso a riferimento ipotizzando una alimentazione a gas naturale. In tal senso occorre precisare che la centrale esistente, non è nelle condizioni di essere esercitata tal quale utilizzando gas naturale, a causa dei modesti rendimenti d'impianto che, associati agli elevatissimi costi di acquisto del combustibile gassoso, né impedirebbero automaticamente l'esercizio commerciale. Ai fini del confronto si renderebbe dunque necessario ipotizzare la costruzione di una nuova centrale in ciclo combinato di idonea potenza (unica nel suo genere per dimensioni), con evidenti problematiche, anche di natura ambientale. Le dimensioni delle unità termoelettriche di Porto Tolle (sezioni da 660 MWe ciascuna) rendono infatti difficilmente realizzabile la trasformazione in ciclo combinato della centrale esistente. A dimostrazione di ciò si precisa che le trasformazioni in ciclo combinato, che tutte le società di generazione hanno in programma o stanno realizzando, interessano tutte unità di taglia compresa tra 160 e 320 MWe.

Sarebbe dunque necessario realizzare ex novo un nuovo impianto a ciclo combinato di idonea taglia da localizzare in un'area adiacente alla centrale esistente, comunque nel sito di proprietà di Enel Produzione, con evidente spreco di risorse e ingenti costi di realizzazione. Per quanto riguarda invece la centrale esistente si renderebbe necessario decidere la sua semplice dismissione o, più impegnativamente, il completo smantellamento dei manufatti. Nel primo caso rimarrebbe l'ingombro volumetrico dei manufatti obsoleti (caldaia, sala macchine, ciminiera, etc.), nel contesto del Parco del Delta del Po; nel secondo caso bisognerebbe affrontare il problema dello smaltimento dei rifiuti prodotti dalle attività di smantellamento della centrale.

Tutto ciò premesso, Enel già nel precedente progetto di trasformazione ad orimulsion ha effettuato valutazioni modellistiche di ricaduta al suolo degli inquinanti aerodispersi nel caso di funzionamento a orimulsion e nell'ipotetico caso di realizzazione di una nuova centrale a ciclo combinato, alimentata a gas naturale, per una analoga potenza installata. I limiti alle emissioni per i macroinquinanti nel precedente progetto, erano superiori per la SO₂ rispetto a quello adesso proposto per l'alimentazione a carbone (300 mg/Nm³ a orimulsion contro 200 mg/Nm³ a carbone) e uguali per gli NO_x e le polveri: 100 mg/Nm³ e 30 mg/Nm³. Questo studio è stato trasmesso anche alla Regione Veneto come allegato C.1.1.1 alle integrazioni del precedente studio di impatto ambientale, con nota del 23 settembre 2002. Il confronto tra il progetto di adeguamento ambientale con alimentazione ad orimulsion e l'ipotesi di realizzazione di una centrale a ciclo combinato ha mostrato, in considerazione del maggior numero e della minore altezza delle ciminiere di quest'ultima, un aumento, nel funzionamento a gas naturale, delle ricadute al suolo (immissioni) degli NO_x.

Pur risultando evidente, per quanto riguarda SO₂, polveri e microinquinanti, che il contributo alle immissioni sarebbe azzerato nel caso di centrale a ciclo combinato alimentata a gas naturale, è importante comunque sottolineare i risultati, del tutto rassicuranti, delle valutazioni riportate nel capitolo 4 del SIA sulle deposizioni al suolo di macro e microinquinanti. Per i microinquinanti, sono stati infatti determinati i tempi di accumulo necessari, affinché per effetto delle deposizioni le concentrazioni nel terreno raggiungano un valore equivalente a quello già presente. I valori di fondo sono stati determinati nello studio CESI, *"Indagine sulla presenza di microinquinanti nel suolo superficiale intorno al sito termoelettrico di Porto Tolle"*, riportato come Allegato 4.2.1.4/II al SIA.

Per ogni microinquinante sono state poi effettuate le stime delle ricadute al suolo, secondo la modellazione previsiva effettuata nello Studio di Impatto Ambientale, valutando anche la possibilità di accumulo nelle matrici ambientali.

Per quanto riguarda il rischio di accumulo al suolo, assumendo che le deposizioni coinvolgano lo strato superficiale arabile del terreno (per circa 40 cm di spessore) e formulando l'ipotesi del tutto cautelativa (anche se non realistica) che gli effetti dei vari meccanismi naturali di trasformazione, dispersione e rimozione dell'inquinante a terra siano assolutamente nulli, occorreranno tempi variabili fra centinaia e migliaia di anni prima che le deposizioni di microinquinanti organici ed inorganici emessi dall'impianto nel futuro assetto raggiungano un valore equivalente a quello già presente nel suolo. Questi periodi di tempo risultano infinitamente grandi in rapporto alla vita media della centrale termoelettrica. Su queste basi, si può pertanto concludere che il contributo delle emissioni della centrale nel futuro assetto alla concentrazione dei microinquinanti al suolo è del tutto trascurabile.

A risultati analogamente confortanti, si perviene stimando l'accumulo al suolo dei macroinquinanti nelle zone di massima ricaduta, in particolare per l'SO₂ risulta una deposizione di circa 1 g/m² per anno, secondo i dati di letteratura tale valore è inferiore all'apporto medio da aria a terreno (1-100 kg per ettaro per anno). Per quanto riguarda la deposizione al suolo di azoto, derivante dalle emissioni di NO_x della centrale nell'assetto

futuro, viene stimato un valore di 0,01 g/m² per anno, quantità decisamente inferiore all'apporto medio da aria a terreno (5 - 60 kg per ettaro per anno).

In entrambi i casi (zolfo e azoto) l'apporto delle emissioni dalla centrale è inferiore al quantitativo normalmente aggiunto ai terreni agricoli con l'uso dei fertilizzanti (alcune decine di chilogrammi per ettaro). La deposizione al suolo del particolato viene stimata in 2,4 g/m² per anno.

In base ai risultati sopra esposti, il confronto generale fra le stime delle ricadute degli inquinanti in termini di qualità dell'aria nel caso di alimentazione a carbone, rispetto a quelle nel caso di alimentazione a gas naturale, mostra che le concentrazioni sono comunque così basse in rapporto ai vigenti limiti di qualità dell'aria e/o agli indici di riferimento dell'EPA e dell'OMS per la valutazione del rischio cancerogeno, da rendere indifferente o praticamente equivalente il tipo di alimentazione.

Non è dunque automaticamente detto che gli "impatti" siano tutti a favore della soluzione con alimentazione a gas (come già detto lo sarà certamente in termini di concentrazioni al camino di SO₂ e polveri ma non lo sarà per le concentrazioni di NO_x; sarà praticamente influente l'impatto in termini di ricaduta al suolo per tutti gli inquinanti; non lo sarà se si pensa, ad ulteriore esempio, agli impatti sul territorio derivanti dalla necessità di realizzare un nuovo gasdotto di alimentazione della centrale, attraverso un territorio particolarmente delicato e sensibile come quello del Delta del Po).

Si sottolinea infatti, che il trasporto del metano fino a Porto Tolle, alla pressione necessaria per alimentare le turbine a gas di una ipotetica centrale a ciclo combinato, 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 non è ricompresa nei confini del parco regionale del Delta del Po ma 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. Nel caso di mantenimento della potenza installata, il gasdotto, sulla base di uno studio preliminare effettuato da SNAM, dovrebbe attestarsi in località Tresigallo, per complessivi 55 km di tracciato, con un tubo da 24 – 28 pollici in grado di fornire 500.000 m³/ora di gas naturale.

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.

L'alimentazione a carbone avviene invece per via marino-fluviale e non comporta significativi impatti derivanti da costruzioni di impianti o manufatti, se non la modifica della darsena interna di centrale.

Il sistema di approvvigionamento del carbone, dei reagenti (calcare e urea) e di trasporto dei sottoprodotti (gessi e ceneri), mediante l'esclusivo utilizzo del sistema idroviario, descritto nell'Allegato 3.2.3.4.I al SIA "Valutazione degli aspetti legati alla navigazione ed all'impatto ambientale della soluzione individuata per la logistica funzionale al progetto di conversione a carbone della Centrale Enel di Porto Tolle", è coerente con gli obiettivi definiti dal Piano Nazionale dei Trasporti che prevede l'incremento dei sistemi di trasporto alternativi alla gomma, anche ai fini della riduzione delle emissioni nocive derivanti dal trasporto stradale. Lo

sviluppo della navigazione interna, lungo le idrovie padane, costituisce quindi un obiettivo prioritario di tutela dell'ambiente.

Le caratteristiche dei prodotti da trasportare da e per la centrale (carbone, calcare, urea, ceneri e gessi), secondo lo Studio di Fattibilità del Sistema Idroviario del Ministero delle Infrastrutture del giugno 1999, sono pienamente coerenti con l'attuale composizione del traffico fluviale costituito da fertilizzanti, granaglie, Gpl, sfarinati, cemento, "coils", prodotti chimici e prodotti petroliferi.

Si sottolinea che nel sistema idroviario le modalità di trasporto e la qualità dei prodotti trasportati non sono sottoposti a limitazioni o divieti particolari, se non quelli imposti dai limiti tecnico – fisici delle infrastrutture dell'idrovia (in particolare profondità e larghezza dei canali e delle conche) e dei canali di accesso alla laguna.

Complessivamente, si può dunque sostenere che l'impatto della soluzione prescelta non sia certamente peggiore rispetto all'ipotesi di una centrale a metano. Gli studi e le modellazioni hanno dimostrato che la ricaduta al suolo degli inquinanti sarà estremamente ridotta ed ampiamente al disotto dei valori di riferimento per la qualità dell'aria. Tale condizione porta alla conclusione (sul comparto meno favorevole alla soluzione presentata da Enel Produzione rispetto ad una ipotetica alimentazione a gas naturale) che se i termini di confronto non siano le concentrazioni delle emissioni al camino degli inquinanti ma, più giustamente, le concentrazioni al suolo degli stessi, allora l'alimentazione a carbone della centrale sottende i richiesti requisiti di sostenibilità ambientale e può favorevolmente sostenere il confronto con l'alternativa del metano.

In definitiva, i vantaggi della scelta del carbone si possono così riassumere:

- Possibilità di utilizzare gli "asset" dell'esistente centrale, rispettando ampiamente i limiti alle emissioni e ottimizzando gli attuali presidi ambientali di impianto (in particolare sul ciclo delle acque).
- Minori emissioni in atmosfera di NOx e sostanziale trascurabilità delle ricadute al suolo degli inquinanti in rapporto ai valori fissati dalle normative.
- Nessun impatto relativo alla costruzione di opere per l'alimentazione dell'impianto ad esempio un metanodotto da realizzare in zone parco, SIC e ZPS (fra l'altro vietato dalla vigente norma che non vi consente la realizzazione di nuove condotte per il trasporto di materiali fluidi e/o gassosi).
- Possibilità di utilizzare al meglio il sistema idroviario del fiume Po.
- Diversificazione delle fonti energetiche.
- Mantenimento dell'attuale organico di centrale.
- Mantenimento dell'attuale nodo della rete elettrica nazionale.
- Possibilità del completo riutilizzo del gesso prodotto dal processo di desolforazione dei fumi, con evidenti benefici di carattere economico per l'indotto che si verrà a creare, oltre al più complessivo bilancio ambientale in uno scenario che richiederebbe lo scavo del materiale naturale.

11) Zone SIC e ZPS (4)

In relazione all'osservazione formulata dalla Provincia di Rovigo: *"mancano i riferimenti alla Direttiva Habitat e alla Direttiva Uccelli (SIC e ZPS) che comprendono buona parte del territorio del Delta del Po"*, si rimanda alla *"relazione di valutazione di incidenza"* trasmessa alla Regione Veneto con nota del 5 ottobre 2005.

12) Rumore esterno (4)

In relazione all'osservazione formulata dalla Provincia di Rovigo: *"le previsioni di impatto acustico non considerano il contributo fornito dalla logistica sia via terra che via acqua. A pag. 34 si cita il traffico da automezzi pesanti, pur tuttavia non si ritrova un modello di calcolo che ne tenga conto. Tale osservazione deve ritenersi riferita sia ai 40 trasporti/giorno di biomasse, che ai molto più numerosi trasporti con chiatte (1600 trasporti con chiatte carbone/anno, 60 trasporti con chiatte calcare/anno, oltre alle 100 chiatte di gesso e alle 180 chiatte di ceneri)"*, si fa presente che nel paragrafo 4.2.6 del SIA, le valutazioni sono state effettuate anche in relazione al traffico di automezzi pesanti in fase di esercizio.

Il traffico di mezzi pesanti da e per il sito riguarderà essenzialmente l'approvvigionamento di biomasse vegetali (circa 40 trasporti al giorno per 300 giorni all'anno) e la gestione di fanghi e sali. Quest'ultima componente può ritenersi assolutamente trascurabile, essendo pari, mediamente, ad un trasporto ogni 2,5 giorni.

Il livello equivalente di rumore stimato costituisce una media energetica di tutti gli eventi sonori intervenuti durante il periodo di misura; esso quindi comprende sia la rumorosità proveniente dall'impianto, che tutti gli altri fenomeni acustici, anche assolutamente estranei al funzionamento della centrale quali il transito di auto, camion, mezzi agricoli e sorvoli aerei. Pertanto, a motivo della stazionarietà dell'emissione acustica degli impianti termoelettrici, durante il loro normale funzionamento, il parametro che meglio descrive il rumore prodotto dalla centrale è il percentile L95, ossia il livello di rumore superato per il 95 % del tempo di misura. Quindi il confronto tra il livello di rumore calcolato dal modello e il livello misurato viene sempre effettuato con riferimento a detti valori di LA95.

L'aumento di traffico veicolare dovuto all'esercizio dei nuovi impianti è stato stimato, come detto, in circa 40 veicoli pesanti/giorno. Nel calcolo, effettuato mediante l'algoritmo RLS 90 implementato nel modello SoundPlan, sono state introdotte, come linee di emissione stradale, i percorsi di ingresso/uscita dall'impianto effettivamente previsti. Il rumore prodotto dalle chiatte, è stato trascurato nella modellazione dato il ridotto flusso giornaliero di imbarcazioni previsto a progetto e la trascurabile intensità sonora di disturbo degli spintori che verranno, anche in tal senso, appositamente progettati.

13) Radiazioni ionizzanti (4)

In merito all'osservazione avanzata dalla Provincia di Rovigo: *"l'argomento si conclude affermando che l'impatto radiologico della nuova centrale a carbone sarà trascurabile. Tuttavia a causa del tempo di dimezzamento, la vita radioattiva del potassio-40, dell'uranio e del torio è pressoché infinita rispetto al tempo di vita medio dell'uomo e l'accumulo di questi elementi, specie nella biosfera è direttamente proporzionale al tempo di utilizzo della combustione del carbone. La tabella 4.2.9.1/III non specifica se i dati si riferiscono a 500 m, 5 km o 10 km"*, si conferma che la dose individuale riportata nella tabella si riferisce ad una distanza di 500 m dall'impianto mentre la dose collettiva, che esprime il prodotto fra la dose individuale e il numero di persone coinvolte e che viene usata per esprimere un detrimento non altrimenti esplicitabile a così basse dosi, si riferisce alle persone residenti nel raggio in cui la dose risulta ancora stimabile (inferiore a 5 km).

Si ribadisce, comunque, che un recente studio condotto dalle Agenzie nazionali e regionali per la protezione dell'ambiente di Veneto, Toscana e Liguria finalizzato specificatamente a quantificare la pressione sull'ambiente dell'uso del carbone, ha dimostrato che l'impatto radiologico è in sostanza insignificante, se non addirittura indistinguibile dal fondo naturale di esposizione. Infatti, i dati riguardanti il contenuto di radioisotopi presenti nelle ceneri prodotte hanno mostrato contenuti di radioattività di insignificante impatto radiologico poiché le particelle di materiale radioattivo sono normalmente presenti nel carbone e non si creano nel processo di combustione, è ovvio che il pericolo di esposizione dovuta al particolato presente nei fumi è ancor meno rilevante di quello del carbone allo stato naturale.

Tale studio dal titolo *"Radiological impact of coal-fired power stations in Italy"* è stato trasmesso alla Regione Veneto con fax del 10 ottobre 2005.

Inoltre, si ricorda che le tecnologie che saranno adottate per l'abbattimento delle polveri e delle ceneri prodotte durante la combustione avranno un'efficacia pressoché totale, pari al 99,9%.

14) Salute (4)

In merito all'osservazione avanzata dalla Provincia di Rovigo, si evidenzia che lo studio del prof. Valenti, nel presentare un quadro epidemiologico dell'area, prende in considerazione i dati ISTAT per i comuni della Provincia di Rovigo disponibili. Dal momento che i dati effettivamente si fermano al 1994, al fine di avere un panorama più completo sulla situazione sanitaria, prende in considerazione anche i risultati conseguiti dalle indagini epidemiologiche precedenti condotte nel territorio di Porto Tolle tra il 1980 e il 1990, prima e durante la fase di esercizio ad olio combustibile dell'impianto esistente.

15) Misure di mitigazione (4)

In merito all'osservazione avanzata dalla Provincia di Rovigo: *"si ritiene che le soluzioni proposte siano semplici integrazioni o compensazioni rispetto a quelle già esistenti per la situazione attuale. Gli elaborati non denotano sufficiente attenzione all'argomento"*, si sottolinea che gli interventi proposti tengono conto del stato dei luoghi così come si presentano per una fruizione naturalistica da parte della comunità.

Inoltre gli interventi di valorizzazione delle aree denominate *"Bosco Sud e Valle Lustraura"*, tramite la realizzazione e il miglioramento di percorsi tematici naturalistici e la realizzazione di aree a verde attrezzato, definiscono una vasta area *"protetta"* denominata Albanella.

Nulla osta che in futuro, nell'ipotesi che possano emergere necessità per una migliore fruizione dell'area, si propongano ulteriori interventi.

16) Paesaggio (1, 4)

In merito all'osservazione avanzata dalla Provincia di Rovigo: *"viene adeguatamente valutata la caratterizzazione paesaggistica del Delta del Po, gli aspetti storici e l'analisi evolutiva del paesaggio. Emerge chiaramente come la realtà della centrale, nel contesto paesaggistico analizzato, si configuri come elemento estraneo al contesto prevalentemente naturale e agricolo circostante. Dall'analisi comunque si evince che la trasformazione proposta non comporta una modifica significativa agli impatti in quanto gli interventi sono interni al perimetro attuale, simili nelle strutture ingegneristiche precedenti, ormai degradati dal tempo. Viene applicato alla centrale il concetto di "assuefazione da un impatto", si evidenzia quanto segue.*

Per quanto concerne il Delta del Po, se si concorda nel ritenerlo un sistema naturalistico di grande interesse e importanza dal punto di vista degli ecosistemi, non altrettanto può essere sostenuto dal punto di vista storico, dal momento che il sito in cui è collocata la centrale non riveste caratteri di rilevanza storica, in quanto sono tratti di terra emersi negli ultimi secoli, anche grazie all'opera di bonifica umana. Le modifiche proposte insistono tutte internamente al perimetro attuale della centrale esistente. Inoltre, dal punto di vista sociale, queste aree nell'ultimo secolo sono state caratterizzate da grande povertà, con conseguente assenza di elementi significativi dal punto di vista architettonico.

Per quanto attinente all'osservazione *"nell'analisi dei punti di vista prescelti nell'analisi paesaggistica si è incentrata l'attenzione sul profilo, sullo sky-line delineato dalle strutture industriali della centrale, senza peraltro prendere in considerazione l'impatto visivo del sistema nave carboniera-chiatte ormeggiate al largo, rispetto all'area di Porto Levante, Albarella e*

Rosolina Mare. Come influenzano il paesaggio e le movimentazioni pressoché giornaliere da e per la nave e le relative operazioni di travaso?", si specifica che le operazioni di scarico e allibbo tra nave carboniera oceanica e nave storage e, da questa, alle chiatte avvengono al largo (circa 4 miglia) e le movimentazioni giornaliere di quest'ultime (viste le caratteristiche costruttive) da e per la nave (6 – 7 al giorno) risultano ininfluenti rispetto al paesaggio.

Il progetto proposto è innanzitutto coerente con le previsioni urbanistiche della pianificazione provinciale e ha una sua giustificazione in quanto effettua modifiche migliorative di un impianto esistente volte ad aumentarne l'efficienza, diminuendone gli impatti su alcune componenti ambientali.

Completamente diverso sarebbe il discorso se si trattasse della realizzazione ex novo di una centrale termoelettrica.

Infine, riguardo l'osservazione *"gli impatti visivi delle strutture derivanti dalla trasformazione impiantistica a carbone accentuano il contrasto con il paesaggio lineare e pianeggiante a prevalente sviluppo orizzontale. Gli aumenti in volume impattante sono relativi essenzialmente alle maggiori dimensioni (in altezza) delle costruzioni dedicate ai 4 gruppi caldaia, ai dome dello stoccaggio carbone e alle strutture dedicate al trasporto dei materiali (nastri chiusi)"*, si evidenzia che per quanto riguarda le mitigazioni dell'impatto visivo, più che proporre mascheramenti dell'opera, forse poco efficaci, si preferirebbe affidare ad una accurata progettazione delle masse tecnologiche il miglioramento dell'inserimento paesaggistico, rispetto alla situazione attuale.