

Centrale termoelettrica di Porto Tolle

Conversione a carbone dell'impianto

Con riferimento alle richieste di chiarimento emerse in sede di incontro presso il Ministero Ambiente – Commissione VIA il 10 novembre u.s., relativamente alle ultime integrazioni al SIA trasmesse da Enel (lettere Enel rispettivamente del 08 settembre 2006 N. Rif. EP/P2006003294 e del 29 settembre 2006 N. Rif. EP/P2006003548), si riporta quanto segue:

1. In seguito al potenziamento del sistema di osmosi inversa conseguente alla demolizione di tutti i serbatoi OCD ed in particolare anche di quello adibito a stoccaggio di acqua industriale, si chiede in che misura questo potenziamento influenzi gli scarichi a mare.

La necessità di contenere al valore minimo possibile l'aumento di volumetria connesso con la trasformazione a carbone ha spinto l'Enel a ricercare ogni possibile soluzione. Questo ha tra l'altro comportato l'eliminazione dei rimanenti 3 serbatoi da 100.000 m³ originariamente adibiti a stoccaggio di olio combustibile denso (OCD), oltre a quelli già previsti come demolizione in sede di SIA. Uno di questi serbatoi era dedicato allo stoccaggio di acqua industriale. Tale stoccaggio era teso a far fronte alle situazioni di alta salinità che si riscontrano in certi periodi dell'anno. Questa eliminazione ha reso quindi necessario dimensionare l'impianto di produzione di acqua industriale (osmosi inversa) per la punta di salinità, tra l'altro con un consistente aggravio economico e operativo.

Per quanto riguarda le salamoie scaricate e il possibile conseguente aumento di salinità, considerando che tali salamoie si mescolano con l'acqua di raffreddamento che ha una portata di gran lunga maggiore - circa 80 m³/s contro 800.000 m³/anno medi (corrispondenti mediamente a 0,032 m³/s) di salamoie scaricate - si ha:

Condizioni normali:

Acqua con salinità in ingresso di 500 ppm – salinità allo scarico 500,2 ppm ($\Delta = 0,04\%$);

Condizioni di cuneo salino:

Acqua con salinità in ingresso di 10.000 ppm – salinità allo scarico 10.017 ppm ($\Delta = 0,17\%$);

2. [Precisazione in merito alle modalità di messa dimora del verde nella zona dell'Oasi Albanella adiacente alla Centrale.](#)

Gli interventi di messa a verde delle aree già interessate dai serbatoi di stoccaggio dei combustibili liquidi saranno opportunamente ricollegate con l'area a verde dell'Oasi Albanella, secondo un progetto di dettaglio che verrà predisposto nella fase di attuazione delle prescrizioni post decreto

VIA.

3. Studio della polverosità diffusa ambientale indotta dalle operazioni di movimentazione del carbone presso la darsena di Centrale. Utilizzo di dati più realistici e migliorativi di quelli usati per il modello provenienti da scaricatori di tipo continuo.

La simulazione modellistica con la quale è stata studiata la polverosità diffusa ambientale indotta dalle operazioni di scarico del carbone presso la darsena di Porto Tolle ha fatto riferimento all'unica fonte bibliografica disponibile, che si basa su movimentazioni di solidi tramite macchinario tradizionale (scaricatori a benna non ambientalizzati):

- US-EPA, 2003 S-EPA, 2003. AP-42, Fifth Edition. "Compilation of Air Pollutant Emission Factor". <http://www.epa.gov/ttn/chief/ap42/index.html> (*);

Anche in queste condizioni certamente più conservative rispetto a quello che si prevede di realizzare a Porto Tolle (scaricatori continui per chiatte e nastri chiusi in lieve depressione) i valori risultanti dal modello sono ampiamente inferiori ai limiti del D.M. 2 aprile 2002 n. 60, infatti abbiamo:

Centrale di Porto Tolle 3 Gruppi		
	Valore risultante dal modello secondo i riferimenti da fonti bibliografiche (*)	Limite da D.M. 2/4/2002 n. 60 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)
Concentrazione media annuale di polveri in atmosfera ($\mu\text{g}/\text{m}^3$) (valore massimo)	5,3	40
Concentrazione giornaliera superata per 35 giorni/anno (corrispondente al 90,4 percentile giornaliero) ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	18	50

Anche il confronto delle deposizioni al suolo totali annue è ampiamente favorevole pur se confrontato con i più stringenti limiti in uso in recenti realizzazione italiane (Porto di Savona) validi al limite del confine con la zona urbanizzata che mostrano per la Classe di Qualità I^A, un limite inferiore a $10 \text{ g}/100\text{m}^2/\text{giorno}$, corrispondente a **36,5** ($\text{g}/\text{m}^2/\text{anno}$) contro un valore calcolato di **19,1** $\text{g}/\text{m}^2/\text{anno}$.

Nella situazione prevista a Porto Tolle dove si utilizzeranno tecnologie di scarico di tipo avanzato, che per quanto riportato nel documento EU, 2006 "IPPC Reference Document on Best Available Techniques on Emissions from Storage" sono indicate con emissioni di polveri modeste o nulle, in mancanza di dati sperimentali attendibili, si è proceduto con un'analisi di sensibilità ipotizzando sorgenti di emissione pari ad 1/3 di quelle precedenti. I risultati di questa analisi sono sintetizzati

nella tabella seguente.

Centrale di Porto Tolle 3 Gruppi		
	Valore derivante dal nuovo calcolo del modello considerando l'abbattimento ad 1/3 delle sorgenti rispetto alle fonti bibliografiche (*)	Limite da D.M. 2/4/2002 n. 60 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)
Concentrazione media annuale di polveri in atmosfera ($\mu\text{g}/\text{m}^3$) (valore massimo)	1,7	40
Concentrazione giornaliera superata per 35 giorni/anno (corrispondente al 90,4 percentile giornaliero) ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	5,9	50

Le deposizioni al suolo risultano pari a **6,3** $\text{g}/\text{m}^2/\text{anno}$, da confrontare con quanto prima visto di **36,5** $\text{g}/\text{m}^2/\text{anno}$.

4. [Precisare meglio la coerenza del SIA con il Piano Regionale della Qualità dell'Aria.](#)

Per quanto attiene alla coerenza programmatica del SIA al Piano Regionale della Qualità dell'Aria, ci aspettiamo semplicemente un suo aggiornamento congruente con la favorevole pronuncia della Regione Veneto (3 gruppi a carbone; emissioni 100, 100 e 15 mg/Nm^3 rispettivamente per SO_2 , NO_x e polveri; dismissione dell'impianto al 2030).

5. [Precisazioni sulla gestione della Rete Qualità Aria.](#)

Enel si impegna a rivedere la rete di monitoraggio della qualità dell'aria coerentemente con quanto già effettuato per l'analogo progetto di conversione a carbone presso la centrale di Torrealvaliga Nord (in particolare misura delle polveri fini e ultrafini), con la disponibilità a cedere la rete medesima all'ARPA Veneto, mantenendo gli oneri di gestione.

6. [Precisazioni sul numero di avviamenti previsti all'anno per il nuovo impianto \(perché 100\).](#)

L'ipotesi di 33 avviamenti annui x gruppo (circa 100 per i 3 gruppi) è fortemente cautelativa. La media di Brindisi Sud (costituita da 4 gruppi a carbone della stessa taglia di Porto Tolle) è inferiore a 19 avviamenti anno/gruppo. Inoltre si fa osservare che trattasi spesso di avviamenti da caldo e quindi di breve durata.

7. [Perché non è stato pensato ad un utilizzo di gas naturale ipotizzando un collegamento con il gasdotto connesso con il rigassificatore Edison al largo di Porto Viro.](#)

Innanzitutto si fa presente che Enel ha già realizzato 14 unità a ciclo combinato, e che oggi in Italia la produzione di energia elettrica è per il 50% derivante dal gas naturale. Si ritiene quindi strategico aumentare la produzione da carbone oggi al 15% circa della produzione di Energia Elettrica in Italia.

Inoltre, l'ipotesi di alimentazione a gas attraverso la fornitura di metano da parte ENI prevede di effettuare un gasdotto lungo circa 55 km, nel Delta con inevitabile rilevante impatto ambientale nel territorio.

L'ipotesi di alimentazione da parte di un altro soggetto oggi non in grado di fornire il metano non è ragionevole, anche in considerazione del fatto che questo è un concorrente e che Enel non avrebbe alcun mezzo per controllare l'arrivo e la fornitura del combustibile nei tempi richiesti e quindi l'eventuale investimento sarebbe a rischio, oltre che contrario alla strategia di cui sopra.

8. Perché non è stato pensato all'utilizzo di ATZ previa installazione dei desolforatori?.

Il prezzo dell'ATZ anche se più basso di quello dell'olio STZ attualmente usato, è comunque sempre alto e tale da porre i costi di produzione fuori mercato. L'ulteriore costo per l'installazione dei DeSOx peggiorerebbe ulteriormente il bilancio economico rendendolo improponibile.

9. Perché il carbone proprio a Porto Tolle?.

Alle considerazioni già presentate con il SIA ed a quelle fornite con le successive integrazioni si aggiunge quanto segue.

La logistica del carbone impone la movimentazioni di materiali solidi per molti milioni di tonnellate, tra cui principalmente il carbone che viene importato via nave.

Poiché Enel è vincolata ad utilizzare esclusivamente i siti esistenti è chiaro che può prendere in considerazione per le sue trasformazioni solo le centrali ad olio situate sul mare. Si ricorda in proposito che anche per la centrale di Rossano Calabro è stato presentato il relativo SIA per la conversione a carbone nell'Aprile 2005 e quindi Porto Tolle è una scelta obbligata.

10. Tabella volumi con le variazioni conseguenti a 3 gruppi anziché 4.

A seguito della riduzione da 4 a 3 gruppi e degli ulteriori sforzi per la riduzione dei volumi, la volumetria del nuovo impianto risulta pressochè identica a quella dell'esistente, nonostante la installazione dei desolforatori e degli stoccaggi coperti del carbone.

Conversione a carbone della Centrale di Porto Tolle

	4 Gruppi (Progetto SIA)	3 Gruppi (Nuovo Progetto)
Situazione attuale	VOLUMI [m³]	Δ VOLUMI [m³]
Intero Impianto	2.450.000	

Demolizioni	VOLUMI [m³]	Δ VOLUMI [m³]
n° 4 Caldaie e Ljungstroem	-640.000	
Condotti aria, condotti fumo, ventilatori	-49.000	
Precipitatori elettrostatici	-130.000	
n° 2 Serb. da 50.000 m ³ (Parco Nord)	-100.000	-100.000 [1]
n° 4 Serb. da 100.000 m ³ (Parco Sud)	-400.000	-200.000 [2]
Bacini di contenimento serbatoi	-100.000	-30.000 [3]
Stazioni scarica autobotti olio combustibile	-15.000	
Vasche di accumulo fanghi e ceneri da nafta	- - -	
Darsena esistente	- - -	
Totale	-1.434.000	-330.000

Nuove costruzioni	VOLUMI [m³]	Δ VOLUMI [m³]
n°4 Caldaie complete di bunker, DeNOx e Ljungstroem	1.000.000	-250.000 [4]
n° 4 Filtri a manica, condotti fumo caldaia	160.000	-40.000 [4]
Condotti fumo principali	35.000	-8.750 [4]
n° 4 DeSOx + riscaldatori fumi	150.000	-37.500 [4]
n° 4 Sili di stoccaggio ceneri	48.000	-12.000 [4]
Nuovi pipe rack tubazioni	15.000	
Nastri trasporto carbone, gesso, calcare	60.000	
n° 2 Capannoni circolari per stoccaggio carbone	620.000	
Capannone stoccaggio e impianto trattamento gesso	85.000	
Sili stoccaggio e impianto trattamento calcare	40.000	
Torri carbone	30.000	
Impianto trattamento acque (cristallizzatore/ evaporatore) + H ₂ O Industriale	20.000	
Impianto stoccaggio, dissoluzione urea e produzione NH ₃	5.000	
Banchina attracco chiatte + pontile	-----	
Parco cippato	-----	
Edificio ausiliari biomasse	12.000	13.000 [5]
Serbatoio olio combustibile per avviamento		4.000 [6]
Magazzino materiali pesanti		8.000 [7]
Ampliamento Osmosi inversa		4.000 [8]
Totali	+ 2.280.000	-319.250

Differenza tra nuove costruzioni e demolizioni	+ 846.000	+ 196.750
--	------------------	------------------

Possibile riduzione della sala macchine		-200.000
---	--	----------

Nuova differenza tra nuove costruzioni e demolizioni		-3.250
--	--	---------------

[1] Demolizione di n° 1 ulteriore serbatoio da 100.000 m³ al Parco Nord

[2] Demolizione di n° 2 ulteriori serbatoi da 100.000 m³ ciascuno al Parco Sud

[3] Ulteriore demolizione bacini contenimento serbatoi

[4] Riduzione per passaggio da 4 gruppi a 3 gruppi termoelettrici

[5] Revisione stazione ricevimento biomasse ed edificio macinazione

[6] Necessari per consentire la demolizione di tutti i serbatoi del parco Nord e Sud

[7] Revisione magazzino materiali pesanti

[8] Necessario per demolizione serbatoio ex OCD attualmente utilizzato per H₂O Industriale

11. Studio sull'approvvigionamento di biomasse alla Centrale Enel di Porto Tolle (Studio CETA – Centro di Ecologia Teorica ed Applicata di Gorizia).

Si allega copia dello studio, come richiesto.

Roma 23 Novembre 2005