



*Ministero dell' Ambiente
e della Tutela del Territorio*

Direzione Generale per la Salvaguardia Ambientale



Ministero dell' Ambiente e della Tutela del Territorio
Direzione Salvaguardia Ambientale

prot. DSA - 2006 - 0010774 del 12/04/2006

Pratica N.

Ref. Mittente:

Via Cristoforo Colombo, 44 - 00147 ROMA - Tel 0657223001 / fax 0657223040 - e-mail: dsa@minambiente.it

ENEL Produzione
Viale Regina Margherita, 125
00198 ROMA

Ministero per le Attività Produttive
Direzione generale per l'Energia e le
Risorse Minerarie Ufficio C2
Via Molise 2
00187 ROMA

Ministero per i Beni e le Attività Culturali
Dipartimento per i Beni Culturali e
Paesaggistici
Direzione Generale per i Beni Architettonici
e Paesaggistici
Via di San Michele 22
00153 ROMA

Regione Sardegna
Assessorato Difesa Ambiente
Ufficio VIA
Via Biasi, 7
09123 CAGLIARI

e p.c. Provincia di Cagliari
Settore Ecologia
Via Giudice Guglielmo, 40
09131 CAGLIARI

Comune di Portoscuso
09010 Portoscuso (CA)

OGGETTO: Verifica di applicabilità della procedura di VIA ai sensi dell'art. 6, comma 2 del DPCM 10.08.1988, n. 377 e art. 6, comma 7 del DPCM 27.12.1988 in relazione al progetto di adeguamento dell'impianto per la co-combustione di biomasse e carbone sez. 3 della centrale Enel del Sulcis (CA) proposto dalla Società ENEL Produzione -
Comunicazione degli esiti della verifica

Ufficio Mittente: Divisione III
Funzionario responsabile: Dr Raffaele Ventresca
DSA-VIA-ST-01_2006-0018.DOC

Premesso che:

- la sezione 3 della centrale termoelettrica Sulcis di 240 MWe, la cui costruzione e l'esercizio sono stati autorizzati con decreto MICA del 6.10.1982, è entrata in servizio nel 1986 ed ha subito modifiche significative autorizzate con decreti MICA del 20.7.1990 e del 28.11.1997 per un primo adeguamento delle sue emissioni, ai sensi del DPR n.203/1988;
- nel procedimento per l'emanazione del decreto 20.7.1990, il Ministero dell'ambiente ha verificato che l'intervento di risanamento previsto non è soggetto alla procedura VIA di cui all'art.6, Legge n.349/1986 (nota del 5.6.1990, prot.3213/VIA/AD 13 b/R);
- in data 13.12.2001 l'intera centrale Sulcis ha ottenuto la Registrazione EMAS n.1-000077, ai sensi del Regolamento comunitario n.1836/1993 sui *Sistemi di gestione ambientale e audit*;
- con nota del 9.7.2004, pervenuta il 19.7.2004 (prot. DSA/2004/16703), l'Enel Produzione SpA, ha comunicato alle amministrazioni interessate l'intento di utilizzare biomasse, in combustione mista a carbone per circa il 5% in termini energetici, nella sezione 3 della centrale termoelettrica Sulcis entrata in servizio nel 1986;
- con nota del 15.12.2004, prot. DSA/2004/28139, il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio ha evidenziato che l'utilizzo di combustibile diverso da quello autorizzato può avvenire solo dopo un esame teso ad accertare se la variazione possa comportare o meno modifiche dell'equilibrio ambientale;

Preso atto che:

- con nota del 25.2.2005, pervenuta il 2.3.2005 (prot. DSA/2005/5487), l'Enel Produzione ha provveduto a fornire documentazione al fine di avviare una verifica di esclusione dalla procedura di valutazione di impatto ambientale, fornendo successivamente tutta i chiarimenti e le integrazioni richieste;
- nel novembre 2005 la Regione autonoma della Sardegna ha emesso il Piano regionale sulla qualità dell'aria contenuto in un documento a più tomi intitolato *Realizzazione dell'inventario regionale delle sorgenti di emissione, del documento sulla valutazione della qualità dell'aria ambiente in Sardegna e individuazione delle possibili misure da attuare per il raggiungimento degli obiettivi di cui al D Lgs n.351/1999*;
- nell'ambito della regolamento EMAS, Enel ha pubblicato due *Dichiarazioni ambientali della centrale*, relative agli anni 2000 e 2003, che sono state sottoposte a verifica e convalida da parte dell'Ente verificatore ambientale accreditato; in particolare per la Dichiarazione 2003, convalidata il 3.5.2005, è stato dichiarato che *affronta tutti i problemi ambientali del sito e presenta informazioni attendibili (Regolamento n.761/2001 CE)*;
- comunque nell'elaborazione della *Dichiarazione ambientale 2003*, acquisita come documentazione descrittiva dell'impianto, il proponente ha seguito la metodologia delle procedure VIA, come da lui stesso dichiarato a pag.21 della Dichiarazione stessa: *In linea con la normativa nazionale ed europea in materia di Valutazione di impatto ambientale (VIA), sono stati condotti studi approfonditi allo scopo di analizzare le possibili interazioni con l'ambiente generabili in seguito alle modifiche impiantistiche in progetto presso la centrale. Tali studi forniscono il quadro delle caratteristiche ambientali dell'area di insediamento del sito*;

Considerato che:

- la centrale Sulcis è attualmente costituita da 2 sezioni, di cui:
 - la sezione 2 da 340 MWe corrispondenti a 790 MWt, in fase finale di riconversione;
 - la sezione 3 da 240 MWe corrispondenti a 660 MWt, in esercizio;
 la preesistente sezione 1 è stata demolita nel 1997;
- Enel prevede di utilizzare, nella sezione 3, biomasse vegetali *vergini* in co-combustione con il carbone nella frazione del 5% in energia con l'obiettivo dell'uso razionale delle materie prime

- energetiche, la diversificazione delle fonti e lo sviluppo delle fonti rinnovabili in sostituzione dei combustibili convenzionali;
- si tratta in ogni caso di prodotti vegetali *vergini* secondari rispetto ad attività principali, per il fatto che i prezzi massimi che Enel intende riconoscere sono tipici di prodotti secondari (prezzo indicativo a bocca di centrale 50/60 €/t) e non trovano alcun riscontro, in quantità massicce, sui mercati nazionali ed internazionali per prodotti di tipo più pregiato destinati ad altre attività;
 - da studi eseguiti da Enel discende che la co-combustione nell'impianto Sulcis sezione 3 potrà essere realizzata solo parzialmente ed occasionalmente con biomasse di origine forestale locale, assorbite quasi totalmente dalla co-combustione in Sulcis sezione 2, mentre esiste una ampia disponibilità di biomasse di origine forestale nazionale;
 - per quanto riguarda la possibilità di ottenere biomasse da coltivazioni dedicate tipo *Short Rotation Forestry* o *Short Rotation Coppice*, al momento non esiste un mercato di questi prodotti in quanto le iniziative esistenti in Europa sono iniziative poco più che sperimentali sviluppate dagli stessi utilizzatori che assorbono tutta la produzione;
 - in ambito nazionale Enel sta collaborando con Assoindustria Rovigo per supportare un progetto di utilizzazione di biomasse nella futura centrale di Porto Tolle a carbone, da cui risulta che la messa a regime della produzione di queste coltivazioni richiede un periodo di incubazione di 3-4 anni;
 - comunque a causa dei problemi legati alla stagionalità del taglio, ai costi di stoccaggio ed alle grandi superfici in gioco (~120 ha per MWth), la biomassa derivante da SRF non può essere l'unica fonte di combustibile rinnovabile per un progetto di notevoli dimensioni;
 - il Decreto legislativo, n.79/1999, che attua la Direttiva europea 96/92/CE, *recante norme comuni per il mercato interno dell'energia*, si propone tra l'altro di incentivare l'uso delle energie rinnovabili, il risparmio energetico e la riduzione delle emissioni di CO₂;
 - riguardo alla combustione delle biomasse, il DPCM 8.3.2002 *Disciplina delle caratteristiche merceologiche dei combustibili, aventi rilevanza ai fini dell'inquinamento atmosferico, nonché delle caratteristiche tecnologiche degli impianti di combustione*, prevede all'art.3, comma 1, lettera n) le biomasse combustibili, così come individuate nell'Allegato III al decreto medesimo, e ne stabilisce le condizioni di utilizzo per uso industriale;
 - per attenersi al disposto del DPCM 8.3.2002, il progetto dovrà impiegare materiale vegetale proveniente esclusivamente da coltivazioni dedicate, da interventi silvicolture, da manutenzioni forestali, da potatura e da lavorazione esclusivamente meccanica di legno vergine costituito da corteccia, segature, trucioli, etc e da lavorazione esclusivamente meccanica di prodotti agricoli, escludendo quindi l'utilizzo di biomasse configurabili come rifiuto;
 - la co-combustione rappresenta una delle più efficienti opzioni a breve termine per l'utilizzazione delle biomasse nella produzione di energia elettrica; infatti essa permette di aumentare l'apporto di energia ascrivibile alle fonti rinnovabili utilizzando gli impianti già esistenti, senza aumentare il numero d'impianti di produzione, e nel contempo produce una riduzione della emissione di CO₂ dell'impianto proporzionale alla percentuale di biomassa immessa nella combustione;
 - poiché l'utilizzo di biomassa è già stato autorizzato per la sezione 2 della stessa centrale, il proponente considera l'attuale progetto come una estensione dell'utilizzo di biomasse in tutto l'impianto;

Considerato il parere della Commissione per le valutazioni dell'impatto ambientale n. 762 espresso in data 16.03.2006 a seguito dell'istruttoria sul progetto presentato da Enel Produzione S.p.A.;

Valutato sulla base del detto parere n. 762 del 16.03.2006 della Commissione per le valutazioni dell'impatto ambientale che:

relativamente all'impianto esistente

- la centrale Sulcis sorge all'interno dell'area industriale di Portovesme, in territorio del Comune di Portoscuso (CA), in un'area di circa 63 ettari, a distanza di 2 km dal centro dell'abitato di Portoscuso, ed in vista delle isole di S. Pietro (8 km a SO) e di S. Antioco (10 km a Sud);
- la centrale è attualmente costituita da 2 sezioni, denominate sezione 2 e sezione 3;
- la sezione 2, già in servizio dal 1966, è stata autorizzata dapprima, con il decreto MICA del 5.7.2000, n.107, che ha integralmente recepito le prescrizioni del Ministero dell'ambiente del 10.5.2000 e del 31.5.2000, a funzionare alla potenza nominale di 200 MWe, con caldaia a letto fluido alimentata a polverino di carbone di importazione e di carbone Sulcis; successivamente, con decreto MAP del 10.6.2004, n.55/04/2004, è stata autorizzata una ulteriore variante consistente in un aumento di potenza fino a 340 MWe e nel funzionamento in co-combustione di carbone e di biomasse fino ad un massimo del 15% di input termico pari ad una potenza di 47 MWe;
- a tale scopo la sezione 2 è dotata di una caldaia a letto fluido circolante a pressione atmosferica e la sua messa in esercizio è in corso con l'utilizzo come combustibile del solo carbone; l'esercizio commerciale in co-combustione è previsto per il giugno 2006;
- come biomassa, in ottemperanza al disposto del DPCM 8.3.2002, verrà impiegato materiale vegetale prodotto da lavorazione esclusivamente meccanica del legno non contaminato da inquinanti; la biomassa verrà stoccata in una zona adiacente alla sala macchine;
- allo stato attuale il predetto decreto MICA del 5.7.2000 costituisce l'atto autorizzativo di riferimento anche per l'adeguamento della sezione 3, oggetto dell'istruttoria;
- la sezione 3, costituita da un unico turboalternatore da 240 MWe, alimentato dal vapore prodotto da una caldaia con n.24 bruciatori a basso tenore di NO_x, e con condensatore raffreddato ad acqua di mare, è normalmente alimentata con carbone di importazione e nazionale (Sulcis) e con olio combustibile denso (OCD);
- la sezione 3 è dotata di sistemi per l'abbattimento degli inquinanti nei fumi, posizionati secondo la sequenza: captatori elettrostatici (elettrofiltri) per le polveri, desolfatore (DeSO_x), denitrificatore (DeNO_x);
- il sistema di desolfurazione, entrato in servizio nel 1998, consente l'abbattimento di SO₂ mediante l'assorbimento ad umido su calcare e produzione di gesso; è dimensionato per l'alimentazione al 100% con carbone Sulcis, che ha un contenuto in zolfo fino all'8%, mentre la sezione è normalmente alimentata con carbone di importazione, che ha un contenuto in zolfo < 1%, ed olio denso con contenuto in zolfo < 3 %;
- il sistema di denitrificazione, entrato in servizio nel 2000, consente l'abbattimento degli NO_x mediante l'utilizzo di ammoniaca e di catalizzatori specifici e tratta i fumi in uscita dal desolfatore;
- la centrale è dotata di una ciminiera in cemento alta 250 m multiflusso, con una canna fumaria del diametro di 4,5 m indipendente per ciascuna sezione; la centrale è collegata alla rete elettrica a 220 kV mediante 3 linee aeree;
- per quanto riguarda le emissioni di inquinanti aeriformi prodotti dalla combustione, le attuali limitazioni per la sezione 3 sono in accordo con il DM 2.11.1997:

▪ biossido di zolfo (SO ₂)	≤ 400 mg/Nm ³ ;
▪ ossidi di azoto (NO _x)	≤ 200 mg/Nm ³ ;
▪ polveri totali	≤ 50 mg/Nm ³ ;
▪ ossidi di carbonio (CO)	≤ 250 mg/Nm ³ ;
- il monitoraggio della qualità dell'aria nell'intorno della centrale è effettuato in continuo tramite due reti di stazioni per il rilevamento delle immissioni:
 - una, di proprietà della Regione e gestita dalla Provincia di Cagliari, formata da n.4 stazioni di rilevamento di tipo chimico, con misura di SO₂, NO₂ e PM₁₀, entrate a regime nel 1999 e poste intorno al polo industriale, che hanno dato le rilevazioni utilizzate nel Piano della qualità dell'aria della Sardegna;

- l'altra di proprietà e gestione dell'Enel, formata da n.5 stazioni di rilevamento di tipo chimico, con misura di SO₂, NO₂ e polveri totali, e n.1 stazione di tipo meteo posta in corrispondenza della centrale Sulcis;
- per gli interventi di manutenzione programmata della centrale sono previste: n.1 fermata di una settimana all'anno e n.1 fermata da 4 – 5 settimane ogni due anni; la fermata annuale serve essenzialmente per interventi sugli impianti di trattamento fumi;

relativamente al progetto delle modifiche

- il progetto prevede di bruciare all'interno della camera di combustione della sezione 3 una miscela di carbone e biomasse vegetali; la quantità di biomassa consumata è stimata in circa 80.000 t/anno;
- le biomasse combustibili che verranno impiegate sono costituite da prodotti vegetali provenienti da:
 - coltivazioni dedicate;
 - interventi selvicolturali, manutenzioni forestali e potatura;
 - lavorazione esclusivamente meccanica di legno vergine costituito da cortecce, segatura, trucioli, chip, refile e tondelli di legno vergine, granulati e cascami di legno vergine, granulati e cascami di sughero vergine, tondelli non contaminati da inquinanti, aventi le caratteristiche previste per la commercializzazione e l'impiego;
 - lavorazione esclusivamente meccanica di prodotti agricoli, aventi le caratteristiche previste per la commercializzazione e l'impiego;
 ovvero trattasi di biomasse non trattate come specificato all'allegato III del DPCM 8.3.2002;
- in assenza di tali tipologie di biomasse la combustione sarà al 100% a carbone;
- essendo escluso dallo stesso DPCM 8.3.2002 l'utilizzo di prodotti configurabili come rifiuto, non è previsto nel progetto l'impiego dei composti previsti nel D Lgs n.133/2005 *Attuazione della direttiva 2000/76/CE in materia di incenerimento rifiuti*;
- la co-combustione delle biomasse nella caldaia da 240 MWe consente di ottenere un'efficienza di trasformazione energetica delle biomasse del 36% in luogo di valori inferiori al 30% nel caso di impianti alimentati a sole biomasse di nuova costruzione; il maggiore rendimento è attribuibile alla maggiore temperatura della caldaia (sorgente calda del ciclo termodinamico) che garantirà in co-combustione la produzione di vapore surriscaldato e di vapore risurriscaldato a 540 °C in luogo dei valori tipici del vapore degli impianti a biomasse in cui le temperature oscillano tra 460 ÷ 510 °C;
- il miglioramento del ciclo termico nella co-combustione delle biomasse oltre ad un vantaggio energetico da luogo ad un minor impatto ambientale;
- la co-combustione della biomassa non richiede modifiche all'impianto esistente, ma unicamente la sostituzione di parte del carbone con biomasse;
- l'energia elettrica sarà generata dal turboalternatore esistente da 240 MWe, la quota di potenza ascrivibile alle biomasse è pari a circa 12 MWe;
- la biomassa arriverà via mare, tramite mezzi navali con carichi intorno a 4.000 – 5.000 t; tali navi attraccheranno in via preferenziale al pontile Enel del porto di Portovesme o alla banchina di riva Est, adiacente allo stesso pontile Enel; in caso di impegno di tali infrastrutture per il carbone è disponibile la banchina commerciale per scarico rinfuse varie, posta a Nord del pontile Enel, ed utilizzata da più soggetti industriali; in un prossimo futuro sarà utilizzabile la nuova banchina regionale, posta a Sud dell'impianto, realizzata a seguito al riassetto messo in atto dalla Capitaneria di porto; navi di taglia più elevata sono previste quando le biomasse saranno utilizzate contemporaneamente nelle sezioni 2 e 3;
- le biomasse saranno scaricate utilizzando le esistenti infrastrutture del carbone od altre messe a disposizione da terzi per conto Enel; dopo lo sbarco le biomasse saranno trasferite nel parco combustibili solidi e da questo allo stoccaggio utilizzando i nastri fissi o mobili, i mezzi di

- movimentazione interni al parco oppure appositi autocarri cassonati;
- lo stoccaggio sarà di due tipi: giornaliero e di lunga durata (3- 4 settimane);
 - nel caso di cippato il deposito giornaliero sarà ricavato in apposito spazio nei pressi della tramoggia sottotettoia di caricamento, mentre quello di lunga durata sarà collocato nell'ex deposito dei rottami ferrosi adeguatamente ricondizionato; questo stoccaggio sarà contenuto entro le quattro settimane nonostante il sito abbia capacità maggiori; in alternativa, per lo stoccaggio di lunga durata, sarà possibile utilizzare una zona all'interno del parco combustibili solidi; in entrambe le soluzioni il deposito disterà almeno 1 km dalle prime abitazioni di Portoscuso;
 - nel caso di biomassa in pellet (per es. bagasso di canna da zucchero), lo stoccaggio avverrà sotto una tettoia oggi impiegata come ricovero dei mezzi, posizionata nei pressi della tramoggia di carico del parco combustibili solidi; la tettoia sarà ingrandita e pannellata per consentire anche il riparo delle attrezzature dedicate alla movimentazione solidi;
 - il deposito di lunga durata del cippato sarà dotato di pavimentazione in conglomerato bituminoso (binder)/cementizio, composta da un primo strato a più alto spessore a cui è sovrapposto un manto di usura; detta pavimentazione sarà dotata di idonee pendenze per la raccolta ed il convogliamento delle acque (meteoriche e da annaffiamento) verso l'impianto esistente di trattamento acque, al fine di evitare la stagnazione delle acque con eventuali imputrescenze del cippato rimasto troppo a lungo in deposito;
 - oltre alle 80.000 t/anno di biomassa destinate alla sezione 3, via mare saranno approvvigionate 230.000 t/anno destinate alla sezione 2 a letto fluido, per cui la biomassa complessiva movimentata via nave sarà di 310.000 t/anno; la quantità di biomassa movimentata via terra, proveniente da aree entro 100 km dal sito, sarà dell'ordine di 50.000 t/anno prevista attualmente solo per l'utilizzo nella sezione 2;
 - la pezzatura del cippato avrà la frazione principale (80 % della massa) di dimensioni $3,15 \leq P \leq 63$ mm;
 - prima dell'invio ai bunker di alimentazione giornaliera dei mulini, la biomassa sarà ridotta a dimensioni di 2-3 mm, compatibili con i mulini; la macinazione e l'omogeneizzazione del cippato saranno effettuati tramite una macchina trituratrice mobile ed un vaglio a tamburo la cui risulta superiore ai 3 mm sarà restituita al trituratore; il trituratore ed il vaglio saranno posizionati nella zona limitrofa alla tramoggia di caricamento del carbone;
 - il cippato sarà prelevato dal deposito giornaliero e verrà caricato nel trituratore per mezzo di una pala meccanica o similare, mentre la movimentazione dall'uscita del trituratore e dal vaglio avverrà mediante nuovi tratti di nastri trasportatori in gomma; le macchine ed i nastri sono montati su rimorchi stradali mobili e pertanto non richiedono opere di fondazione;
 - il prodotto triturato sarà riversato all'interno della tramoggia di caricamento del carbone, che scaricherà la biomassa sul nastro del carbone, posto in un vano chiuso per evitare ogni dispersione di materiale, da qui seguirà la via del carbone fino a raggiungere i 6 bunker di caricamento dei 6 mulini;
 - nel caso delle pellet sarà possibile alimentare i mulini senza ricorrere al trituratore ma utilizzando uno specifico nastrino di carico;
 - in ingresso ai mulini arriva quindi la miscela composta da carbone ancora da frantumare e biomassa già tritata; la dimensione e la quantità della biomassa in arrivo nei mulini è tale da garantire il corretto funzionamento degli stessi ed evitare problemi di intasamento;
 - il circuito di alimentazione del combustibile alle caldaie non necessita di alcuna modifica rispetto allo stato attuale, il sistema esistente infatti è idoneo a convogliare la miscela dei due prodotti, carbone e biomassa fino ai 6 mulini, dove subirà una omogeneizzazione e sarà immessa in caldaia attraverso l'esistente sistema di alimentazione ai bruciatori;
 - le biomasse saranno veicolate in caldaia utilizzando le attuali infrastrutture di trasporto per un periodo di 1 - 2 anni, successivo all'autorizzazione al loro uso; a valle di questa esperienza, si

- procederà all'approntamento di sistemi per l'alimentazione diretta della biomassa in camera di combustione, per es. utilizzando apposite lance di iniezione già utilizzate per l'olio denso;
- la contabilizzazione del consumo di biomasse sarà effettuata su base mensile conteggiando la quantità di biomasse in entrata in centrale, le giacenze iniziali e finali del parco; pertanto il 5% di input termico da biomassa è da intendere come valore medio mensile; a regime tale valore medio mensile sarà prossimo al valore medio giornaliero in considerazione dei due fattori contrapposti: la convenienza di Enel a bruciare quanto più biomasse possibile e la limitazione intrinseca dei mulini, la cui efficienza si riduce fortemente per miscele con quantità di biomassa superiore al 5%;
 - il compito di immettere nella tramoggia di caricamento le quantità di carbone e biomasse in rapporto tale da garantire il 5%, è in capo all'operatore del parco combustibili solidi sulla base di apposite procedure aggiornate sistematicamente;
 - il controllo principale dell'impiego di biomasse nella centrale avviene da parte del GRTN (Gestore rete trasmissione nazionale) per il meccanismo di incentivazione dell'energia da fonte rinnovabile a mezzo dei Certificati verdi (CV);
 - la quota di energia da imputare a biomasse sarà verificata dal GRTN sulla base di una specifica relazione di bilancio energetico dell'impianto predisposta dall'Enel e trasmessa annualmente al GRTN per gli 8 anni di validità dei CV; ai fini dei CV il GRTN riconoscerà il 50% della produzione annua netta imputabile alle biomasse;

relativamente al quadro ambientale

- il sito della centrale è ubicato nel polo industriale di Portovesme, ove sorgono altri insediamenti produttivi di notevoli dimensioni, operanti nel comparto minerario, energetico e metallurgico: l'Eurallumina (ossido di alluminio da bauxite), l'Alcoa (alluminio primario da ossido di alluminio), l'ILA (laminati d'alluminio), la Portovesme Srl (zinco, piombo, cadmio), la centrale termoelettrica Enel Portoscuso;
- l'area industriale è raggiungibile attraverso una buona rete viaria che la collega ai maggiori centri del Sulcis-Iglesiente, la stazione ferroviaria più vicina è quella di Carbonia a circa 18 km;
- il sito si affaccia inoltre direttamente sul porto industriale/commerciale di Portovesme che serve tutte le industrie del polo e le isole limitrofe per il traffico passeggeri/merci;
- il polo industriale appartiene all'area del Sulcis - Iglesias, comprendente i comuni di Portoscuso, Gonnessa, Carbonia, S.Giovanni Suergiu e S.Antioco, che è stata dichiarata, con DPCM del 30.11.1990, *Area ad elevato rischio di crisi ambientale* e come tale soggetta ad un piano di risanamento, che prevedeva interventi mirati a un miglioramento della qualità delle componenti: atmosfera, acque e suolo, all'ottimizzazione dell'uso e salvaguardia delle risorse naturali;
- in questo ambito la centrale Sulcis, con l'installazione degli impianti di abbattimento degli ossidi di zolfo e azoto contenuti nei fumi, ha realizzato gli interventi previsti dal piano ed in aggiunta, dal dicembre 2001, si è dotata di un *Sistema di gestione ambientale* certificato ISO 14001 e registrato EMAS, ai sensi del Regolamento comunitario 1836/93 sui *Sistemi di gestione ambientale e audit*;
- per la caratterizzazione del sito, anche al fine di conseguire la registrazione EMAS, è stata eseguita una campagna geognostica che si è conclusa nell'anno 2001 e che ha riguardato il suolo, sottosuolo e acque sotterranee nell'area della centrale, secondo la normativa vigente (DM n.471/1999 e D Lgs n.22/1997), e non è stata evidenziata sul sito alcuna situazione di contaminazione per effetto di attività industriali, pregresse o attuali, svolte sul sito stesso;
- con l'emanazione del DM marzo 2003 sulla *Perimetrazione del sito d'interesse nazionale del Sulcis -Iglesiente - Guspinese* è stato necessario riaggiornare la caratterizzazione del sito che è attualmente in corso da parte del CESI;
- il proponente dovrà trasmettere al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio i risultati delle analisi del terreno e dell'acqua di falda effettuate nella campagna di caratterizzazione suddetta;

- gli impatti dell'attuale sezione 3 sulla qualità dell'aria sono state confermate per mezzo di misure delle emissioni al camino con l'assetto a solo carbone, in accordo ed in presenza della Azienda USL n.7 di Carbonia; tali misure sono state effettuate in due campagne:
 - il 12-13.5.2004 per le emissioni di macroinquinanti (SO₂, NO_x, CO);
 - l'8-11.11.2004 per le emissioni di polveri e microinquinanti organici ed inorganici (IPA, SOV, metalli pesanti, acidi alogenici);
 le concentrazioni misurate sono riferite a fumi secchi normalizzati con tenore di ossigeno del 6%; entrambe le campagne hanno evidenziato il totale rispetto dei limiti imposti all'impianto;
- le emissioni di macroinquinanti dell'impianto già soddisfano i limiti previsti per i combustibili solidi negli impianti esistenti dalla Direttiva europea 2001/80/CE *concernente la limitazione delle emissioni nell'atmosfera di taluni inquinanti originati dai grandi impianti di combustione*:

▪ SO ₂	400 mg/Nm ³ ;
▪ NO _x	200 mg/Nm ³ ;
▪ polveri totali	50 mg/Nm ³ ;
- le emissioni di microinquinanti sono risultati alcuni ordini di grandezza inferiori ai limiti imposti dalla normativa;
- il rilevamento delle concentrazioni al suolo dei macroinquinanti: SO₂, NO₂, Polveri totali, effettuato con la rete di monitoraggio della qualità dell'aria dell'Enel, nel periodo 1999 - 2003, presenta sempre valori di alcuni fattori al di sotto dei limiti normativi;
- a conferma di questo stato Enel ha riportato il rilevamento, relativo all'anno 2004, delle concentrazioni al suolo di NO₂, che mostra valori molto contenuti e largamente inferiori ai limiti del DM n.60/2002;
- i dati della rete fissa provinciale di monitoraggio, elaborati nel *Piano regionale della qualità dell'aria*, emesso nel 2005, confermano per gli NO_x e di NO₂ valori di molto inferiori ai limiti del DM n.60/2002 in tutti i siti industriali; tali risultati sono ulteriormente confermati dalle varie campagne con il laboratorio mobile;
- nello stesso Piano la simulazione con modelli per il 2005, prevedono concentrazioni di NO_x che non raggiungono medie annue massime di 5 µg/m³, cioè inferiori di 6 volte al limite di legge di 30 µg/m³;
- gli scenari di riferimento per il 2010 prevedono un'ulteriore riduzione delle emissioni essenzialmente da sorgenti diffuse (traffico) con un bilancio globale di riduzione di circa il 27%;
- nella zonizzazione del Piano, la zona industriale di Portoscuso presenta criticità solo relative alle ricadute di biossido di Zolfo (SO₂), che presentano un valore di concentrazione al 99,7 percentile delle medie orarie nel 2005 pari a 454 µg/m³, quindi superiore al limite normativo di 350 µg/m³ (pag.166), mentre per i PM₁₀, NO_x, NO₂, il quadro viene definito tranquillizzante;
- le analisi delle emissioni dovute ai vari stabilimenti del polo industriale mostrano che Enel Produzione (con la sezione 3 della centrale Sulcis e con le due sezioni da 160 MWe/ciascuna della centrale Portoscuso alimentata ad olio combustibile) globalmente presenta un valore di concentrazione corrispondente al 99,7 percentile pari a 278 µg/m³, seguita da Portovesme Srl con 258 µg/m³; i contributi non sono sommabili, trattandosi di percentili raggiunti ad ore diverse dell'anno per ogni gruppo di sorgenti;
- da simulazioni effettuate da CESI risulta che il contributo della centrale Portoscuso al 99,7 percentile è predominante, per cui eventuali misure di risanamento riguarderanno questa centrale, per la quale Enel ha già intrapreso la riduzione dell'attività produttiva che hanno portato ad una riduzione del 45% delle ore equivalenti di funzionamento a pieno carico dal 2001 al 2005;
- una ulteriore riduzione delle emissioni avverrà per l'entrata in esercizio commerciale della sezione 2 a letto fluido da 340 MWe della centrale Sulcis, dato che il relativo Decreto autorizzativo MAP n.55/04/2004, impone delle prescrizioni per la centrale di Portoscuso: utilizzo di olio combustibile STZ, la messa in riserva fredda di entrambi i gruppi di questa centrale, l'esercizio delle quattro sezioni del polo energetico di Portovesme (2 x 160 MW, 240 MW, 340 MW) singolarmente e

- simultaneamente solo a coppie;
- in merito all'impatto acustico si rileva che il Comune di Portoscuso non ha proceduto alla zonizzazione acustica del territorio e pertanto il sito della centrale è classificato in Classe VI *Aree esclusivamente industriali*, per cui i livelli di immissione sonora della centrale devono rispettare i valori limite assoluti di immissione (ex DPCM 14.11.1997 - tabella C) di 70 dB(A) ai confini di proprietà, sia in periodo diurno che notturno;
 - nel marzo 2001 Enel ha effettuato una campagna di rilievi fonometrici, a mezzo della sua struttura specialistica; le misure sono state effettuate in n.34 punti lungo il perimetro della centrale e le strade di accesso;
 - i valori misurati sono risultati di poco eccedenti il limite di 70 db(A) in soli n.3 punti: nel punto 7 (perimetro della centrale) nella cui prossimità operano nastri trasportatori di industrie limitrofe, nei punti 12 e 14, lungo la banchina, che risentono delle operazioni portuali; l'analisi spettrale ha evidenziato che il contributo acustico della centrale in questi due punti è marginale;
 - sostanzialmente la campagna ha evidenziato che i valori delle immissioni sonore nell'ambiente esterno rispettano i limiti vigenti del DPCM 1.3.1991 e Legge n.447/1995;
 - in occasione della messa in servizio della sezione 2, l'Enel prevede di effettuare una nuova campagna di misure di rumorosità ambientale;
 - per quanto riguarda l'incidenza dell'impianto esistente sui tre SIC più prossimi al sito: *Costa di Nebida, Punta di S. Aliga, Isola di San Pietro*, l'unico impatto ipotizzabile può provenire dalle ricadute delle emissioni gassose; ma ogni incidenza può essere esclusa, date le distanze, le mutue posizioni ed i valori molto contenuti delle concentrazioni al suolo dei principali macroinquinanti, misurati nella rete di monitoraggio di Enel, che risultano alcune volte inferiori al limite di legge di 30 $\mu\text{g}/\text{m}^3$;
 - la complessiva compatibilità ambientale dell'impianto sarà valutata in sede di applicazione del D Lgs n.59/2005, che introduce l'obbligatorietà dell'autorizzazione integrata ambientale (AIA) per impianti di combustione con potenza termica superiore a 300 MW;

Valutato infine che:

- in merito agli aspetti della qualità dell'aria, la sostituzione di parte del carbone con una equivalente quantità, in termini energetici, di biomasse non comporterà un peggioramento delle emissioni in atmosfera;
- per conferma sono state effettuate delle verifiche delle emissioni sia di macroinquinanti sia di microinquinanti organici ed inorganici, nei due assetti solo carbone e in co-combustione carbone e biomassa al 5%, nella sezione 6 della centrale di Genova, che ha caratteristiche simili di combustione e circolazione dei fumi rispetto a quelle della centrale Sulcis;
- le due campagne di misura (durata 10 giorni/cad) sono state condotte in accordo con le locali Autorità di controllo e sono riferite a fumi secchi normalizzati con tenore di ossigeno del 6% per l'assetto solo carbone e del 6,06% per l'assetto in co-combustione;

Tab.5 – Valori di emissione macroinquinanti misurati nella sezione 6 – centrale di Genova

Composto	Concentrazione media misurata		Rapporto	Limiti di legge [mg/Nm ³]
	Assetto solo carbone	Assetto co-combustione [mg/Nm ³]		
SO ₂	1.224	1.126	0,92	1.700
NO _x	503	492	0,98	650
CO	5,5	9	1,64	250
polveri	5	4	0,8	50
COT		< 2		

- l'incertezza sulle singole misure dei macroinquinanti è dichiarata pari al 5%, ma la dispersione

- delle misure per ciascun inquinante è molto elevata;
- per quanto riguarda i microinquinanti organici ed inorganici (IPA, SOV, metalli pesanti, acidi alogenici), va osservato che le misure sono affette da una incertezza variabile dal 20% al 40% e che le variazioni delle misure di alcuni composti, tra i due assetti ed all'interno dello stesso assetto, sono imputabili alla variabilità del carbone; comunque tutte le misure risultano inferiori di ordini di grandezza ai limiti dei DM 12.7.1990 e DM 28.11.1997;
 - inoltre Enel si impegna, una volta completata la messa a regime della co-combustione di biomasse, ad eseguire delle campagne di verifica delle emissioni al camino sia di macroinquinanti sia di microinquinanti organici ed inorganici, al fine della conferma del rispetto dei limiti previsti dalla Direttiva 2001/80/CE e dai DM 12.7.1990 e DM 28.11.1997 rispettivamente;
 - l'accertamento della qualità delle forniture delle biomasse sarà affidato a società di certificazione indipendenti che rilasciano certificato idoneo anche ai fini contrattuali;
 - per le forniture via mare le principali fasi del processo di rilevazione della qualità (prelievo campioni ed analisi di laboratorio) saranno eseguite come di seguito indicato:
 - le operazioni di campionamento verranno effettuate in conformità a quanto previsto dalla normativa ISO 1988 – UNI 9903; durante tutto il periodo di scarico della nave al porto di arrivo ad intervalli regolari, indicati nella detta normativa di riferimento, viene prelevato e conservato un sub-campione costituito di materiale di pezzatura eterogenea.; tali subcampioni vengono miscelati al fine di ottenere un campione unico per ogni lotto scaricato della quantità indicata dalla normativa;
 - il campione risultante viene suddiviso in un set di almeno 4 campioni rappresentativi, uno dei quali viene analizzato e gli altri vengono conservati, sigillati ed identificati, per eventuali analisi arbitrali;
 - sul prodotto verrà eseguito un accertamento visivo preliminare per verificare che la biomassa non presenti contaminazioni da elementi estranei quali ferro, plastiche, vernici o altro e successivamente vengono effettuate le analisi di laboratorio sia ai fini della verifica di rispondenza al DPCM 8.3.2002 sia ai fini della rispondenza ai parametri contrattuali;
 - in merito al traffico marittimo l'uso delle biomasse comporta l'impiego di circa 20 navi/anno con carichi da 4.000-5.000 t/nave, a cui occorrerebbe sottrarre il numero delle navi carboniere risparmiate; comunque, anche con riferimento al numero precedente, l'incremento di traffico risulta irrilevante a fronte del traffico del porto di 5.800 navi/anno, di cui 400 navi/anno per attività industriali e le rimanenti per il traffico commerciale (dati ISTAT 2003);
 - le forniture via terra, che interessano attualmente solo la sezione 2, saranno sottoposte al seguente processo di rilevazione della qualità:
 - sui cumuli scaricati dai camion verrà eseguito un accertamento visivo preliminare per verificare l'assenza di contaminazioni da elementi estranei quali ferro, plastiche, vernici o altro;
 - ogni 1.000 t circa di prodotto ricevuto, verranno prelevati campioni ed eseguite le analisi di laboratorio in modo identico a quanto previsto per le forniture via mare; tali analisi sono effettuate sia ai fini della verifica di rispondenza al DPCM 8.3.2002 sia ai fini della rispondenza ai parametri contrattuali;
 - in merito agli aspetti del rumore, l'unico elemento di novità rispetto all'assetto di impianto esistente è rappresentato dalla macchina tritratrice e vaglio e dai suoi nastri mobili di trasporto, intorno ai quali è prevista l'installazione di dispositivi idonei alla riduzione del rumore, quali cappottature insonorizzanti, per cui i livelli acustici saranno tali da non produrre alcun incremento degli attuali livelli di rumore;
 - per quanto riguarda l'immissione acustica sul recettore rappresentativo di tutti i recettori sensibili, costituito dalla prima casa sulla strada che va dalla centrale verso il paese di Portoscuso (distanza 1 km), sono stati calcolati i seguenti valori: diurno 56,0 Leq dB(A), notturno 51,0 Leq dB(A),

- quindi molto aldisotto dei limiti normativi, pur assumendo ipotesi molto conservative;
- per quanto riguarda la verifica del criterio differenziale di immissione dovuta ai nuovi macchinari, i calcoli mostrano che sul ricettore rappresentativo si ottengono incrementi del livello di immissione pari a 0.6 dB in periodo diurno e a 1.7 dB in periodo notturno, quindi minori del limite più restrittivo per il criterio differenziale pari a 3 dB(A);
 - per quanto riguarda l'eventuale criticità dei livelli sonori in prossimità della banchina, come rilevato nella campagna di misure del 2001, va considerato che la presenza del trituratore e mezzi di supporto non ha alcuna influenza, essendo questi collocati ad alcune centinaia di metri di distanza;
 - in merito agli aspetti di occupazione suolo, va considerato che il trituratore, il vaglio ed i brevi tratti aggiuntivi di nastri trasportatori su gomma, sono posizionati in prossimità della tramoggia di caricamento del carbone ed occupano una superficie in pianta di 17 x 2,5 m² per una altezza max di circa 4 m; si tratta quindi di ingombri trascurabili a fronte delle dimensioni del parco combustibili solidi e delle sue attrezzature;
 - le nuove macchine, essendo montate su rimorchi stradali mobili, non richiedono opere di fondazione e pertanto non si hanno di fatto interazioni con il suolo;
 - l'unica interazione ipotizzabile con il sottosuolo può derivare da percolamenti a seguito di fenomeni di imputrescenza della biomassa rimasta oltre le 3-4 settimane nel deposito di lunga durata; infatti questo tempo di residenza garantisce contro l'innescò di fenomeni di imputrescenza, a fronte delle specifiche tecniche di accettabilità della fornitura da parte Enel, che prevedono tra l'altro il limite di umidità $\leq 40\%$ (umidità % in peso sul tal quale);
 - la presenza di una pavimentazione a contenimento impermeabilizzata, con pendenze idonee ed un sistema di raccolta delle acque di dilavamento delle biomasse (meteoriche/da bagnature) ridurrà ulteriormente ogni rischio di imputrescenza ed eviterà ogni rischio di percolamenti nel sottosuolo;
 - in merito ad eventuali impatti da odore, va ricordato che il deposito dista oltre 1 km dai recettori sensibili rappresentati dalle prime abitazioni di Portoscuso e che le direzioni di provenienza dei venti sono circa all'80% dall'abitato di Portoscuso verso l'impianto (provenienza 1° e 4° quadrante);
 - in merito alla produzione di rifiuti ed uso delle acque, non subendo il processo alcuna trasformazione importante, non si prevede alcun impatto rispetto all'assetto a solo carbone;
 - per quanto riguarda la salute pubblica le variazioni rispetto all'assetto a solo carbone non hanno alcuna influenza negativa, per cui si ritengono trascurabili i relativi impatti;

RITENUTO CHE

- l'impiego delle biomasse viene considerato ad emissione nulla di anidride carbonica, atteso che la quantità di CO₂ rilasciata durante la decomposizione del prodotto vegetale, sia che essa avvenga naturalmente o per effetto della conversione energetica, è equivalente a quella assorbita durante la crescita della biomassa stessa; quindi con alcun contributo aggiuntivo al livello di CO₂ nell'atmosfera, come viene ribadito dalla Gazzetta Ufficiale dell'UE del 26.2.2004, punto 9 della L 59, che indica come nulla l'emissione di CO₂ relativa alle biomasse;
- dal punto di vista quantitativo, nell'ipotesi di una produzione di energia con biomasse dell'ordine del 5% e considerando il rendimento di caldaia invariante, si può stimare una riduzione del carbone bruciato pari a 33.000 t/anno; tale riduzione si traduce in una mancata produzione di CO₂ valutabile in circa 85.000 t/anno;
- il suddetto beneficio si andrà ad aggiungere alle emissioni di CO₂ evitate nella sezione 2 a letto fluido, stimabili in circa 250.000 t/anno, per un totale di circa 330.000 t/anno;
- per limitare quanto possibile le emissioni di CO₂ e di gas inquinanti, collegate alle fasi di raccolta e trasporto delle biomasse, è opportuno ridurre la distanza media percorsa dai mezzi;
- per quanto riguarda le incidenze ambientali sulle rimanenti componenti, quali acque, suolo e

- sottosuolo, salute pubblica, produzione di rifiuti, paesaggio, traffico marittimo, i tre SIC più prossimi al sito: *Costa di Nebida, Punta di S. Aliga, Isola di San Pietro*, nulla cambia rispetto alla configurazione a solo carbone;
- per quanto riguarda gli aspetti occupazionali, la movimentazione delle biomasse sia all'interno della centrale che in zona portuale richiederà un adeguamento di mezzi e di personale dedicato, a questo vanno aggiunte, per l'utilizzo di biomasse di origine nazionale, lo sviluppo di nuove iniziative industriali legate alla raccolta, al trattamento ed al trasporto delle biomasse stesse;
 - pertanto complessivamente il progetto propone modifiche ritenute non sostanziali per quanto riguarda l'impianto attualmente in esercizio e comunque non peggiorative degli impatti ambientali;

SI ESPRIME

parere favorevole alla esclusione dalla procedura di valutazione di impatto ambientale del progetto di co-combustione di carbone e biomasse fino al 5% dell'input termico nella sezione 3 della centrale Sulcis dell'Enel Produzione SpA a condizione che si ottemperi alle seguenti prescrizioni.

1. Le biomasse da utilizzare in co-combustione con il carbone nella sezione 3 devono essere di tipo solido e costituite da vegetali cosiddetti *vergini*, ovvero esenti da colle, impregnanti, plastiche ed altri materiali estranei, così come individuati nell'Allegato III del DPCM 8.3.2002 *Disciplina delle caratteristiche merceologiche dei combustibili, aventi rilevanza ai fini dell'inquinamento atmosferico, nonché delle caratteristiche tecnologiche degli impianti di combustione.*
2. L'origine delle biomasse per la sezione 3 deve essere in via preferenziale nazionale e la sua certificazione deve essere fatta ex DM 24.10.2005. Il trasporto sul sito della centrale deve avvenire per via mare, ovvero per via terra qualora si dia luogo a coltivazioni dedicate locali. Il proponente dovrà trasmettere annualmente al MATT la documentazione comprovante l'origine delle biomasse, accompagnata da una relazione in cui venga valutato il bilancio tra le emissioni di CO₂ collegate alla raccolta ed al trasporto e quelle risparmiate con l'uso delle biomasse.
3. Il proponente dovrà effettuare l'accertamento della qualità delle forniture delle biomasse, ovvero della rispondenza al DPCM 8.3.2002, tramite società di certificazione indipendenti. Per le forniture via mare la rilevazione della qualità dovrà essere effettuata su ogni arrivo di nave mediante prelievo di campioni ed analisi di laboratorio in conformità alla normativa internazionale vigente (ISO 1988 - UNI 9903). I dati dovranno essere resi disponibili alle Autorità di controllo competenti.
4. Una volta completata la messa a regime della co-combustione di carbone e biomasse nella sezione 3, il proponente dovrà eseguire delle campagne di verifica delle emissioni al camino sia di macroinquinanti sia di microinquinanti organici ed inorganici, al fine della conferma del rispetto dei limiti previsti dalla Direttiva 2001/80/CE e dai DM 12.7.1990 e DM 28.11.1997 rispettivamente. I risultati delle campagne devono essere trasmessi all'ARPA Sardegna.
5. Intorno alle macchine dedicate alle biomasse nella sezione 3, il proponente dovrà installare dei dispositivi insonorizzanti al fine di ridurre quanto più possibile il livello di rumore. Comunque, dopo la messa a regime della co-combustione di carbone e biomasse, il proponente dovrà provvedere a rilievi fonometrici periodici, secondo modalità da concordare con l'ARPA Sardegna, ai fini della verifica dei limiti di rumorosità (ex DPCM 1.3.1991 e DPCM 14.1.1997), con pubblicazione dei dati rilevati.
6. La movimentazione della biomassa triturata, dall'uscita del trituratore e vaglio fino alla tramoggia di caricamento, dovrà avvenire mediante nastri trasportatori chiusi da carter per evitare ogni dispersione di materiale fine.

7. Il deposito di biomassa di lunga durata ovunque sia collocato (ex deposito dei rottami ferrosi, zona all'interno dell'attuale parco combustibili solidi) dovrà essere separato fisicamente da altri depositi, compreso il deposito delle biomasse destinate alla sezione 2 a letto fluido, e sarà realizzato con pavimentazione in conglomerato bituminoso/cementizio, impermeabilizzata e dotata di idonee pendenze per la raccolta ed il convogliamento delle acque (meteoriche e di bagnatura) all'esistente impianto di trattamento acque, al fine di evitare stagnazione delle acque con eventuali imputrescenze del cippato rimasto troppo a lungo in deposito.
8. Il proponente dovrà prendere accordi con le Autorità nazionali e locali ed i soggetti privati per porre in essere coltivazioni dedicate tipo *Short Rotation Forestry* o *Short Rotation Coppice*, in modo tale che in futuro la fornitura di biomasse per la sezione 3 derivi in modo significativo da queste coltivazioni.

Il coordinamento della verifica dell'ottemperanza del progetto e dell'esercizio dell'impianto alle suddette prescrizioni, ferme restando le competenze degli organismi istituzionalmente preposti al controllo e di quelli individuati nelle prescrizioni sopra indicate, è affidata alla Regione Sardegna, che provvederà a darne periodica informazione alla competente Direzione Generale Salvaguardia ambientale del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio.

Tanto si comunica alla Società ed alle Amministrazioni interessate per tutti gli opportuni seguiti di competenza.

Il Direttore Generale
Ing. Bruno Agricola

Il Direttore della Divisione III
Dr Raffaele Ventresca
Tel. 06 5722 5003