

**STUDIO
DI FATTIBILITÀ**

PROGETTO INTEGRATO MINIERA CENTRALE

Parte prima

Indagine preliminare e individuazione
della soluzione tecnologica più idonea

Revisione 1 del 28 maggio 2004

STUDIO
DI
FATTIBILITÀ



Parte prima
Indagine preliminare
e individuazione
della soluzione
tecnologica più idonea

**Revisione 1
del 28 maggio 2004**

Indice della Parte prima

- Capitolo 1.1.1 Esame degli aspetti normativi per il ricorso alle agevolazioni previste dal DPR 28.01.1994.
- Premessa
 - Il Piano di disinquinamento
 - Riattivazione del bacino carbonifero del Sulcis
 - Contenuti del DPR 28.1.1994
 - Contenuti della Valutazione di Impatto Ambientale
 - Ulteriori agevolazioni normative
 - Considerazioni conclusive
 - Normativa richiamata
- Capitolo 1.1.2 Nuovo quadro normativo e ulteriori disposizioni legislative, compatibili con la vigente normativa comunitaria in materia di aiuti di stato.
- Premessa
 - Modalità di finanziamento
 - Vincoli
 - Ipotesi impiantistiche considerate
 - Tecnologia impiantistica e rendimenti ai morsetti
 - Ipotesi di costo
 - Esame dei casi considerati
 - Proposta del quadro normativo
 - Considerazioni conclusive
 - Tabelle allegate
 - Allegato
- Capitolo 1.2.1 Soluzioni tecnologiche presenti sul mercato.
- Premessa
 - Stato dell'arte

Capitolo 1.2.2 Valutazioni, sulla base della documentazione disponibile, delle tecnologie di produzione di energia elettrica da carbone Sulcis e loro caratterizzazione dal punto di vista tecnico, ambientale ed economico.

- Premessa
- Gli impianti a vapore supercritici a polverino di carbone (SPCC)
 - Caratteristiche operative
 - Prestazioni ambientali
 - Tecnologie per il controllo delle emissioni di particolato
 - Tecnologie per il controllo delle emissioni di ossidi di azoto
 - Tecnologie per il controllo delle emissioni di ossidi di zolfo
 - Esperienze industriali
 - Considerazioni economiche
 - Stato dell'arte e linee di sviluppo
- Gli impianti a vapore con combustione in letto fluido atmosferico (AFBC)
 - Caratteristiche operative
 - Prestazioni ambientali
 - Esperienze industriali
 - Considerazioni economiche
 - Stato dell'arte e linee di sviluppo
- Gli impianti a vapore con combustione in letto fluido pressurizzato (PFBC)
 - Caratteristiche operative
 - Prestazioni ambientali
 - Esperienze industriali
 - Considerazioni economiche
 - Stato dell'arte e linee di sviluppo
- Gli impianti di gassificazione integrati con cicli combinati (IGCC)
 - Caratteristiche operative

- Prestazioni ambientali
- Esperienze industriali
- Stato dell'arte e linee di sviluppo
- Considerazioni di sintesi sulle alternative tecnologiche per la produzione di energia elettrica da carbone Sulcis

Capitolo 1.2.3 Alternative tecnologiche individuate per la produzione di energia elettrica da carbone Sulcis.

- Premessa
- Impianti SPCC-SNOX
- Impianti SPCC-FGD
- Impianti ACFBC-FGD
- Impianti PFBC-FGD
- Impianti IGCC
- Tabelle
- Considerazioni di sintesi

Capitolo 1.3.1 Esame degli aspetti ambientali per le soluzioni tecnologiche individuate.

- Premessa
- Tecnologie ambientali di controllo delle emissioni atmosferiche
- Soluzioni impiantistiche
- Aspetti ambientali relativi ai rifiuti solidi
- Aspetti ambientali relativi allo scarico di acque reflue industriali
- Parametri ambientali delle soluzioni impiantistiche individuate
- Quadro ambientale delle soluzioni impiantistiche individuate
- Conclusioni
- Tabelle
- Allegato

Capitolo 1.3.2 Verifica dell'applicabilità delle autorizzazioni ambientali già ottenute dal progetto IGCC Sulcis alle nuove soluzioni individuate.

- Premessa
- Procedimento autorizzativo

- Caratterizzazione del sito
- Procedura VIA
- Allegati

Capitolo 1.3.3 Individuazione delle modifiche al quadro ambientale ipotizzato dal DPR 29.01.1994.

Capitolo 1.4 Proposta di una soluzione tecnologica per la centrale.

- Premessa
- Combustione del carbone in letto fluido
- Combustione convenzionale del carbone polverizzato
- Soluzione di riferimento proposta
- Vincoli ambientali ed energetici
- Determinazione della taglia ottimale
- Compatibilità con i limiti delle emissioni di SO₂
- Compatibilità con i limiti delle emissioni di NO_x
- Compatibilità con i limiti delle emissioni di PTS
- Portata d'acqua di raffreddamento del condensatore
- Caratterizzazione dell'impianto
- Figure

Riferimenti bibliografici

Studio di fattibilità PROGETTO INTEGRATO MINIERA-CENTRALE

Parte I

Capitolo 1.1.1 – Esame degli aspetti normativi per il ricorso alle agevolazioni previste dal DPR 28.1.1994

Premessa

Il DPR 28.1.1994, emanato in attuazione del Piano di disinquinamento del Sulcis-Iglesiente, fissa i criteri per lo sviluppo del bacino carbonifero del Sulcis attraverso:

- 1) la concessione integrata per la gestione del carbone di miniera del Sulcis;
- 2) la produzione di energia elettrica e cogenerazione di fluidi caldi mediante gassificazione.

Il DPR affonda le sue radici nella *Dichiarazione di area ad elevato rischio di crisi ambientale del Sulcis Iglesiente* del 30.11.1990 (emessa ai sensi della Legge 349/86) e nel successivo Decreto del Presidente del Consiglio del 23.4.1993 di approvazione del *Piano di disinquinamento per il risanamento del territorio del Sulcis Iglesiente* di cui ne è (avrebbe dovuto esserne) parziale attuazione.

Il Piano di disinquinamento

Il Piano di disinquinamento si pone come obiettivo immediato quello di individuare le misure più urgenti per rimuovere le situazioni di rischio e per favorire il ripristino ambientale dell'area. Contestualmente indica l'importanza di avviare un processo parallelo di innovazione tecnologica in grado di incrementare la produttività e l'occupazione.

Sono due le direttrici fondamentali del Piano e mirano a:

- 1) migliorare la qualità ambientale per le componenti atmosferica, idrica e del suolo, risanare ed eliminare situazioni di inquinamento del suolo; ottimizzare e salvaguardare l'uso delle risorse, comprese quelle di natura paesaggistica;
- 2) promuovere interventi di sostegno allo sviluppo socio-economico e turistico coerenti con la destinazione industriale dell'area, in grado di rivalutare ed incentivare la fruizione delle aree di interesse naturalistico, paesaggistico e culturale.

Nel Piano si sottolinea la necessità della compatibilità tra l'azione di disinquinamento e quella di sviluppo territoriale.

Tale compatibilità deve avere una doppia direzione di verifica:

- 1) gli interventi proposti dal Piano dovranno tenere conto della pianificazione territoriale esistente, promuovendola e/o integrandola;

2) *«dovrà essere garantita la compatibilità degli interventi "esterni" al presente Piano, aventi origine dagli indirizzi di sviluppo regionale e degli Enti competenti, con gli obiettivi, le strategie e gli interventi promossi dal Piano medesimo».*

Qualunque intervento dovrà essere modulato, in accordo a quanto previsto dal DPR 203/88 – attuativo di alcune direttive comunitarie in materia di qualità dell'aria e di inquinamento prodotto dagli impianti industriali - all'articolo 4, comma C (*“la fissazione dei valori di qualità dell'aria coincidenti o compresi nei valori guida, ovvero ad essi inferiori, nell'ambito dei piani di protezione ambientale per zone determinate, nelle quali è necessario assicurare una speciale protezione dell'ambiente”*), tenendo conto del grado di compromissione del territorio e dei possibili effetti sinergici e combinati, determinati da una costante pressione sull'ambiente.

Schematizzando e riassumendo gli obiettivi principali del Piano consistono in interventi finalizzati:

- all'adeguamento ai limiti di emissione;
- all'adeguamento ai limiti di scarico;
- al ripristino di situazioni di degrado ambientale;
- alla riqualificazione urbana e territoriale del polo industriale;
- al sostegno allo sviluppo socio economico e turistico.

Tra i programmi di sviluppo che devono conciliarsi con l'operazione di disinquinamento dell'area, il Piano fa riferimento esplicito a quelli relativi allo sfruttamento minerario del bacino carbonifero del Sulcis.

La realizzazione di tali programmi, negli auspici del Piano, dovrebbe determinare un impatto positivo sulla qualità dell'ambiente atmosferico e rivitalizzare il comparto minerario. Detta rivitalizzazione, nel Piano viene espressamente legata all'utilizzazione del carbone estratto dalle miniere del Sulcis, le cui caratteristiche *«potrebbero rendere più competitivi i costi di produzione dell'energia elettrica da un impianto di gassificazione»*.

Dal punto di vista ambientale la scelta tecnologica della *gassificazione a ciclo combinato* viene così motivata: *«i processi di gassificazione presentano alcune caratteristiche di natura ambientale che sembrano renderli preferibili ai sistemi convenzionali di produzione di energia alimentati direttamente a carbone. In generale le quantità di rifiuti solidi, liquidi e gassosi che possono essere prodotte da un processo di gassificazione a ciclo combinato, sono inferiori a quanto risulta da impianti convenzionali pur in presenza di opportuni sistemi di trattamenti dei fumi (ivi esclusa la desolforazione); anche il consumo di materie prime, quali carbone e acqua, risulta significativamente contenuto»*.

Dal combinato disposto della Dichiarazione di area ad elevato rischio di crisi ambientale, del Piano di disinquinamento per il risanamento e del decreto di attuazione, si evidenzia come primaria la necessità di risanare un'area fortemente compromessa dagli insediamenti industriali, pur confermando la scelta di sviluppo economico del territorio legato all'industria.

Il risanamento dell'area deve comprendere e prevedere:

1. i lavori di ristrutturazione della centrale Sulcis, così come autorizzati dal decreto del Ministero dell'Industria, del commercio e dell'artigianato del 20.7.1990;
2. la realizzazione nell'area del Sulcis di un impianto basato sul processo di gassificazione, ritenuto quello a più basso impatto ambientale, così come autorizzato con la delibera del CIPE del 26.7.1990.

Gli obiettivi di questi provvedimenti sono rappresentati dalla ristrutturazione dell'esistente e dalla realizzazione di nuove tipologie di impianti, destinate a integrare e/o sostituire quelli in attività in coerenza con la normativa precedente.

Riattivazione del bacino carbonifero del Sulcis

A seguito della decisione dell'Enel del 1972, di rinunciare alle ultime concessioni ancora operanti e di sospendere ogni attività estrattiva, nel settembre del 1974 il Governo costituisce una commissione interministeriale di esperti che, nel 1975, conferma l'esistenza di presupposti tecnici ed economici per la ripresa dell'attività estrattiva.

Il 30 settembre 1976 viene così costituita la Carbosulcis con lo scopo di riattivare il bacino. La ripresa dell'attività estrattiva è richiesta, malgrado le previste diseconomie del progetto, sulla base di valutazioni di carattere "strategico" per il Paese. Sulla base di tali considerazioni il Cipi, con delibera dell'ottobre 1984, approva il progetto *"per la riattivazione e lo sviluppo del bacino carbonifero del Sulcis"*.

La legge 351/85 affida a Carbosulcis l'opera di riattivazione del bacino carbonifero del Sulcis consentendo *"l'impiego del carbone del bacino carbonifero del Sulcis nelle centrali termoelettriche e negli impianti di produzione combinata o non di energia elettrica e vapore esclusivamente ubicati in Sardegna, nonché negli impianti industriali, pure ubicati in Sardegna, nei quali, durante il processo produttivo o di combustione, lo zolfo viene fissato, fissato e combinato, ovvero combinato con il prodotto che si ottiene"*.

Nell'articolo 5 della stessa legge viene prevista la costituzione di Sotacarbo, società istituita nel 1987 da Eni, Enel ed Enea, a cui è affidato il compito di «sviluppare e dimostrare tecnologie innovative e avanzate nella utilizzazione del carbone» e di realizzare in Sardegna il Centro di ricerca sul carbone, precedentemente assegnato ad Eni con la legge 110/85.

Inoltre, allo scopo di consentire la realizzazione del progetto di riattivazione del bacino carbonifero del Sulcis, la legge 351/85 aumenta il fondo di dotazione dell'Eni di *"lire 505 miliardi, da erogarsi in ragione di lire 80 miliardi nell'anno 1985, di lire 90 miliardi nell'anno 1986, di lire 100 miliardi nell'anno 1987, di lire 115 miliardi nell'anno 1988 e di lire 120 miliardi nell'anno 1989"*.

Contenuti del DPR 28.1.1994

Il DPR emanato in attuazione del Piano di disinquinamento del territorio del Sulcis-Iglesiente rappresenta lo strumento individuato dal DPCM 23.4.1993 per la fissazione degli indirizzi per lo sviluppo congiunto minerario ed energetico del Sulcis Iglesiente, sulla base degli specifici approfondimenti svolti da parte del Ministero dell'Ambiente.

Per quanto riguarda lo sviluppo minerario energetico con carbone Sulcis, il DPR prevede l'affidamento di una concessione integrata, di durata trentennale, per la gestione della miniera del Sulcis e la realizzazione e gestione di un impianto IGCC per la produzione di energia elettrica in cogenerazione.

Le condizioni di gara principali fissate nel DPR 28/1/94 sono:

- diritto all'utilizzo della miniera del Sulcis e alla costruzione e gestione di un impianto IGCC, con potenza elettrica compresa tra 350 MW e 450 MW con cogenerazione di fluidi caldi;
- presa in carico della miniera e del relativo personale successivamente all'ottenimento delle autorizzazioni, per la costruzione e l'esercizio degli impianti oggetto della concessione;
- mantenimento per la durata della concessione del livello occupazionale della miniera (a tale data poco meno di 900 unità);
- rispetto di stringenti valori di emissione (con limiti pari a circa la metà di quelli degli impianti convenzionali).

Per favorire il perseguimento degli obiettivi di sviluppo e disinquinamento il Decreto prevede:

- a) la messa a disposizione gratuita dell'area;
- b) il trasferimento a titolo gratuito della titolarità delle concessioni minerarie della Carbosulcis SpA e dei suoi impianti realizzati fino ad allora;
- c) la concessione di agevolazioni finanziarie:
 - sul prezzo di cessione dell'energia elettrica prodotta mediante gassificazione con un quantitativo di carbone Sulcis superiore al 50 % in termine di potere calorifico su base annua (160 lire per chilowattora, ridotte del ribasso d'asta per i primi otto anni d'esercizio, prezzo previsto dal provvedimento CIP n. 6 del 29 aprile 1992 per gli impianti esistenti alimentati a carbone per i successivi anni di esercizio);
 - per la realizzazione degli impianti (234 miliardi di lire previsti nel quadro comunitario di sostegno della regione Sardegna; 185 miliardi di lire secondo criteri e modalità della delibera CIPI del 22 aprile 1993);
 - per le attività dell'Imi;
- d) l'assimilazione della gassificazione del carbone Sulcis alle fonti rinnovabili ai sensi delle leggi n. 9 e 10 del 9 gennaio 1991;

e) la possibilità di cessione all'Enel del carbone prodotto (al massimo per quattro anni), fino all'entrata in esercizio degli impianti di gassificazione, nella misura massima impiegabile dalla stessa Enel nella centrale convenzionale Sulcis. In assenza di impianti di desolforazione la quantità massima di carbone Sulcis utilizzabile nella centrale Sulcis è pari al 10% della quantità di carbone equivalente dei combustibili solidi e liquidi usati nella centrale. Per i gruppi dotati invece di desolforatore, la quantità massima di carbone Sulcis impiegabile è pari alla totalità del combustibile necessario per il gruppo.

La concessione di queste agevolazioni è vincolata:

- all'utilizzo della tecnologia della gassificazione integrata a ciclo combinato;
- all'adozione di una potenza elettrica netta di impianto compresa tra 350 e 450 MW;
- al rispetto dei vincoli ambientali prefissati, tra cui si ricordano i seguenti valori relativi alle emissioni massime in atmosfera:

Sostanza	t/a*	mg/Nm ³
SO ₂	1800	250
NO _x	1500	100
* per 5000 ore		

- al mantenimento dei livelli occupazionali per tutta la durata della concessione (30 anni);
- alla cogenerazione di fluidi caldi.

Per quanto riguarda i programmi di adeguamento, ristrutturazione e risanamento ambientale del parco elettrico presente e programmato nell'area ad alto rischio ambientale il DPR dispone, negli articoli 4 e 5, le modalità di autorizzazione del programma presentato il 14.1.1993 da Enel, a modifica di quanto già autorizzato dal D.M. dell'Industria del 20.07.90.

Contenuti della Valutazione di impatto ambientale

Il giudizio di compatibilità ambientale emesso dal Ministero dell'Ambiente il 4.8.1999 (DEC/VIA/3865) nei confronti del progetto ATI Sulcis veniva subordinato alla condizione che venissero rispettate ulteriori prescrizioni ambientali relativamente a:

- Emissioni in atmosfera;
- Caratteristiche combustibile integrativo;
- Monitoraggio emissioni in atmosfera;
- Monitoraggio della qualità dell'aria;
- Discariche rifiuti;
- Controllo e mitigazione degli impatti sulle risorse idriche superficiali e marine;
- Monitoraggio acque sotterranee;
- Progetto e gestione della fase di cantiere;

- Inquinamento acustico;
- Acque reflue di provenienza meteorica;
- Sistema di trasporto carbone/ceneri;
- Audit ambientale;
- Piano di dismissione dell'impianto;
- Minimizzazione delle emissioni polverulente;
- Minimizzazione delle emissioni gassose diffuse;
- Analisi dei rischi.

In particolare, con riferimento alle emissioni in atmosfera, vengono previsti i seguenti limiti di emissione dei flussi di massa complessivi degli inquinanti nei fumi, riferiti a 8000 ore annue di funzionamento dell'impianto:

Sostanza	Quantità (t/anno)
SO₂	2.440
NO_x (come NO₂)	2.150
PTS	110
CO	1.600

Ulteriori agevolazioni normative

Contemporaneamente all'iter progettuale e autorizzativo sono state concesse, per la costruzione dell'impianto di gassificazione con utilizzo del carbone Sulcis, ulteriori agevolazioni, rispetto a quelle previste dal DPR 28.1.1994. In particolare è stata riconosciuta l'esenzione:

- dall'obbligo dei certificati verdi, ai sensi del comma 11 dell'articolo 28 della L. 388/00;
- dalla carbon tax, così come prevista dall'articolo 8 della L. 448/98.

Il progetto pur ottenendo il via libera in sede di Valutazione di Impatto Ambientale e rientrando nell'elenco dei soggetti dichiarati adempienti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (Delibera n. 144/01) ai fini della verifica ex articolo 15, comma 2, del D. Lgs. 79/99, ha ricevuto il parere negativo sulla bancabilità da parte del pool di banche coinvolte nel project financing. La dichiarazione di non bancabilità ha determinato la risoluzione consensuale della Convenzione di concessione stipulata tra il Comitato di Coordinamento e ATI Sulcis.

Considerazioni conclusive

Alla luce della mancata realizzazione del progetto integrato così come predisposto da ATI Sulcis, in ottemperanza al dettato del DPR 28.1.1994 e delle prescrizioni ad esso collegate, la ristrutturazione e il rilancio della miniera richiedono necessariamente l'individuazione di nuove soluzioni tecnologiche in grado di coniugare esigenze ambientali ed economiche.

Il vincolo tecnologico della “gassificazione” è espresso dal DPR 28.1.1994 in modo chiaro e inequivocabile. Una qualunque variazione in questo ambito impone un intervento legislativo in grado di armonizzare eventuali nuove scelte con le linee direttrici (tutela dell’ambiente e sviluppo economico) già definite a suo tempo dal Piano di disinquinamento.

Pertanto in coerenza con l’obiettivo di rendere economicamente redditiva - e quindi fattibile – una nuova iniziativa industriale, dovrebbe essere consentita una maggiore flessibilità nella scelta della tecnologia per l’utilizzo del carbone per produrre energia elettrica. Nel nuovo provvedimento legislativo e nei suoi allegati si potrebbe quindi precisare che la tecnologia utilizzabile può essere la gassificazione o altra tecnologia *ambientalmente comparabile* (da intendersi come: in grado di lasciare inalterati i limiti alle emissioni in atmosfera previsti dal Decreto di valutazione di impatto ambientale, già più restrittivi di quelli previsti dal DPR 28.1.94). Ciò determinerebbe la possibilità di adottare tecnologie con costi di investimento competitivi rispetto a quelli della gassificazione.

Selezione dei principali testi normativi richiamati:

1. L. 351/85;
2. L. 349/86;
3. DPR 203/88;
4. L. 305/89;
5. L. 9/91;
6. L. 10/91;
7. CIP 6/92;
8. DM 25.9.1992;
9. DPCM 23.4.1993;
10. Art. 15 D. Lgs. n. 79/99;
11. Art. 8 L.448/98;
12. Art. 28 L. 388/00.

LEGGE 27 GIUGNO 1985 N. 351
NORME PER LA RIATTIVAZIONE
DEL BACINO CARBONIFERO DEL SULCIS

PREAMBOLO

LA CAMERA DEI DEPUTATI ED IL SENATO DELLA REPUBBLICA HANNO APPROVATO;

IL PRESIDENTE DELLA REPUBBLICA

PROMULGA LA SEGUENTE LEGGE:

ARTICOLO 1

1. Nel quadro del programma pluriennale dell'Ente nazionale idrocarburi -- ENI, allo scopo di consentire la realizzazione del progetto di riattivazione del bacino carbonifero del Sulcis, il fondo di dotazione dell'ENI è aumentato della somma di lire 505 miliardi, da erogarsi in ragione di lire 80 miliardi nell'anno 1985, di lire 90 miliardi nell'anno 1986, di lire 100 miliardi nell'anno 1987, di lire 115 miliardi nell'anno 1988 e di lire 120 miliardi nell'anno 1989.

2. Per la realizzazione delle indicate finalità l'ENI, con l'apporto e nei limiti di cui al primo comma, provvede all'aumento annuale del capitale sociale della Carbosulcis S.p.a. per il tramite dell'AGIP Carbone S.p.a.

ARTICOLO 2

1. Gli apporti autorizzati con il precedente art. 1 non possono essere integrati da eventuali ulteriori contributi previsti dalla normativa statale vigente per il settore ad eccezione di quanto previsto dal successivo art. 5.

ARTICOLO 3

1. Il terzo comma dell'art. 9 della legge 2 agosto 1975, n. 393, è sostituito dal seguente: <<é consentito impiegare il carbone del bacino carbonifero del Sulcis nelle centrali termoelettriche e negli impianti di produzione combinata o non di energia elettrica e vapore esclusivamente ubicati in Sardegna, nonché negli impianti industriali, pure ubicati in Sardegna, nei quali, durante il processo produttivo o di combustione, lo zolfo viene fissato, fissato e combinato, ovvero combinato con il prodotto che si ottiene>>.

ARTICOLO 4

1. Entro sessanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge, l'ENI e l'ENEL sono tenuti a stipulare una convenzione avente ad oggetto i rapporti tra i due enti per la fornitura all'ENEL del carbone del bacino carbonifero del Sulcis. Per la determinazione del prezzo di cessione, nella convenzione deve farsi riferimento a quello corrisposto dall'ENEL per assicurarsi, mediante contratti a lungo termine, il carbone di importazione di costo più elevato per ragioni di sicurezza.

2. La convenzione è approvata con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, emanato di concerto con il Ministro delle partecipazioni statali entro i successivi trenta giorni.

3. In caso di mancato accordo o di mancata approvazione, l'oggetto della convenzione è stabilito dal CIPE con propria delibera da emanarsi entro quattro mesi dalla data di entrata in vigore della

presente legge. Resta comunque ferma la competenza dei Comitato interministeriale prezzi ai fini della determinazione del sovrapprezzo termico.

ARTICOLO 5

1. L'ENI, l'ENEL e l'ENEA sono autorizzati a costituire una società per azioni avente la finalità di sviluppare tecnologie innovative e avanzate nella utilizzazione del carbone (arricchimento, tecniche di combustione, liquefazione, gassificazione, carbochimica ecc.) attraverso:

a) la costituzione in Sardegna del centro di ricerca di cui all'art. 1, lettera m), della legge 9 marzo 1985, n. 110;

b) la progettazione e la realizzazione di impianti dimostrativi sulla innovazione tecnologica nella utilizzazione del carbone;

c) la realizzazione di impianti industriali per l'utilizzazione del carbone in alternativa alla combustione.

2. Gli oneri per la costituzione della società per azioni di cui al presente articolo fanno carico agli stanziamenti di cui all'art. 6 della presente legge.

3. La società per azioni di cui al presente articolo, cui potranno successivamente partecipare enti di ricerca, enti economici della regione Sardegna, nonché imprese private per le iniziative previste dal precedente punto b), potrà fruire, nella misura massima prevista, delle incentivazioni di cui alla legge 17 febbraio 1982, n. 46.

4. Gli enti di cui al primo comma del presente articolo, sia con mezzi propri sia con le disponibilità che verranno loro assegnate dalle leggi dello Stato, sono autorizzati a concorrere all'investimento necessario per la realizzazione della fase industriale del progetto di sviluppo delle tecnologie avanzate di utilizzazione del carbone.

5. Il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato riferisce al Parlamento sullo stato di attuazione degli interventi previsti dalla presente legge, nonché sui risultati e sulla compatibilità economica dei progetti e sulla condizione ambientale.

ARTICOLO 6

1. All'onere derivante dall'applicazione della presente legge, pari a lire 80 miliardi per l'anno 1985, a lire 90 miliardi per l'anno 1986 ed a lire 100 miliardi per l'anno 1987, si provvede mediante corrispondente riduzione dello stanziamento iscritto, ai fini del bilancio triennale 1985-1987, al capitolo 9001 dello stato di previsione del Ministero del tesoro per l'anno finanziario 1985, all'uopo utilizzando l'accantonamento <<Interventi a favore della regione Sardegna nel settore mineroenergetico in sostituzione di quello del programma generale di metanizzazione>>.

2. Il Ministro del tesoro è autorizzato ad apportare, con propri decreti, le occorrenti variazioni di bilancio.

LEGGE 8 LUGLIO 1986, N. 349

**ISTITUZIONE DEL MINISTERO DELL'AMBIENTE E NORME IN
MATERIA DI DANNO AMBIENTALE (PUBBLICATA SULLA
GAZZETTA UFFICIALE DEL 15 LUGLIO 1986, N. 162)**

ARTICOLO 1.

1. È istituito il Ministero dell'ambiente.
2. È compito del Ministero assicurare, in un quadro organico, la promozione, la conservazione ed il recupero delle condizioni ambientali conformi agli interessi fondamentali della collettività ed alla qualità della vita, nonché la conservazione e la valorizzazione del patrimonio naturale nazionale e la difesa delle risorse naturali dall'inquinamento.
3. Il Ministero compie e promuove studi, indagini e rilevamenti interessanti l'ambiente; adotta, con i mezzi dell'informazione, le iniziative idonee a sensibilizzare l'opinione pubblica alle esigenze ed ai problemi dell'ambiente, anche attraverso la scuola, di concerto con il Ministro della pubblica istruzione.
4. Il Ministero instaura e sviluppa, previo coordinamento con il Ministero degli affari esteri e con gli altri Ministeri interessati, rapporti di cooperazione con gli organismi internazionali e delle Comunità europee.
5. Il Ministero promuove e cura l'adempimento di convenzioni internazionali, delle direttive e dei regolamenti comunitari concernenti l'ambiente e il patrimonio naturale.
6. Il Ministro presenta al Parlamento ogni due anni una relazione sullo stato dell'ambiente (1).

(1) Vedasi l'art. 29 della L. 18 maggio 1989, n. 183. La prima relazione sullo stato dell'ambiente è stata presentata in Parlamento nell'aprile del 1989, la seconda nel marzo del 1992.

ARTICOLO 2. (1)

1. Il Ministero esercita:
 - a) le funzioni già attribuite al Comitato interministeriale previsto dall'art. 3 della L. 10 maggio 1976, n. 319, e quelle attribuite dalla stessa legge e dalle successive modifiche ed integrazioni al Ministero dei lavori pubblici;
 - b) le funzioni già attribuite al Comitato interministeriale previsto dall'art. 5 del D.P.R. 10 settembre 1982, n. 915;
 - c) le funzioni già attribuite allo Stato, in materia di inquinamento atmosferico ed acustico, salvo quelle previste dall'art. 102, nn. 1), 3), 4), 5) e 10) del D.P.R. 24 luglio 1977, n. 616, che vengono esercitate di concerto con il Ministro della sanità; nonché quelle previste al n. 7) dell'articolo citato che vengono esercitate di concerto con il Ministro dei trasporti e con il Ministro della sanità;
 - d) le funzioni di competenza dello Stato nelle materie di cui all'art. 82 del D.P.R. 24 luglio 1977, n. 616, in materia di cave e torbiere, da esercitarsi di concerto con il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato (2).
2. Con decreti del Presidente del Consiglio dei Ministri, su proposta del Ministro dell'ambiente, di concerto con il Ministro della sanità e sentito il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sono stabilite per l'intero territorio nazionale e per zone particolari dello stesso le caratteristiche merceologiche, aventi rilievo ai fini dell'inquinamento atmosferico, dei combustibili e dei carburanti, nonché le caratteristiche tecnologiche degli impianti di combustione.
3. Le disposizioni degli artt. 12 e 13 della L. 13 luglio 1966, n. 615, e successive modificazioni ed integrazioni, restano in vigore fino alle date che saranno indicate nei decreti di cui al precedente comma 2.

4. Il Ministro dell'ambiente è membro del Comitato interministeriale per la programmazione economica (CIPE), del Comitato dei ministri per il coordinamento della politica industriale (CIPI) e del Comitato interministeriale per la politica agricola e alimentare (CIPA).
5. Il Ministro dell'ambiente interviene, per il concerto, nella predisposizione dei piani di settore a carattere nazionale che abbiano rilevanza di impatto ambientale.
6. Il Ministro dell'ambiente adotta, d'intesa con il Ministro dei lavori pubblici, le iniziative necessarie per assicurare il coordinamento, ad ogni livello di pianificazione, delle funzioni di tutela dell'ambiente di cui alla presente legge con gli interventi per la difesa del suolo e per la tutela e utilizzazione delle acque.
7. In particolare, fino alla riforma dell'Amministrazione dei lavori pubblici, sono esercitate di concerto con il Ministro dell'ambiente le funzioni di cui alla lett. a) del primo comma dell'art. 81 del D.P.R. 24 luglio 1977, n. 616, relativamente alle linee fondamentali dell'assetto del territorio nazionale ed alla difesa del suolo, nonché le funzioni di cui agli artt. 90 e 91 dello stesso decreto relativamente alla programmazione nazionale della destinazione delle risorse idriche.
8. Sono adottati di concerto con il Ministro dell'ambiente i provvedimenti di competenza ministeriale relativi al piano generale di difesa del mare e delle coste marine di cui all'art. 1 della L. 31 dicembre 1982, n. 979.
9. I provvedimenti istitutivi, comprensivi dei piani di vincolo, delle riserve marine, di cui agli artt. 26, primo comma, e 27 della L. 31 dicembre 1982, n. 979, sono adottati con decreti del Ministro dell'ambiente, di concerto con il Ministro della marina mercantile.
10. Nell'art. 28 della L. 31 dicembre 1982, n. 979, al comma terzo, dopo la lett. h), è aggiunta la seguente:
(Omissis).
11. Nell'art. 28 della L. 31 dicembre 1982, n. 979, il comma quarto è sostituito dal seguente:
(Omissis).
12. Nell'art. 28 della L. 31 dicembre 1982, n. 979, l'ultimo comma è sostituito dal seguente:
(Omissis).
13. L'art. 29 della L. 31 dicembre 1982, n. 979, è soppresso.
14. Il Ministro dell'ambiente, di concerto con il Ministro della sanità, propone al Presidente del Consiglio dei Ministri la fissazione dei limiti massimi di accettabilità delle concentrazioni e i limiti massimi di esposizione relativi ad inquinamenti di natura chimica, fisica e biologica e delle emissioni sonore (3) relativamente all'ambiente esterno e abitativo di cui all'art. 4 della L. 23 dicembre 1978, n. 833. La fissazione di tali limiti, ove gli stessi siano relativi agli ambienti di lavoro, è proposta al Presidente del Consiglio dei Ministri dal Ministro della sanità, di concerto con il Ministro dell'ambiente e con il Ministro del lavoro e della previdenza sociale.
15. Gli atti di indirizzo e coordinamento previsti dalla L. 23 dicembre 1978, n. 833, relativi a funzioni trasferite alle regioni, e gli atti di esercizio di poteri relativi a funzioni delegate alle regioni stesse sono adottati di concerto con il Ministro dell'ambiente ove riferiti ad inquinamenti di natura chimica, fisica, biologica o da emissioni sonore.
16. Sono adottati dal Ministro della sanità, di concerto con il Ministro dell'ambiente, i provvedimenti di competenza ministeriale relativi all'attuazione del D.P.R. 8 giugno 1982, n. 470.
17. Il Ministro della sanità, di concerto con il Ministro dei lavori pubblici e con il Ministro dell'ambiente, adotta i provvedimenti di competenza ministeriale relativi all'attuazione del D.P.R. 3 luglio 1982, n. 515.
18. Il Ministro dell'ambiente, apprezzate le circostanze, promuove le iniziative necessarie per l'adozione degli atti per i quali è previsto il suo concerto.
19. Il Ministro dell'ambiente partecipa al concerto per la predisposizione del piano nazionale per la protezione civile.
20. Il Ministro dell'ambiente, di concerto con il Ministro per il coordinamento delle iniziative per la ricerca scientifica e tecnologica e con i ministri interessati, predispone i piani nazionali di ricerca in

materia ambientale e coordina la partecipazione italiana ai programmi di ricerca ambientale definiti dalla Comunità Europea.

(1) Si vedano gli artt. 1 e 2 del D.P.R. 27 marzo 1992, n. 309 (Regolamento per l'organizzazione del Servizio per la tutela delle acque, la disciplina dei rifiuti, il risanamento del suolo e la prevenzione dell'inquinamento di natura fisica e del Servizio per l'inquinamento atmosferico, acustico e per le industrie a rischio del Ministero dell'ambiente).

(2) Comma modificato dall'art. 10 della L. 3 marzo 1987, n. 59.

(3) Vedasi il D.P.C.M. 1 marzo 1991 (Limiti massimi di esposizione al rumore negli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno).

ARTICOLO 3.

1. Il Ministro dell'ambiente ed il Ministro per i beni culturali e ambientali assumono di intesa le iniziative necessarie per assicurare il coordinato esercizio delle attribuzioni di rispettiva competenza.

ARTICOLO 2. (1)

1. Nell'art. 11 della L. 10 maggio 1976, n. 319, come modificato dall'art. 14 della L. 24 dicembre 1979, n. 650, e successivamente dall'art. 18 della legge 31 dicembre 1982, n. 979, il comma quarto è sostituito dal seguente:

(Omissis).

2. Nell'art. 11 della L. 10 maggio 1976, n. 319, come modificato dall'art. 14 della L. 24 dicembre 1979, n. 650, e successivamente dall'art. 18 della L. 31 dicembre 1982, n. 979, il comma sesto è sostituito dal seguente:

(Omissis).

(1) Vedasi l'art. 1, lett. m), del D.P.R. n. 309/92.

ARTICOLO 5.

1. I territori nei quali istituire riserve naturali e parchi di carattere interregionale sono individuati, a norma dell'art. 83, comma quarto, del D.P.R. 24 luglio 1977, n. 616, su proposta del Ministro dell'ambiente.

2. Sono trasferite al Ministero dell'ambiente le competenze esercitate, ai sensi delle leggi vigenti, dal Ministero dell'agricoltura e delle foreste in materia di parchi nazionali e di individuazione delle zone di importanza naturalistica nazionale e internazionale promuovendo in esse la costituzione di parchi e riserve naturali.

3. Il Ministro dell'ambiente impartisce agli enti autonomi e agli altri organismi di gestione dei parchi nazionali e delle riserve naturali statali le direttive necessarie al raggiungimento degli obiettivi scientifici, educativi e di protezione naturalistica, verificandone l'osservanza. Propone altresì al Consiglio dei Ministri norme generali di indirizzo e coordinamento per la gestione delle aree protette di carattere regionale e locale.

ARTICOLO 6.

1. Entro sei mesi dall'entrata in vigore della presente legge il Governo presenta al Parlamento il disegno di legge relativo all'attuazione delle direttive comunitarie in materia di impatto ambientale.

2. In attesa dell'attuazione legislativa delle direttive comunitarie in materia di impatto ambientale, le norme tecniche e le categorie di opere in grado di produrre rilevanti modificazioni dell'ambiente ed alle quali si applicano le disposizioni di cui ai successivi commi 3, 4 e 5, sono individuate con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, adottata su proposta del Ministro dell'ambiente, sentito il Comitato scientifico di cui al successivo art. 11, conformemente alla direttiva del Consiglio delle Comunità europee n. 85/337 del 27 giugno 1985.

3. I progetti delle opere di cui al precedente comma 2 sono comunicati, prima della loro approvazione, al Ministro dell'ambiente, al Ministro per i beni culturali e ambientali e alla regione

territorialmente interessata, ai fini della valutazione dell'impatto sull'ambiente. La comunicazione contiene l'indicazione della localizzazione dell'intervento, la specificazione dei rifiuti liquidi e solidi, delle emissioni ed immissioni inquinanti nell'atmosfera e delle emissioni sonore prodotte dall'opera, la descrizione dei dispositivi di eliminazione o recupero dei danni all'ambiente ed i piani di prevenzione dei danni all'ambiente e di monitoraggio ambientale. L'annuncio dell'avvenuta comunicazione deve essere pubblicato, a cura del committente, sul quotidiano più diffuso nella regione territorialmente interessata, nonché su un Quotidiano a diffusione nazionale.

4. Il Ministro dell'ambiente, sentita la regione interessata, di concerto con il Ministro per i beni culturali e ambientali, si pronuncia sulla compatibilità ambientale nei successivi novanta giorni (1), decorsi i quali la procedura di approvazione del progetto riprende il suo corso, salvo proroga deliberata dal Consiglio dei Ministri in casi di particolare rilevanza. Per le opere incidenti su aree sottoposte a vincolo di tutela culturale e paesaggistica, il Ministro dell'ambiente provvede di concerto con il Ministro per i beni culturali e ambientali (2).

5. Ove il Ministro competente alla realizzazione dell'opera non ritenga di uniformarsi alla valutazione del Ministro dell'ambiente, la questione è rimessa al Consiglio dei Ministri.

6. Qualora, nell'esecuzione delle opere di cui al comma 3, il Ministro dell'ambiente ravvisi comportamenti contrastanti con il parere sulla compatibilità ambientale espresso ai sensi del comma 4, o comunque tali da compromettere fondamentali esigenze di equilibrio ecologico e ambientale, ordina la sospensione dei lavori e rimette la questione al Consiglio dei Ministri.

7. Restano ferme le attribuzioni del Ministro per i beni culturali e ambientali nelle materie di sua competenza.

8. Il Ministro per i beni culturali e ambientali, nel caso previsto dall'art. 1 bis, comma 2, del D.L. 27 giugno 1985, n. 312, convertito, con modificazioni, nella L. 8 agosto 1985, n. 431, esercita i poteri di cui agli artt. 4 e 82 del D.P.R. 24 luglio 1977, n. 616, di concerto con il Ministro dell'ambiente.

9. Qualsiasi cittadino, in conformità delle leggi vigenti, può presentare, in forma scritta, al Ministero dell'ambiente, al Ministero per i beni culturali e ambientali e alla regione interessata istanze, osservazioni o pareri sull'opera soggetta a valutazione di impatto ambientale, nel termine di trenta giorni (3) dall'annuncio della comunicazione del progetto.

(1) Tale termine è stato prorogato fino al 30 giugno 1998 dal D.P.R. 7 agosto 1997 (G.U. n. 221 del 22 settembre 1997).

(2) V. Circ. Min. Amb. 11 agosto 1989.

(3) Tale termine è stato prorogato fino al 31 dicembre 1997 dal D.P.R. 7 agosto 1997 (G.U. n. 221 del 22 settembre 1997).

ARTICOLO 7.

(Omissis) (1).

(1) Articolo abrogato dall'art. 74 del D.L.vo 31 marzo 1998, n. 112.

ARTICOLO 8.

1. Per l'esercizio delle funzioni previste dalla presente legge il Ministero dell'ambiente si avvale dei servizi tecnici dello Stato previa intesa con i ministri competenti, e di quelli delle unità sanitarie locali previa intesa con la regione, nonché della collaborazione degli istituti superiori, degli organi di consulenza tecnico - scientifica dello Stato, degli enti pubblici specializzati operanti a livello nazionale e degli istituti e dei dipartimenti universitari con i quali può stipulare apposite convenzioni.

2. Il Ministro dell'ambiente può disporre verifiche tecniche sullo stato di inquinamento dell'atmosfera, delle acque e del suolo e sullo stato di conservazione di ambienti naturali. Per l'accesso nei luoghi dei soggetti incaricati si applica l'art. 7, 3. In caso di mancata attuazione o di inosservanza da parte delle regioni, delle province o dei comuni, delle disposizioni di legge relative alla tutela dell'ambiente, e qualora possa derivarne un grave danno ecologico, il Ministro dell'ambiente, previa diffida ad adempiere entro congruo termine da indicarsi nella diffida

medesima, adotta con ordinanza cautelare le necessarie misure provvisorie di salvaguardia, anche a carattere inibitorio di opere, di lavori o di attività antropiche, dandone comunicazione preventiva alle amministrazioni competenti. Se la mancata attuazione o l'inosservanza di cui al presente comma è imputabile ad un ufficio periferico dello Stato, il Ministro dell'ambiente informa senza indugio il Ministro competente da cui l'ufficio dipende, il quale assume le misure necessarie per assicurare l'adempimento. Se permane la necessità di un intervento cautelare per evitare un grave danno ecologico, l'ordinanza di cui al presente comma è adottata dal Ministro competente, di concerto con il Ministro dell'ambiente.

4. Per la vigilanza, la prevenzione e la repressione delle violazioni compiute in danno dell'ambiente, il Ministro dell'ambiente si avvale del nucleo operativo ecologico dell'Arma dei carabinieri, che viene posto alla dipendenza funzionale del Ministro dell'ambiente (1), nonché del Corpo forestale dello Stato, con particolare riguardo alla tutela del patrimonio naturalistico nazionale, degli appositi reparti della guardia di finanza e delle forze di polizia, previa intesa con i ministri competenti, e delle capitanerie di porto, previa intesa con il Ministro della marina mercantile.

(1) Si veda il D.M. 11 novembre 1986, che ha istituito il Nucleo operativo ecologico dell'Arma dei carabinieri.

A norma dell'art. 15 del D.P.R. 8 settembre 1997, n. 357, il Corpo forestale dello Stato esercita le azioni di sorveglianza connesse all'applicazione dello stesso D.P.R. n. 357/1997, recante attuazione della direttiva 92/43/CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali, nonché della flora e della fauna selvatiche.

ARTICOLO 9.

1. Fatte salve le attribuzioni delle regioni a statuto speciale e delle province autonome di Trento e di Bolzano nelle materie di loro esclusiva competenza, e nel rispetto degli statuti e delle norme di attuazione, la funzione di indirizzo e coordinamento delle attività amministrative delle regioni, nelle materie previste dalla presente legge, attiene ad esigenze di carattere unitario, anche in riferimento agli obiettivi della programmazione economica nazionale ed agli impegni derivanti dagli obblighi internazionali e comunitari. Tale funzione è esercitata, fuori dei casi in cui si provveda con legge o con atto avente forza di legge, mediante deliberazione del Consiglio dei Ministri, su proposta del Ministro dell'ambiente.

2. Il Ministro dell'ambiente emana le direttive concernenti le attività delegate alle regioni, fatte salve le competenze in materia, esercitate, ai sensi dell'art. 82 del D.P.R. 24 luglio 1977, n. 616, dal Ministro per i beni culturali e ambientali.

3. Il Ministro dell'ambiente, in caso di persistente inattività degli organi regionali nell'esercizio delle funzioni delegate, sentita la regione interessata, assegna un congruo termine, scaduto il quale dispone il compimento degli atti relativi in sostituzione dell'amministrazione regionale.

4. Il Ministero dell'ambiente e le amministrazioni regionali sono tenuti a fornirsi reciprocamente ogni notizia utile allo svolgimento delle proprie funzioni.

ARTICOLO 10.

1. Ai fini dell'esercizio delle attribuzioni previste dalla presente legge sono istituiti i seguenti servizi del Ministero dell'ambiente:

- a) servizio prevenzione degli inquinamenti e risanamento ambientale (1);
- b) servizio conservazione della natura;
- c) servizio valutazione dell'impatto ambientale, informazione ai cittadini e per la relazione sullo stato dell'ambiente;
- d) servizio affari generali e del personale.
- e) servizio di collaborazione al funzionamento degli organi di cui agli artt. 11 e 12 e per l'organizzazione e per il coordinamento dei loro uffici ausiliari (2).

2. Le attribuzioni dei servizi e le relative piante organiche sono definite nel regolamento di organizzazione del Ministero. Il regolamento è emanato con decreto del Presidente della Repubblica, previa deliberazione del Consiglio dei Ministri, su proposta del Ministro dell'ambiente.

3. Ai servizi sono preposti dirigenti generali dello Stato di livello C.

(1) Tale servizio è stato riorganizzato con L. 4 dicembre 1990, n. 368 (Riorganizzazione del servizio prevenzione degli inquinamenti e risanamento ambientale del Ministero dell'ambiente), in G.U. n. 286 del 7 dicembre 1990.

(2) La lettetta e) è stata aggiunta dall'art. 3 della L. 3 marzo 1987, n. 59, disposizioni transitorie ed urgenti per il funzionamento del Ministero dell'ambiente.

ARTICOLO 11. (1)

1. Organo tecnico - scientifico del Ministero dell'ambiente è il Comitato scientifico.

2. Il Comitato scientifico è presieduto dal ministro ed è composto nel modo seguente:

a) da dieci esperti designati rispettivamente dai Ministri dell'interno, dell'industria, del commercio e dell'artigianato, dei lavori pubblici, dell'agricoltura e delle foreste, della marina mercantile, della sanità, per i beni culturali e ambientali, della pubblica istruzione, per gli affari regionali e per il coordinamento delle iniziative per la ricerca scientifica e tecnologica;

b) da un componente, rispettivamente, del Consiglio superiore dei lavori pubblici, del Consiglio superiore di sanità, dell'Istituto superiore di sanità, del Consiglio superiore della marina mercantile, della Consulta per la difesa del mare dagli inquinamenti, del Consiglio superiore dell'agricoltura e le foreste, del Consiglio nazionale per i beni culturali e ambientali, del Consiglio nazionale delle ricerche e del Consiglio superiore della pubblica istruzione;

c) da otto professori universitari di ruolo, di discipline attinenti alle tematiche ambientali;

d) da cinque esperti di problemi di ecologia, scelti tra persone di riconosciuta esperienza scientifica, sentita l'Accademia nazionale dei lincei.

3. I componenti del Comitato sono nominati con decreto del Ministro dell'ambiente e durano in carica quattro anni.

4. Le norme per l'organizzazione ed il funzionamento del Comitato scientifico sono stabilite con decreto del Ministro dell'ambiente.

5. Il Comitato scientifico esprime pareri nelle materie indicate nella presente legge, su richiesta del Ministro dell'ambiente.

6. Il Comitato si pronuncia in seduta plenaria o in sezioni costituite dal Ministro in relazione ai settori di competenza del Ministero.

7. Il Ministro dell'ambiente può costituire, con proprio decreto, sentito il parere del Consiglio nazionale di cui al successivo art. 12, comitati tecnico - scientifici aventi competenza su specifici settori di intervento del Ministero dell'ambiente e sul settore delle aree protette.

(1) A norma dell'art. 2 del D.P.R. 9 maggio 1994, n. 608, è soppresso il Comitato scientifico previsto da questo articolo.

ARTICOLO 12.

1. È istituito il Consiglio nazionale per l'ambiente (1) con la seguente composizione:

a) un rappresentante designato da ogni regione; per il Trentino - Alto Adige, uno designato dalla provincia autonoma di Trento e uno dalla provincia autonoma di Bolzano;

b) sei rappresentanti designati dall'Associazione nazionale comuni italiani e tre dalla Unione delle province d'Italia;

c) quindici rappresentanti nominati dal Ministro dell'ambiente su terne presentate dalle associazioni a carattere nazionale o presenti in almeno cinque regioni, di cui al successivo art. 13;

d) un rappresentante del CNR, uno dell'ENEA e uno dell'ENEL.

2. Il Ministro dell'ambiente, quando ne ravvisi l'opportunità in relazione agli argomenti iscritti all'ordine del giorno del Consiglio, può invitare rappresentanti dell'impresa e del lavoro e degli ordini professionali.

3. Il Consiglio nazionale per l'ambiente è presieduto dal Ministro dell'ambiente ed è rinnovato ogni tre anni. Elege nel suo seno il vicepresidente e stabilisce le regole per il proprio funzionamento. Si avvale di un apposito ufficio di segreteria istituito presso il Ministero dell'ambiente.
 4. Il Consiglio dà pareri ed avanza proposte nelle materie indicate dalla presente legge nei casi e con le modalità stabilite con apposito regolamento approvato con decreto ministeriale.
 5. Il Consiglio può proporre iniziative al Ministro dell'ambiente per il raggiungimento delle finalità indicate nell'art. 1, comma 3.
 6. Il Consiglio esprime il proprio parere sulla relazione di cui all'art. 1, comma 6, che è allegato alla relazione stessa ai fini della sua trasmissione al Parlamento.
 7. Il Consiglio nazionale per l'ambiente è nominato con decreto del Presidente della Repubblica, su proposta del Ministro dell'ambiente entro sessanta giorni dalla entrata in vigore della presente legge.
- (1) Le attribuzioni consultive e di iniziativa del Consiglio nazionale per l'ambiente, in ordine al coordinamento degli interventi dello Stato, delle regioni e degli enti locali, ed alle competenze delle regioni, sono comprese, in virtù di quanto dispone l'art. 2, lett. i) del D.L.vo 16 dicembre 1989, n. 418 (Riordinamento delle funzioni della Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le regioni e le province autonome di Trento e Bolzano e degli organismi a composizione mista Stato - regioni, in attuazione dell'art. 12, comma 7, della L. 23 agosto 1988, n. 400), nelle attribuzioni di cui alle lett. b), c) e d) del comma 1, dell'art. 1, del citato D.L.vo n. 418/1989.

ARTICOLO 13.

1. Le associazioni di protezione ambientale a carattere nazionale e quelle presenti in almeno cinque regioni sono individuate con decreto del Ministro dell'ambiente sulla base delle finalità programmatiche e dell'ordinamento interno democratico previsti dallo statuto, nonché della continuità dell'azione e della sua rilevanza esterna, previo parere del Consiglio nazionale per l'ambiente da esprimere entro novanta giorni dalla richiesta (1).
 2. Il ministro, al solo fine di ottenere, per la prima composizione del Consiglio nazionale dell'ambiente, le terne di cui al precedente art. 12, comma 1, lett. c), effettua, entro trenta giorni dall'entrata in vigore della presente legge, una prima individuazione delle associazioni a carattere nazionale e di quelle presenti in almeno cinque regioni, secondo i criteri di cui al precedente comma 1, e ne informa il Parlamento.
- (1) Tali associazioni sono state individuate con D.M. 20 febbraio 1987 (G.U. 27 febbraio 1987, n. 48) nelle seguenti: Amici della terra; Associazione Kronos 1991; Club alpino italiano; Federnatura; Fondo ambiente italiano; Gruppi ricerca ecologica; Italia nostra; Lega ambiente; Lega italiana protezione uccelli; Mare vivo; Touring club italiano; World Wildlife Fund, nonché l'associazione Greenpeace. In seguito, il D.M. 26 maggio 1987 (G.U. 2 giugno 1987, n. 126) ha aggiunto queste associazioni: Agriturist; Lega italiana per i diritti dell'animale; Pro-natura (Unione italiana per la protezione della natura). Quest'ultima associazione, però, è stata poi cancellata dal D.M. 17 febbraio 1995 (G.U. n. 98 del 28 aprile 1995). Vi è altresì da segnalare che il D.M. 27 luglio 1993 (G.U. n. 296 del 18 dicembre 1993), ha annullato il D.M. 14 ottobre 1988 (G.U. n. 19 del 24 gennaio 1989), con cui veniva individuata l'associazione nazionale di tutela per l'ambiente (A.N.T.A.) tra le associazioni di protezione ambientale. Il D.M. 1 marzo 1988 (G.U. n. 116 del 19 maggio 1988), poi, ha individuato tra queste ultime anche l'Associazione ambiente e lavoro. Infine, il D.M. 12 aprile 1999 (citato nel Comun. Min. Amb. pubblicato nella G.U. n. 128 del 3 giugno 1999) ha individuato anche l'Associazione Terranostra.

ARTICOLO 14.

1. Il Ministro dell'ambiente assicura la più ampia divulgazione delle informazioni sullo stato dell'ambiente.
2. Gli atti adottati dal Consiglio nazionale per l'ambiente debbono essere motivati e, quando la loro conoscenza interessi la generalità dei cittadini e risponda ad esigenze informative di carattere diffuso, vengono pubblicati per estratto nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana ai sensi

dell'art. 3 della L. 11 dicembre 1984, n. 839, con la menzione del numero del Bollettino Ufficiale del Ministero dell'ambiente, che riporta il testo integrale degli atti stessi nonché il processo verbale delle sedute.

3. Qualsiasi cittadino ha diritto di accesso alle informazioni sullo stato dell'ambiente disponibili, in conformità delle leggi vigenti, presso gli uffici della pubblica amministrazione, e può ottenere copia previo rimborso delle spese di riproduzione e delle spese effettive di ufficio il cui importo è stabilito con atto dell'amministrazione interessata.

ARTICOLO 15

1. I ruoli e le relative dotazioni organiche del Ministero dell'ambiente sono stabiliti in conformità alle tabelle A e B allegate alla presente legge.

2. Il consiglio di amministrazione e le commissioni di disciplina del Ministero sono costituiti secondo le norme vigenti ed esercitano le funzioni da esse previste.

3. Presso il Ministero è istituita una Ragioneria centrale dipendente dal Ministero del tesoro.

4. In relazione all'istituzione della Ragioneria centrale di cui al precedente comma 3, la dotazione organica dei ruoli centrali del Ministero del tesoro - Ragioneria generale dello Stato - viene aumentata di complessive 35 unità, così distribuite: tre della ex carriera ausiliaria, di cui due con qualifica di commesso (secondo livello funzionale) e una con qualifica di commesso capo (terzo livello funzionale); undici della ex carriera esecutiva amministrativa, di cui dieci con qualifica di coadiutore superiore (quinto livello funzionale); tre della ex carriera esecutiva tecnica dei meccanografi con qualifica di operatore tecnico (quarto livello funzionale); otto della ex carriera di concetto, di cui sette con qualifica di ragioniere o segretario (sesto livello funzionale) e una con qualifica di ragioniere capo o segretario capo (settimo livello funzionale); dieci della ex carriera direttiva, di cui sette con qualifica di consigliere (settimo livello funzionale) e tre con qualifica di direttore aggiunto di divisione (ottavo livello funzionale).

5. I profili professionali di ufficiale e di assistente ecologico saranno determinati ai sensi della L. 29 marzo 1983, n. 93.

6. Nella prima applicazione della presente legge, alla copertura dei posti di organico il Ministro dell'ambiente potrà provvedere mediante inquadramento a domanda:

a) del personale di ruolo già in posizione di comando e di quello fuori ruolo presso la Presidenza del Consiglio dei Ministri ed in servizio presso l'Ufficio del Ministro per l'ecologia alla data di entrata in vigore della presente legge;

b) del personale di ruolo in servizio presso altre amministrazioni dello Stato o enti pubblici che, alla data di entrata in vigore della presente legge, esercita funzioni relative alle competenze attribuite al Ministero dell'ambiente;

c) del personale di ruolo in posizione di comando presso l'Ufficio del Ministro per l'ecologia ai sensi dell'art. 12 della L. 22 dicembre 1984, n. 887, e successive modificazioni e integrazioni (1).

7. L'inquadramento, con la conservazione della qualifica e dell'anzianità maturata, è disposto con decreto del Ministro dell'ambiente, di concerto con i Ministri del tesoro e per la funzione pubblica, sentito, per il personale di cui al precedente comma 6, lett. b), il ministro preposto all'amministrazione di provenienza e, per quello di cui allo stesso comma 6, lettera c), il capo dell'amministrazione di appartenenza.

8. Per sopperire alle prime esigenze organizzative e funzionali del Ministero dell'ambiente, il Ministro dell'ambiente può avvalersi, nel limite massimo di 35 unità, di personale assunto con contratti a tempo determinato di durata non superiore a due anni scelto tra elementi di adeguata qualificazione tecnico-professionale ed il cui compenso sarà determinato con decreto del Ministro dell'ambiente, di concerto con il Ministro del tesoro (2).

(1) V. art. 1, L. 3 marzo 1987, n. 59.

(2) V. L. 30 novembre 1989, n. 387 (Norme concernenti il funzionamento del Ministero dell'ambiente).

ARTICOLO 16.

1. In sede di prima applicazione della presente legge, il 30 per cento dei posti di primo dirigente, di cui all'allegata tabella A, è conferito, mediante concorso speciale per esame, al personale già appartenente all'ex carriera direttiva in servizio presso l'Ufficio del Ministro per l'ecologia alla data di entrata in vigore della presente legge, in possesso del diploma di laurea, inquadrato nella settima e nella ottava qualifica funzionale, con almeno nove anni di servizio effettivo nella qualifica stessa.

ARTICOLO 17.

1. In attesa della aggregazione di tutti i servizi scientifici e tecnici con competenze relative all'ambiente e al territorio, compresa la formazione di eventuali istituti e di un centro dati, il Servizio geologico del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato è trasferito al Ministero dell'ambiente (1).

2. Con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, da adottarsi entro tre mesi dalla data di entrata in vigore della presente legge, è regolato il passaggio di funzioni, beni e personale, nonché la conseguente variazione delle tabelle organiche allegate alla presente legge.

(1) V. art. 2 della L. 3 marzo 1987, n. 59, disposizioni transitorie ed urgenti per il funzionamento del Ministero dell'ambiente.

ARTICOLO 18. (1)

1. Qualunque fatto doloso o colposo in violazione di disposizioni di legge o di provvedimenti adottati in base a legge che comprometta l'ambiente, ad esso arrecando danno, alterandolo, deteriorandolo o distruggendolo in tutto o in parte, obbliga l'autore del fatto al risarcimento nei confronti dello Stato.

2. Per la materia di cui al precedente comma 1 la giurisdizione appartiene al giudice ordinario, ferma quella della Corte dei conti, di cui all'art. 22 del D.P.R. 10 gennaio 1957, n. 3.

3. L'azione di risarcimento del danno ambientale, anche se esercitata in sede penale, è promossa dallo Stato, nonché dagli enti territoriali sui quali incidano i beni oggetto del fatto lesivo.

4. Le associazioni di cui al precedente art. 13 e i cittadini, al fine di sollecitare l'esercizio dell'azione da parte dei soggetti legittimati, possono denunciare i fatti lesivi di beni ambientali dei quali siano a conoscenza (2).

5. Le associazioni individuate in base all'art. 13 della presente legge possono intervenire nei giudizi per danno ambientale e ricorrere in sede di giurisdizione amministrativa per l'annullamento di atti illegittimi.

6. Il giudice, ove non sia possibile una precisa quantificazione del danno, ne determina l'ammontare in via equitativa, tenendo comunque conto della gravità della colpa individuale, del costo necessario per il ripristino, e del profitto conseguito dal trasgressore in conseguenza del suo comportamento lesivo dei beni ambientali.

7. Nei casi di concorso nello stesso evento di danno, ciascuno risponde nei limiti della propria responsabilità individuale.

8. Il giudice, nella sentenza di condanna, dispone, ove possibile, il ripristino dello stato dei luoghi a spese del responsabile.

9. Per la riscossione dei crediti in favore dello Stato risultanti dalle sentenze di condanna si applicano le norme di cui al testo unico delle disposizioni di legge relative alla riscossione delle entrate patrimoniali dello Stato, approvato con R.D. 14 aprile 1910, n. 639.

(1) Si vedano, altresì, l'art. 14 del D.L.vo 27 gennaio 1992, n. 133; l'art. 19 del D.L.vo 27 gennaio 1992, n. 132 e l'art. 12 del D.L.vo 25 gennaio 1992, n. 130.

(2) A titolo indicativo, v. D.M. 4 giugno 1987 (G.U. n. 37 del 15 febbraio 1988) e D.M. 30 novembre 1989 (G.U. n. 281 dell'1 dicembre 1989).

DECRETO PRESIDENTE DELLA REPUBBLICA 24 MAGGIO 1988 N. 203
ATTUAZIONE DELLE DIRETTIVE CEE NUMERI 80/779, 82/884,
84/360 E 85/203 CONCERNENTI NORME IN MATERIA DI QUALITÀ
DELL'ARIA, RELATIVAMENTE A SPECIFICI AGENTI INQUINANTI,
E DI INQUINAMENTO PRODOTTO DAGLI IMPIANTI INDUSTRIALI,
AI SENSI DELL'ART. 15 DELLA LEGGE 16 APRILE 1987, N. 183
(G.U. 16 GIUGNO 1988, N. 140).

PREAMBOLO

LA CAMERA DEI DEPUTATI ED IL SENATO DELLA REPUBBLICA HANNO APPROVATO;

IL PRESIDENTE DELLA REPUBBLICA

VISTI GLI ARTICOLI 76 E 87 DELLA COSTITUZIONE;

VISTA LA LEGGE 16 APRILE 1987, N. 183, CONCERNENTE IL COORDINAMENTO DELLE POLITICHE COMUNITARIE RIGUARDANTI L'APPARTENENZA DELL'ITALIA ALLE COMUNITÀ EUROPEE E L'ADEGUAMENTO DELL'ORDINAMENTO INTERNO AGLI ATTI NORMATIVI COMUNITARI;

VISTE LE DIRETTIVE CEE NUMERI 80/779, 82/884, 84/360 E 85/203 CONCERNENTI NORME IN MATERIA DI QUALITÀ DELL'ARIA, RELATIVAMENTE A SPECIFICI AGENTI INQUINANTI, E DI INQUINAMENTO PRODOTTO DAGLI IMPIANTI INDUSTRIALI, TUTTE INDICATE NELL'ELENCO C ALLEGATO ALLA LEGGE 16 APRILE 1987, N. 183;

CONSIDERATO CHE IN DATA 6 MAGGIO 1988, AI TERMINI DELL'ART. 15 DELLA CITATA LEGGE 16 APRILE 1987, N. 183, CHE DELEGA IL GOVERNO AD EMANARE NORME ATTUATIVE DELLE DIRETTIVE INDICATE NEL PREDETTO ELENCO C È STATO INVIATO LO SCHEMA DEL PRESENTE PROVVEDIMENTO AI PRESIDENTI DELLA CAMERA DEI DEPUTATI E DEL SENATO DELLA REPUBBLICA PER GLI ADEMPIMENTI IVI PREVISTI;

ACQUISITO IL PARERE DELLE COMPETENTI COMMISSIONI DELLA CAMERA DEI DEPUTATI E DEL SENATO DELLA REPUBBLICA;

VISTA LA DELIBERAZIONE DEL CONSIGLIO DEI MINISTRI, ADOTTATA NELLA RIUNIONE DEL 20 MAGGIO 1988;

SULLA PROPOSTA DEL MINISTRO PER IL COORDINAMENTO DELLE POLITICHE COMUNITARIE, DI CONCERTO CON I MINISTRI DEGLI AFFARI ESTERI, DI GRAZIA E GIUSTIZIA, DEL TESORO, DELL'INDUSTRIA, DEL COMMERCIO E DELL'ARTIGIANATO, DELLA SANITÀ, DELL'AMBIENTE E PER GLI AFFARI REGIONALI ED I PROBLEMI ISTITUZIONALI;

EMANA IL SEGUENTE DECRETO:

ARTICOLO 1.

1. Il presente decreto detta norme per la tutela della qualità dell'aria ai fini della protezione della salute e dell'ambiente su tutto il territorio nazionale.
2. Sono sottoposti alla disciplina del presente decreto:
 - a) tutti gli impianti che possono dar luogo ad emissione nell'atmosfera;
 - b) le caratteristiche merceologiche dei combustibili ed il loro impiego;

- c) i valori limite ed i valori guida per gli inquinanti dell'aria nell'ambiente esterno ed i relativi metodi di campionamento, analisi e valutazione;
- d) i limiti delle emissioni inquinanti ed i relativi metodi di campionamento, analisi e valutazione.

ARTICOLO 2.

Ai fini del presente decreto si intende per:

1. Inquinamento atmosferico: ogni modificazione della normale composizione o stato fisico dell'aria atmosferica, dovuta alla presenza nella stessa di uno o più sostanze in quantità e con caratteristiche tali da alterare le normali condizioni ambientali e di salubrità dell'aria; da costituire pericolo ovvero pregiudizio diretto o indiretto per la salute dell'uomo; da compromettere le attività ricreative e gli altri usi legittimi dell'ambiente; alterare le risorse biologiche e gli ecosistemi ed i beni materiali pubblici e privati.
2. Valori limite di qualità dell'aria: limiti massimi di accettabilità delle concentrazioni e limiti massimi di esposizione relativi ad inquinanti nell'ambiente esterno.
3. Valori guida di qualità dell'aria: limiti delle concentrazioni e limiti di esposizione relativi ad inquinanti nell'ambiente esterno destinati:
 - a) alla prevenzione a lungo termine in materia di salute e protezione dell'ambiente;
 - b) a costituire parametri di riferimento per l'istituzione di zone specifiche di protezione ambientale per le quali è necessaria una particolare tutela della qualità dell'aria.
4. Emissione: qualsiasi sostanza solida, liquida o gassosa introdotta nell'atmosfera, proveniente da un impianto, che possa produrre inquinamento atmosferico.
5. Linee guida per il contenimento delle emissioni: criteri in linea con l'evoluzione tecnica messi a punto relativamente a settori industriali contenenti indicazioni su:
 - a) cicli tecnologici;
 - b) migliore tecnologia disponibile relativamente ai sistemi del contenimento delle emissioni;
 - c) fattori di emissione con e senza l'applicazione della migliore tecnologia disponibile per il contenimento delle emissioni.

Sulla base dei predetti criteri sono individuati i valori minimi e massimi di emissione.

6. Fattore di emissione: la quantità di sostanza inquinante emessa riferita al processo produttivo considerato nella sua globalità e nelle sue fasi tecnologiche; si esprime in termine di massa inquinante emessa, rapportata alla massa di prodotto o materia prima impiegata, o comunque ad altri parametri idonei a rappresentare il settore produttivo in esame.
7. Migliore tecnologia disponibile: sistema tecnologico adeguatamente verificato e sperimentato che consente il contenimento e/o la riduzione delle emissioni a livelli accettabili per la protezione della salute e dell'ambiente, sempre che l'applicazione di tali misure non comporti costi eccessivi.
8. Valore limite di emissione: la concentrazione e/o la massa di sostanze inquinanti nella emissione degli impianti in un dato intervallo di tempo che non devono essere superate.
9. Impianto: lo stabilimento o altro impianto fisso che serva per usi industriali o di pubblica utilità e possa provocare inquinamento atmosferico, ad esclusione di quelli destinati alla difesa nazionale.
10. Impianto esistente: un impianto che sia in funzione, costruito ovvero autorizzato prima della data di entrata in vigore del presente decreto.

ARTICOLO 3.

1. Con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, su proposta del Ministro dell'ambiente, di concerto con i Ministri della sanità e dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sono fissati ed aggiornati i valori limite ed i valori guida di qualità dell'aria, validi su tutto il territorio nazionale.

2. Con decreto del Ministro dell'ambiente, di concerto con i Ministri della sanità e dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentita la conferenza dei presidenti delle giunte regionali, sono fissati ed aggiornati:

- a) le linee guida per il contenimento delle emissioni, nonché i valori minimi e massimi di emissione;
- b) i metodi di campionamento, analisi e valutazione degli inquinanti e dei combustibili;
- c) i criteri per l'utilizzazione delle migliori tecnologie disponibili;
- d) i criteri temporali per l'adeguamento progressivo degli impianti esistenti alla normativa del presente decreto.

3. Fino alle date che saranno indicate nei decreti di cui ai commi 1 e 2, si applicano le disposizioni del presente decreto e del decreto del Presidente del consiglio dei ministri in data 28 marzo 1983, pubblicato nel supplemento ordinario alla Gazzetta Ufficiale n. 145 del 28 maggio 1983.

4. Il Ministro dell'ambiente, di concerto con il Ministro della sanità, provvede:

- a) a predisporre, entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, i criteri per l'elaborazione dei piani regionali per il risanamento e la tutela della qualità dell'aria, tenuto conto delle esperienze regionali già acquisite;
- b) a redigere il piano nazionale di tutela della qualità dell'aria sulla base dei piani regionali, previa verifica della loro compatibilità;
- c) ad individuare, sentite le regioni interessate, zone a carattere interregionale nelle quali, per la presenza di un maggior inquinamento atmosferico o per le loro caratteristiche paesaggistiche ambientali, sono stabiliti valori limite delle emissioni o valori limite di qualità dell'aria più restrittivi;
- d) a predisporre i criteri per la raccolta dei dati inerenti la qualità dell'aria, da effettuare con i sistemi di rilevamento regionali, nonché una relazione annuale sullo stato della qualità dell'aria formulata sulla base delle relazioni e dei dati forniti dalle regioni;
- e) a predisporre i criteri per l'inventario nazionale delle fonti di emissione e al suo periodico aggiornamento sulla base dei dati forniti dalle regioni.

ARTICOLO 4.

1. Fatte salve le competenze dello Stato, la tutela dell'ambiente dall'inquinamento atmosferico spetta alle regioni, che la esercitano nell'ambito dei principi contenuti nel presente decreto e delle altre leggi dello Stato. In particolare è di competenza delle regioni:

- a) la formulazione dei piani di rilevamento, prevenzione, conservazione e risanamento del proprio territorio, nel rispetto dei valori limite di qualità dell'aria;
- b) la fissazione di valori limite di qualità dell'aria, compresi tra i valori limite e i valori guida ove determinati dallo Stato, nell'ambito dei piani di conservazione per zone specifiche nelle quali ritengono necessario limitare o prevenire un aumento dell'inquinamento dell'aria derivante da sviluppi urbani o industriali;
- c) la fissazione dei valori di qualità dell'aria coincidenti o compresi nei valori guida, ovvero ad essi inferiori, nell'ambito dei piani di protezione ambientale per zone determinate, nelle quali è necessario assicurare una speciale protezione dell'ambiente;
- d) la fissazione dei valori delle emissioni di impianti, sulla base della migliore tecnologia disponibile e tenendo conto delle linee guida fissate dallo Stato e dei relativi valori di emissione. In assenza di determinazioni regionali, non deve comunque essere superato il più elevato dei valori di emissione definiti nelle linee guida, fatti salvi i poteri sostitutivi degli organi statali;
- e) la fissazione per zone particolarmente inquinate o per specifiche esigenze di tutela ambientale, nell'ambito dei piani di cui al punto a), di valori limite delle emissioni più restrittivi dei valori minimi di emissione definiti nelle linee guida, nonché per talune categorie di impianti la determinazione di particolari condizioni di costruzione o di esercizio;

- f) l'indirizzo ed il coordinamento dei sistemi di controllo e di rilevazione degli inquinanti atmosferici e l'organizzazione dell'inventario regionale delle emissioni;
- g) la predisposizione di relazioni annuali sulla qualità dell'aria da trasmettere ai Ministeri dell'ambiente e della sanità, per i fini indicati all'art. 3, comma 4, lettera d).

ARTICOLO 5.

1. E' di competenza delle province la redazione e tenuta dell'inventario provinciale delle emissioni atmosferiche, redatto sulla base dei criteri individuati dalle autorità statali competenti ed attuato secondo le indicazioni organizzative della regione.

ARTICOLO 6.

1. In attesa di una riforma organica delle competenze per il rilascio delle autorizzazioni da parte dello Stato, delle regioni e degli enti locali, e fatte salve le attuali competenze in materia, per la costruzione di un nuovo impianto deve essere presentata domanda di autorizzazione alla regione o alla provincia autonoma competente, corredata dal progetto nel quale sono comunque indicati il ciclo produttivo, le tecnologie adottate per prevenire l'inquinamento, la quantità e la qualità delle emissioni, nonché il termine per la messa a regime degli impianti.

2. Copia della domanda di cui al comma 1 deve essere trasmessa al Ministro dell'ambiente, nonché allegata alla domanda di concessione edilizia rivolta al sindaco.

ARTICOLO 7.

1. Ai fini del rilascio dell'autorizzazione la regione accerta: a) che siano previste tutte le misure appropriate di prevenzione dell'inquinamento atmosferico; b) che l'impianto progettato non comporti emissioni superiori ai limiti consentiti.

2. La regione si pronuncia sulla domanda, sentito il comune o i comuni ove è localizzato l'impianto, entro sessanta giorni dalla presentazione della domanda stessa, ovvero, nel caso in cui ritenga di invitare il richiedente ad apportare modifiche al progetto, entro trenta giorni dalla presentazione di dette modifiche; decorsi inutilmente tali termini, l'interessato, entro i successivi sessanta giorni, ha facoltà di richiedere al Ministro dell'ambiente di provvedere sulla domanda, notificando tale istanza alla regione. Il Ministro dell'ambiente, di concerto con i Ministri della sanità e dell'industria, del commercio e dell'artigianato, provvede entro i successivi trenta giorni.

3. L'autorizzazione stabilisce, in ogni caso, la quantità e la qualità delle emissioni misurate secondo le metodologie prescritte, nonché il termine per la messa a regime degli impianti.

4. Il sindaco è tenuto ad esprimere il parere entro quarantacinque giorni dalla richiesta della regione.

5. La regione, contestualmente al rilascio del provvedimento autorizzatorio, comunica alle autorità competenti e all'impresa la periodicità e la tipologia dei controlli comunque necessari.

ARTICOLO 8.

1. L'impresa, almeno quindici giorni prima di dare inizio alla messa in esercizio degli impianti, ne dà comunicazione alla regione e al sindaco del comune o dei comuni interessati.

2. Entro quindici giorni dalla data fissata per la messa a regime degli impianti, l'impresa comunica alla regione e ai comuni interessati i dati relativi alle emissioni effettuate da tale data per un periodo continuativo di dieci giorni.

3. Entro centoventi giorni dalla data indicata per la messa a regime dell'impianto, la regione deve accertare la regolarità delle misure e dei dispositivi di prevenzione dell'inquinamento, nonché il rispetto dei valori limite. Ove accerti che le emissioni superino i limiti indicati nell'autorizzazione, prescrive le misure necessarie per riportare le emissioni, entro un termine prefissato, nei limiti prescritti.

ARTICOLO 9.

1. L'autorità competente per il controllo è autorizzata ad effettuare all'interno degli impianti tutte le ispezioni che ritenga necessarie per l'accertamento delle condizioni che danno luogo alla formazione delle emissioni.

ARTICOLO 10.

1. In caso di inosservanza delle prescrizioni autorizzatorie, l'autorità regionale competente procede secondo la gravità delle infrazioni:

- a) alla diffida, assegnando un termine entro il quale devono essere eliminate le irregolarità;
- b) alla diffida e contestuale sospensione della attività autorizzata per un tempo determinato, ove si manifestino situazioni di pericolo per la salute e/o per l'ambiente;
- c) alla revoca dell'autorizzazione e alla chiusura dell'impianto, in caso di mancato adeguamento alle prescrizioni imposte con la diffida e in caso di reiterate violazioni che determinino situazioni di pericolo e di danno per la salute e/o per l'ambiente.

ARTICOLO 11.

1. Le prescrizioni dell'autorizzazione possono essere modificate in seguito all'evoluzione della migliore tecnologia disponibile, nonché alla evoluzione della situazione ambientale.

ARTICOLO 12

1. Per gli impianti esistenti deve essere presentata domanda di autorizzazione alla regione o alla provincia autonoma competente entro dodici mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, corredata da una relazione tecnica contenente la descrizione del ciclo produttivo, le tecnologie adottate per prevenire l'inquinamento, la quantità e la qualità delle emissioni, nonché un progetto di adeguamento delle emissioni redatto sulla base dei parametri indicati nell'art. 13, comma 1.

ARTICOLO 13.

1. La regione, tenuto conto, oltre che dello stato dell'ambiente atmosferico e dei piani di risanamento, anche delle caratteristiche tecniche degli impianti, del tasso di utilizzazione e della durata della vita residua degli impianti, della qualità e quantità delle sostanze inquinanti contenute nelle emissioni, degli oneri economici derivanti dall'applicazione della migliore tecnologia disponibile, autorizza in via provvisoria la continuazione delle emissioni stabilendo le prescrizioni sui tempi e modi di adeguamento.

2. L'autorità competente provvede sulla domanda nel termine di centoventi giorni dalla data di ricevimento della medesima.
3. Decorso inutilmente il termine di cui al comma 2, salve le responsabilità delle autorità competenti, l'impresa è comunque tenuta a realizzare il progetto di adeguamento nei termini e nei modi indicati nella domanda e a rispettare il più elevato dei valori di emissione definito nelle linee guida di cui all'art. 3, comma 2, ovvero i valori limite fissati dalle regioni.
4. L'autorizzazione definitiva è concessa previo accertamento dell'osservanza delle prescrizioni contenute nell'autorizzazione provvisoria, ovvero nell'ipotesi di cui al comma 3, salve le prescrizioni integrative, previo accertamento della realizzazione del progetto di adeguamento delle emissioni presentato dall'impresa a corredo della domanda di autorizzazione.
5. Sino alla data del rilascio dell'autorizzazione definitiva devono essere adottate tutte le misure necessarie ad evitare un peggioramento, anche temporaneo, delle emissioni.

ARTICOLO 14.

1. Le disposizioni di cui agli articoli 9, 10 e 11 si applicano anche agli impianti esistenti.
2. L'autorità competente esercita i poteri di cui all'art. 10, anche nei casi di inosservanza degli obblighi di cui all'art. 13, comma 3.

ARTICOLO 15.

1. Sono sottoposte a preventiva autorizzazione:
 - a) la modifica sostanziale dell'impianto che comporti variazioni qualitative e/o quantitative delle emissioni inquinanti;
 - b) il trasferimento dell'impianto in altra località.

ARTICOLO 16.

1. Entro tre mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto sono stabiliti, ai sensi dell'art. 2, comma 2, della legge 8 luglio 1986, n. 349, le caratteristiche dei combustibili destinati ad essere utilizzati negli impianti in relazione alle finalità e ai contenuti del presente decreto.

ARTICOLO 17.

1. L'art. 6 non si applica alle centrali termoelettriche e alle raffinerie di olii minerali.
2. Le autorizzazioni di competenza del Ministro della industria, del commercio e dell'artigianato, previste dalle disposizioni vigenti per la costruzione e l'esercizio degli impianti di cui al comma 1, sono rilasciate previo parere favorevole dei Ministri dell'ambiente e della sanità, sentita la regione interessata. Dopo l'approvazione del piano energetico nazionale, per le centrali di nuova installazione saranno applicate, anche in deroga alle disposizioni del presente decreto, le procedure definite nell'ambito del piano medesimo.
3. Il parere di cui al comma 2 è comunicato alla regione e al sindaco del comune interessato.
4. Le misure previste dall'art. 8, comma 3, secondo periodo, e dell'art. 10 sono adottate, a seguito di rapporto della regione, dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, in conformità alla proposta del Ministro dell'ambiente, di concerto con il Ministro della sanità.
5. Con la procedura prevista dal comma 4 sono adottati i provvedimenti previsti dall'art. 13, commi 1, 2 e 4.

ARTICOLO 18.

1. Le domande di autorizzazione ed i provvedimenti delle competenti autorità sono messi a disposizione del pubblico, ai sensi dell'art. 14, comma 3, della legge 8 luglio 1986, n. 349.

ARTICOLO 19.

1. L'approvazione dei progetti di impianti industriali e le autorizzazioni all'esercizio degli impianti stessi, previsti dal decreto del Presidente della Repubblica 15 aprile 1971, n. 322, sono sostituite dalle autorizzazioni stabilite dal presente decreto.

ARTICOLO 20.

1. La tabella A dell'allegato I al decreto del Presidente del consiglio dei ministri in data 28 marzo 1983, è modificata, per quanto riguarda il biossido di zolfo ed il biossido di azoto, dalla tabella di cui all'allegato I, che si applica su tutto il territorio nazionale.

ARTICOLO 21.

1. Per i fini indicati nel presente decreto, sono fissati i valori guida di qualità dell'aria per il biossido di zolfo, le particelle sospese ed il biossido di azoto riportati nell'allegato II.

ARTICOLO 22.

1. I metodi di prelievo ed analisi degli inquinanti dell'aria contenuti nell'allegato II al decreto del Presidente del consiglio dei ministri in data 28 marzo 1983, relativi alla determinazione delle concentrazioni del biossido di zolfo, appendice 3, e del biossido di azoto, appendice 4, sono, rispettivamente, sostituiti dai metodi riportati nelle appendici 3 e 4 dell'allegato III.

2. Ai metodi di prelievo ed analisi degli inquinanti dell'aria contenuti nell'allegato II al decreto del Presidente del consiglio dei ministri in data 28 marzo 1983, è aggiunta l'appendice 12 concernente il metodo per la determinazione dell'indice di fumo nero riportato nell'allegato III.

3. I metodi di prelievo ed analisi degli inquinanti dell'aria contenuti nell'allegato II al decreto del Presidente del consiglio dei ministri in data 28 marzo 1983, relativi alla determinazione del materiale particolato in sospensione nell'aria, appendice 2, ed alla determinazione del piombo, appendice 5, sono modificati ed integrati dall'allegato IV.

ARTICOLO 23.

1. Ai fini di verificare la corrispondenza di dati rilevati con il metodo gravimetrico e con il metodo dei fumi neri per la determinazione delle concentrazioni di particelle sospese nell'aria, le regioni devono effettuare, in una serie di stazioni rappresentative, misurazioni parallele con i due metodi e trasmettere i risultati, ogni sei mesi, ai Ministeri dell'ambiente e della sanità.

ARTICOLO 24.

1. Chi inizia la costruzione di un nuovo impianto senza l'autorizzazione, ovvero ne continua l'esercizio con autorizzazione sospesa, rifiutata, revocata, ovvero dopo l'ordine di chiusura dell'impianto, è punito con la pena dell'arresto da due mesi a due anni e dell'ammenda da lire cinquecentomila a lire due milioni (1).
2. Chi attiva l'esercizio di un nuovo impianto senza averne dato, nel termine prescritto, comunicazione preventiva alle autorità competenti è punito con l'arresto sino ad un anno o con l'ammenda sino a due milioni.
3. Chi omette di comunicare alla regione, nel termine con riferimento al periodo prescritto, i dati relativi alle emissioni, effettuate a partire dalla data di messa a regime degli impianti, è punito con l'arresto sino a sei mesi o con l'ammenda sino a due milioni.
4. Chi, nell'esercizio di un nuovo impianto, non osserva le prescrizioni dell'autorizzazione o quelle imposte dalla autorità competente nell'ambito dei poteri ad essa spettanti, è punito con l'arresto sino ad un anno o con l'ammenda sino a lire due milioni.
5. Alla pena prevista dal comma 4 soggiace chi nell'esercizio di un nuovo impianto non rispetta i valori limite di emissione stabiliti direttamente dalla normativa statale e regionale.
6. Nei casi previsti dai commi 4 e 5 si applica sempre la pena dell'arresto sino ad un anno se il superamento dei valori limite di emissione determina il superamento dei valori limite di qualità dell'aria.

(1) La Corte costituzionale, con sentenza 15 luglio 1997, n. 234, ha dichiarato l'illegittimità costituzionale del presente comma nella parte in cui stabilisce, per le violazioni ivi previste e punite, "la pena dell'arresto da due mesi a due anni e dell'ammenda da lire cinquecentomila a lire due milioni" anziché "la pena dell'arresto da due mesi a due anni o dell'ammenda da lire cinquecentomila a lire due milioni".

ARTICOLO 25.

1. Chi, esercitando un impianto esistente, non presenta alle autorità competenti, ai sensi dell'art. 12, la domanda di autorizzazione nel termine prescritto, è punito con l'arresto fino a due anni o con l'ammenda da lire cinquecentomila a lire due milioni.
2. Chi, nel caso previsto dal comma 1, non osserva le prescrizioni dell'autorizzazione o quelle imposte dalla autorità competente nell'ambito dei poteri ad essa spettanti, ovvero non realizza il progetto di adeguamento delle emissioni nei tempi e nei modi indicati nella domanda di autorizzazione, è punito con l'arresto sino ad un anno o con l'ammenda sino a lire due milioni.
3. Alla pena prevista dal comma 2 soggiace chi nell'esercizio di un impianto esistente non rispetta i valori di emissione stabiliti direttamente dalla normativa statale o regionale.
4. Nei casi previsti dai commi 2 e 3 si applica sempre la pena dell'arresto sino ad un anno se il superamento dei valori limite di emissione determina il superamento dei valori limite di qualità dell'aria.
5. E' sottoposto alla pena dell'arresto da due mesi a due anni e dell'ammenda da lire cinquecentomila a due milioni chi continua l'esercizio dell'impianto esistente con autorizzazione sospesa, rifiutata, revocata, ovvero dopo l'ordine di chiusura dell'impianto (1).
6. Chi esegue la modifica o il trasferimento dell'impianto senza l'autorizzazione prescritta dall'art. 13 è punito, nel primo caso, con l'arresto sino a sei mesi o con l'ammenda sino a lire due milioni, e, nel secondo, con l'arresto sino a due anni o con l'ammenda da lire cinquecentomila a lire due milioni (2).

7. Chi contravviene all'obbligo previsto nel comma 5 dell'art. 13 è punito con la pena dell'arresto sino ad un anno o dell'ammenda sino a lire due milioni.

(1) La Corte costituzionale, con sentenza 15 luglio 1997, n. 234, ha dichiarato l'illegittimità costituzionale del presente comma nella parte in cui stabilisce, per le violazioni ivi previste e punite, "la pena dell'arresto da due mesi a due anni e dell'ammenda da lire cinquecentomila a lire due milioni" anziché "la pena dell'arresto da due mesi a due anni o dell'ammenda da lire cinquecentomila a lire due milioni".

(2) La Corte costituzionale, con sentenza 22 aprile 1992, n. 185, ha dichiarato l'illegittimità costituzionale del presente comma, nella parte in cui fa riferimento alla "autorizzazione prescritta dall'art. 13" anziché alla "autorizzazione prescritta dall'art. 15".

ARTICOLO 26.

1. I titolari degli impianti che non utilizzano i combustibili conformi alle prescrizioni che saranno adottate ai sensi dell'art. 16 sono puniti con l'arresto sino a due anni o con l'ammenda da lire cinquecentomila a lire due milioni.

Allegato I

VALORI LIMITE DI QUALITÀ DELL'ARIA

Inquinante Valore guida Periodo di riferimento

Biossido di zolfo SO₂ Mediana delle concentrazioni medie di 24 ore nell'arco di 1 anno: 80 µg/m³ 1° aprile - 31 marzo

Idem 98° percentile delle concentrazioni medie di 24 ore rilevate nell'arco di 1 anno: 250 µg/m³ (*) 1° aprile - 31 marzo

Idem Mediana delle concentrazioni medie di 24 ore rilevate durante l'inverno: 130 µg/m³ 1° ottobre - 31 marzo

Biossido di Azoto NO₂ 98° percentile delle concentrazioni medie di 1 ora rilevate durante l'anno: 200 µg/m³ 1° gennaio - 31 dicembre

(*) Si devono prendere tutte le misure atte ad evitare il superamento di questo valore per più di tre giorni consecutivi; inoltre si deve cercare di prevenire e ridurre detti superamenti.

Nota 1

Per il riconoscimento della validità del calcolo del 98° percentile, è necessario che il 75° dei valori possibili sia disponibile ed uniformemente ripartito, se possibile, sull'intero anno considerato per il luogo di misurazione preso in esame. Se per certi luoghi, i valori misurati non fossero disponibili per un periodo superiore a 10 giorni, lo si dovrà precisare nell'indicare il percentile calcolato. Il calcolo del 98° percentile in base ai valori rilevati durante l'anno va eseguito a partire dai valori effettivamente misurati. I valori misurati vengono arrotondati al µg/m³ più vicino. Tutti i valori sono riportati in un elenco compilato in ordine crescente per ogni luogo:

Il 98° percentile è il valore dell'elemento di ordine K per il quale K viene calcolato, mediante la seguente formula:

$K = (q \times N)$ dove q è uguale a 0,98 per il 98° percentile e a 0,50 per il 50° percentile, N essendo il numero dei valori effettivamente misurati. Il valore di (q x N) viene arrotondato al numero intero più vicino. Qualora gli strumenti di misura non permettono ancora di fornire valori discreti ma

forniscono solo classi di valori superiori a $1 \mu\text{g}/\text{m}^3$, si utilizzerà per il calcolo del percentile una interpolazione, a condizione che la formula di interpolazione sia accettata dalla Commissione delle C.E. e che le classi di valori non siano superiori a $10 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Questa deroga temporanea è valida solo per gli strumenti attualmente installati, per una durata non superiore alla durata di vita delle attrezzature in questione, ed è in ogni caso limitata al 31 marzo 1995.

Nota 2.

1. La misurazione delle concentrazioni di biossido di azoto nell'ambiente ha lo scopo di valutare nel modo più caratteristico possibile il rischio individuale per quanto concerne l'esposizione al di là del valore limite; i punti di misurazione dovrebbero pertanto essere scelti, possibilmente, tra i luoghi in cui tale rischio può essere il più elevato.

A tal fine vanno presi in considerazione due casi distinti: 1.1. Le aree prevalentemente soggette all'inquinamento dovuto agli autoveicoli e quindi limitate alle vicinanze di strade con intensa circolazione; 1.2. Le aree più estese in cui gli scarichi provenienti da fonti fisse contribuiscono a loro volta in maniera sostanziale all'inquinamento

2. Nel caso 1.1. i punti di misurazione dovrebbero venire scelti: in modo da coprire gli esempi dei principali tipi di aree prevalentemente influenzate dall'inquinamento dovuto agli autoveicoli, soprattutto le strade, anguste, con intensa circolazione e i principali incroci; in modo da essere, per quanto possibile, quelli in cui le concentrazioni di biossido di azoto, quali sono specificate al punto 1, sono considerate tra le più elevate.

3. Nel fissare il numero di stazioni da installare per quanto riguarda le aree determinate al punto 1.2. si deve tenere conto: dell'estensione dell'area inquinata; dell'eterogeneità della distribuzione dell'inquinamento nello spazio.

La scelta dei luoghi non dovrebbe escludere le strade anguste con intensa circolazione e i principali incroci quali sono definiti al punto 2, qualora vi sia un rischio di superamento del valore limite dovuto ad un inquinamento sostanziale proveniente da fonti fisse di combustione.

4. La lettura finale degli strumenti deve rendere possibile il calcolo della media oraria.

Allegato II

VALORI GUIDA DI QUALITÀ DELL'ARIA

Inquinante Valore guida Periodo di riferimento

Biossido di zolfo SO_2 Media aritmetica delle concentrazioni medie di 24 ore rilevate nell'arco di 1 anno: da 40 a $60 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 1° aprile - 31 marzo

Idem Valore medio delle 24 ore: da 100 a $150 \mu\text{g}/\text{m}^3$ dalle 00 alle 24 di ciascun giorno

Biossido di Azoto NO_2 50° percentile delle concentrazioni medie di 1 ora rilevate durante l'anno: $50 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 1° gennaio - 31 dicembre

Idem 98° percentile delle concentrazioni medie di 1 ora rilevate durante l'anno: $135 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 1° gennaio - 31 dicembre

Particelle sospese (misurate con il metodo dei fumi neri) Media aritmetica delle concentrazioni medie di 24 ore rilevate nell'arco di 1 anno: da 40 a $60 \mu\text{g}$ fumo nero equivalente/ m^3 1° aprile - 31 marzo

Idem Valore medio delle 24 ore: da 100 a $150 \mu\text{g}$ fumo nero equivalente/ m^3 dalle 00 alle 24 di ciascun giorno

Anche per i valori guida valgono le note 1 e 2 dell'allegato I.

Allegato III

METODI DI PRELIEVO E DI ANALISI DEGLI INQUINANTI DELL'ARIA

(Omissis)

Allegato IV

**MODIFICHE ED INTEGRAZIONI AI METODI DI PRELIEVO E DI ANALISI DEGLI
INQUINANTI DELL'ARIA RIPORTATI NELLE APPENDICI 2 E 5 DEL DECRETO DEL
PRESIDENTE DEL CONSIGLIO DEI MINISTRI 28 MARZO 1983.**

(Omissis)

LEGGE 28 AGOSTO 1989, N. 305
PROGRAMMAZIONE TRIENNALE PER LA TUTELA
DELL'AMBIENTE

PREAMBOLO

LA CAMERA DEI DEPUTATI ED IL SENATO DELLA REPUBBLICA HANNO APPROVATO;

IL PRESIDENTE DELLA REPUBBLICA

PROMULGA LA SEGUENTE LEGGE:

ARTICOLO 1.

Programma triennale dell'azione pubblica per la tutela dell'ambiente

1. Il Ministro dell'ambiente, sentita la Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le regioni e le province autonome di Trento e Bolzano, nonché sentite l'Associazione nazionale comuni italiani e l'Unione delle province d'Italia, propone per ciascun triennio al Comitato interministeriale per la programmazione economica il programma triennale dell'azione pubblica per la tutela dell'ambiente.

2. Il programma è approvato dal CIPE, sentite le competenti commissioni parlamentari, ed è aggiornato entro il 30 giugno di ciascun anno con identica procedura. Contestualmente alla trasmissione alle competenti commissioni dell'aggiornamento annuale, il Ministro riferisce sullo stato di attuazione del programma.

3. Il programma determina le priorità dell'azione pubblica per l'ambiente; ripartisce per ambiti regionali e, ai fini del risanamento idrico, per bacino idrografico, finalizzandole a dette priorità, le risorse statali disponibili, ivi comprese quelle per interventi ed opere di tutela ambientale finanziate a carico del fondo investimenti ed occupazione, e quelle della presente legge, coordinandole a quelle previste dalle leggi di tutela dell'ambiente dall'inquinamento, tenendo conto dei finanziamenti comunitari utilizzabili. Definisce altresì metodi ed indirizzi finalizzati a garantire, ai sensi dell'art. 4, l'integrazione concertata tra risorse dello Stato e altre risorse pubbliche, con particolare riguardo a quelle delle regioni e degli enti locali, nonché risorse di enti pubblici economici e private. Il programma definisce inoltre lo schema-tipo di accordo di cui all'art. 4.

4. Per l'attuazione del programma per gli anni 1989-1991 è autorizzata la spesa di lire 232 miliardi per il 1989, di lire 589 miliardi per il 1990 e di lire 793 miliardi per il 1991 secondo le modalità e articolazioni degli articoli 7, 8, 9, comma 6, 10, comma 2, 11, 12, 13 e 14. Per il finanziamento del programma per gli anni successivi si provvede a norma dell'art. 11-quater, comma 3, della legge 5 agosto 1978, n. 468, e successive modificazioni ed integrazioni.

ARTICOLO 2.

Spesa statale per l'ambiente.

1. All'art. 6 della legge 5 agosto 1978, n. 468, dopo il quarto comma è inserito il seguente:

<<Un apposito allegato allo stato di previsione del Ministero dell'ambiente reca la riclassificazione per leggi e per programmi dei capitoli della spesa corrente ed in conto capitale finalizzati:

a) alla difesa, alla protezione, al recupero ed al risanamento dell'ambiente;

b) agli studi di impatto ambientale>>.

ARTICOLO. 3.

Spesa regionale per l'ambiente.

1. Su proposta del Ministero del tesoro, sentito il Ministro dell'ambiente, il CIPE adotta gli opportuni atti di indirizzo per le regioni finalizzati a garantire che la classificazione e l'esposizione delle spese regionali per l'ambiente siano omogenee a quelle delle spese statali ai sensi dell'art. 2. Le regioni sono comunque tenute a trasmettere al Ministro dell'ambiente, entro il 30 giugno di ciascun anno, i dati sulla spesa ambientale.

ARTICOLO. 4.

Attuazione concertata del programma.

1. Per l'attuazione del programma, il Ministro dell'ambiente promuove la conclusione di intese programmatiche con le singole regioni e province autonome, aventi ad oggetto l'impiego coordinato delle risorse. In particolare, l'intesa definisce gli interventi da realizzare nel triennio indicando le quote finanziarie dello Stato, della regione ed eventualmente degli enti locali, nonché le modalità di coordinamento ed integrazione delle procedure.

2. Qualora l'attuazione del programma triennale richieda l'iniziativa integrata e coordinata di più amministrazioni o enti pubblici, anche economici o ad ordinamento autonomo, il Ministro dell'ambiente propone la conclusione fra i soggetti interessati di un accordo di programma che attui il coordinamento delle azioni di rispettiva competenza, individuando il soggetto al quale è affidato il coordinamento della gestione del programma. L'accordo definisce altresì le integrazioni ed il coordinamento procedurale delle attività dei singoli soggetti competenti necessari per la realizzazione del programma nonché le modalità di controllo del rispetto della sua attuazione.

3. L'accordo determina, in particolare, i tempi e le modalità di attuazione degli interventi ed il loro finanziamento, nonché i criteri per la gestione delle opere. L'accordo prevede, altresì, interventi surrogatori nei confronti di eventuali inadempienze dei soggetti partecipanti, dichiarate sulla base di apposito procedimento di messa in mora, e procedimenti di arbitrato rituale. L'accordo è approvato con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, previa deliberazione del Consiglio dei Ministri, su proposta del Ministro dell'ambiente. Il decreto e l'accordo sono pubblicati nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana.

4. Il Ministro dell'ambiente vigila sull'esecuzione dell'accordo di programma e, in caso di inadempienza dei soggetti partecipanti e di mancata attuazione delle procedure sostitutive stabilite, promuove la revoca parziale o totale del finanziamento.

ARTICOLO. 5.

Interventi nel Mezzogiorno.

1. Al fine di coordinare l'intervento straordinario nel Mezzogiorno con il programma triennale, il Ministro per gli interventi straordinari nel Mezzogiorno è tenuto alle priorità del programma.

Gli interventi che hanno rilevanza rispetto agli indirizzi del programma predetto sono adottati sentito il Ministro dell'ambiente.

ARTICOLO 6.

Aree ad elevato rischio di crisi ambientale.

1. L'art. 7 della legge 8 luglio 1986, n. 349, è sostituito dal seguente:

<<Art. 7. - 1. Gli ambiti territoriali e gli eventuali tratti marittimi prospicienti caratterizzati da gravi alterazioni degli equilibri ambientali nei corpi idrici, nell'atmosfera o nel suolo, e che comportano rischio per l'ambiente e la popolazione, sono dichiarati aree ad elevato rischio di crisi ambientale, previo parere delle commissioni parlamentari competenti, con deliberazione del Consiglio dei Ministri, su proposta del Ministro dell'ambiente, d'intesa con le regioni interessate. Il predetto parere delle commissioni parlamentari è espresso entro trenta giorni dall'assegnazione, decorsi inutilmente i quali il Governo procede alla deliberazione di sua competenza. La dichiarazione avviene sulla base di una relazione preliminare predisposta dal Ministro dell'ambiente, tesa ad individuare i fattori di rischio, le motivazioni dell'opportunità e dell'urgenza della dichiarazione.

2. La dichiarazione di area ad elevato rischio di crisi ambientale ha validità per un periodo massimo di cinque anni. Il Ministro dell'ambiente riferisce annualmente alle competenti commissioni parlamentari sullo stato di attuazione degli interventi, sugli effetti relativi alla situazione dell'ambiente nell'area individuata e, allo scadere del predetto termine, trasmette una relazione generale, contenente, in particolare, una descrizione delle attività svolte, dei progetti ed opere intrapresi e realizzati, nonché dello stato dell'ambiente.

3. Qualora sia necessario rinnovare la dichiarazione di area ad elevato rischio di crisi ambientale, si procede ai sensi del comma 1.

4. Con la deliberazione di cui al comma 1 sono individuati gli obiettivi per gli interventi di risanamento, il termine e le direttive per la formazione di un piano teso ad individuare in via prioritaria le misure urgenti atte a rimuovere le situazioni di rischio e per il ripristino ambientale.

5. Il piano, predisposto, d'intesa con le regioni interessate, dal Ministro dell'ambiente, è approvato con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, su deliberazione del Consiglio dei Ministri.

6. Il piano, sulla base della ricognizione degli squilibri ambientali e delle fonti inquinanti, dispone le misure dirette:

a) a ridurre o eliminare i fenomeni di squilibrio ambientale e di inquinamento e alla realizzazione e all'impiego, anche agevolati, di impianti ed apparati per eliminare o ridurre l'inquinamento;

b) alla vigilanza sui tipi e modi di produzione e sull'utilizzazione dei dispositivi di eliminazione o riduzione dell'inquinamento e dei fenomeni di squilibrio;

c) a garantire la vigilanza e il controllo sullo stato dell'ambiente e sull'attuazione degli interventi.

7. Il piano definisce i metodi, i criteri e le misure di coordinamento della spesa ordinaria dello Stato, delle regioni e degli enti locali disponibile per la realizzazione degli interventi previsti. Il programma triennale indica e ripartisce le risorse statali disponibili per ciascuna area ad elevato rischio.

8. L'approvazione del piano ha effetto di dichiarazione di pubblica utilità, urgenza ed indifferibilità delle opere in esso previste.

9. Ai fini dell'elaborazione e dell'attuazione del piano, il Ministro dell'ambiente, nei casi di accertata inadempienza da parte delle regioni di obblighi espressamente previsti, sentita la regione interessata, assegna un congruo termine per provvedere, scaduto il quale provvede in via sostitutiva, su deliberazione del Consiglio dei Ministri.

10. Nei casi di accertata inadempienza da parte degli enti locali competenti alla realizzazione degli interventi previsti dal piano, la regione assegna un congruo termine per provvedere, decorso inutilmente il quale provvede in via sostitutiva.

11. Nell'ipotesi di esercizio dei poteri sostitutivi di cui al presente articolo, gli oneri derivanti dalla realizzazione e gestione degli impianti gravano sulle risorse finanziarie, come definite dal piano>>.

ARTICOLO 7.

Interventi urgenti di risanamento atmosferico ed acustico.

1. Il programma triennale 1989-1991 definisce direttive per l'elaborazione di interventi per il risanamento atmosferico ed acustico nelle aree urbane identificate dalle intese di cui all'art. 4. Le

intese definiscono, altresì, i criteri per assicurare il censimento delle fonti, la realizzazione delle reti di monitoraggio, nonché, sentiti i comuni interessati, gli interventi volti al contenimento delle emissioni nei limiti vigenti. A tale scopo è data preferenza a interventi sugli impianti di riscaldamento del patrimonio pubblico, a misure relative ai mezzi di trasporto pubblico, con priorità per lo sviluppo dei mezzi a trazione elettrica o a metano, di sistemi meccanizzati e teleguidati e di misure di interconnessione delle reti, nonché agli interventi per la fluidificazione del traffico privato.

2. I progetti degli interventi sono sottoposti a valutazione tecnica da parte della commissione tecnico-scientifica di cui all'art. 14 della legge 28 febbraio 1986, n. 41.

3. Per le finalità del presente articolo, nonché per l'elaborazione dei progetti è autorizzata la spesa di lire 40 miliardi per il 1989, di lire 150 miliardi per il 1990 e di lire 180 miliardi per l'anno 1991.

ARTICOLO 8.

Piani di risanamento idrico.

1. Il programma triennale definisce le direttive ed i termini di riferimento per il coordinamento dei piani di risanamento delle acque predisposti e adottati ai sensi della legge 19 maggio 1989, n. 183.

2. è autorizzata la spesa di lire 15 miliardi per il 1989, di lire 200 miliardi per il 1990 e di lire 330 miliardi per il 1991 per interventi urgenti, ad anticipazione dei piani di risanamento, nei bacini dell'Arno, Tevere, Liri-Garigliano e Volturno, da ripartire con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, su proposta del Ministro dell'ambiente, d'intesa con le regioni interessate.

ARTICOLO 9.

Promozione della qualità dell'ambiente e nuova occupazione nel Mezzogiorno e coordinamento con l'intervento straordinario nel Mezzogiorno.

1. Il programma triennale 1989-1991 definisce le direttive e i termini di riferimento per la predisposizione di progetti di intervento da destinare alla nuova occupazione mediante iniziative finalizzate alla tutela dell'ambiente localizzate nei territori meridionali di cui all'art. 1 del testo unico approvato con decreto del Presidente della Repubblica 6 marzo 1978, n. 218.

2. I progetti di intervento di cui al comma 1, con le modalità di cui all'art. 18, comma 1, lettera f), della legge 11 marzo 1988, n. 67, ivi compresa la tipologia di rapporto di lavoro, hanno ad oggetto il completamento dei progetti nazionali di cui al predetto art. 18, comma 1, lettera f), nonché progetti concernenti la salvaguardia, il recupero e la manutenzione delle coste, lo sviluppo e la gestione di parchi e riserve naturali, anche regionali, il risanamento e l'ampliamento del verde urbano, il completamento e la gestione di impianti di disinquinamento di acque reflue nelle aree più densamente popolate, la bonifica dei suoli inquinati e il recupero delle cave dismesse.

3. I progetti di cui al presente articolo sono definiti dal Ministero dell'ambiente, ovvero presentati da amministrazioni statali, dalle regioni, dagli enti locali, dagli enti parco e dai soggetti pubblici gestori di riserve naturali.

4. Il Ministro dell'ambiente e il Ministro per gli interventi straordinari nel Mezzogiorno assicurano, attraverso un accordo di programma ai sensi dell'art. 7 della legge 1° marzo 1986, n. 64, il coordinamento dei progetti di cui al presente articolo con i progetti e gli interventi previsti dal programma triennale e dai piani annuali di intervento straordinario nel Mezzogiorno.

5. L'istruttoria tecnica per la valutazione dei progetti presentati è svolta, sulla base degli obiettivi e delle priorità fissati dal programma triennale, dalla commissione tecnico-scientifica di cui all'art. 14 della legge 28 febbraio 1986, n. 41, all'uopo integrata da due rappresentanti del Ministero del lavoro e della previdenza sociale e da due rappresentanti del Ministro per gli interventi straordinari nel Mezzogiorno.

6. Per l'attuazione, ivi compresa l'elaborazione, dei progetti di cui al presente articolo e dell'accordo di programma è autorizzata la spesa di lire 100 miliardi per l'anno 1989, di lire 150 miliardi per l'anno 1990 e di lire 180 miliardi per l'anno 1991.

ARTICOLO 10.

Parchi nazionali.

1. In attesa del finanziamento ordinario, da disporre con apposito provvedimento legislativo, è autorizzata la spesa di lire 500 milioni per il solo anno 1989 per le spese di primo funzionamento dei parchi (Dolomiti Bellunesi, Delta del Po, Falterona, Campigna e Foreste Casentinesi, Arcipelago Toscano, Monti Sibillini, Pollino, Aspromonte e Golfo di Orosei) per i quali si attuino le procedure di istituzione ai sensi dell'art. 5 della legge 8 luglio 1986, n. 349. La disciplina della gestione provvisoria dei parchi sopra indicati è regolata, in attesa della legge-quadro sulla tutela delle aree naturali, sulla base di uno statuto-tipo adottato di intesa con le regioni interessate ed approvato con decreto del Ministro dell'ambiente, di concerto con il Ministro del tesoro.

2. Per il finanziamento dei programmi di investimento dei predetti parchi nazionali è autorizzata la spesa di lire 10 miliardi per il 1989, da ripartire con decreto del Ministro dell'ambiente.

3. Nei casi in cui nell'area del parco siano comprese zone di mare, la proposta di istituzione sarà effettuata d'intesa con il Ministro della marina mercantile e si applicheranno, per le zone suddette, le disposizioni della legge 31 dicembre 1982, n. 979, così come modificata dalla legge 8 luglio 1986, n. 349.

ARTICOLO 11.

Ricerca ed innovazione tecnologica in materia ambientale.

1. Il programma triennale 1989-1991 definisce le direttive e i termini di riferimento per i piani nazionali di ricerca in materia ambientale, di cui all'art. 2, comma 20, della legge 8 luglio 1986, n. 349.

2. Una quota non inferiore al 10 per cento del fondo speciale per la ricerca applicata istituito dalla legge 25 ottobre 1968, n. 1089, determinata annualmente al netto delle riserve finalizzate ai sensi del decreto-legge 15 dicembre 1986, n. 867, convertito, con modificazioni, dalla legge 13 febbraio 1987, n. 22, è utilizzata, nell'ambito dei progetti finanziabili ai sensi della legge istitutiva del fondo, per attività di ricerca applicata rilevante per la difesa dell'ambiente, da realizzare anche attraverso società di ricerca costituite con le risorse del fondo medesimo ovvero attraverso contratti di programma con le imprese destinatarie dei finanziamenti. Sono prioritariamente finanziati i progetti di ricerca volti allo sviluppo di tecnologie per l'abbattimento alla fonte delle emissioni di inquinanti nell'aria e nell'acqua ed alla messa a punto su scala industriale di cicli di produzione e di prodotti che, a parità di valutazione economica e commerciale, siano caratterizzati da un minor potenziale inquinante per l'ambiente, incluso quello urbano. Il comitato previsto dall'art. 7 della legge 17 febbraio 1982, n. 46, è ai predetti fini integrato da un membro nominato dal Ministro dell'ambiente, in sua rappresentanza. Il Ministro per il coordinamento delle iniziative per la ricerca scientifica e tecnologica ed il Ministro dell'ambiente pongono in essere i necessari raccordi affinché la commissione di cui all'art. 14 della legge 28 febbraio 1986, n. 41, tenga conto dello stato della ricerca applicata e delle iniziative nel settore medesimo.

3. Le agevolazioni previste dal fondo speciale rotativo per l'innovazione tecnologica di cui all'art. 14 della legge 17 febbraio 1982, n. 46, sono prioritariamente concesse alle imprese industriali che intendono modificare il ciclo produttivo al fine di ridurre le emissioni sonore, nonché quelle inquinanti nell'aria e nel suolo, con particolare riguardo ai rifiuti tossici e nocivi. Con deliberazione del CIPE sono definite, al fine predetto, le procedure per la concessione delle agevolazioni. Le agevolazioni previste dal presente comma sono concesse esclusivamente ad imprese i cui impianti siano conformi alle norme vigenti.

4. Per il finanziamento dell'elaborazione ed attuazione dei piani di cui al comma 1, è autorizzata la spesa di lire 5 miliardi per l'anno 1989, di lire 10 miliardi per l'anno 1990 e di lire 15 miliardi per l'anno 1991.

ARTICOLO 12.

Informazione e divulgazione ambientale.

1. Il programma triennale 1989-1991 individua i programmi di informazione e divulgazione ambientale, di cui all'art. 1, comma 3, della legge 8 luglio 1986, n. 349, relativi agli interventi ed investimenti previsti. A tal fine è autorizzata la spesa, per il triennio 1989-1991, di lire 30 miliardi, nella misura di lire 3 miliardi per l'anno 1989, di lire 14 miliardi per l'anno 1990 e di lire 13 miliardi per l'anno 1991.

2. Ogni anno, il Ministro dell'ambiente, d'intesa con il Ministro della pubblica istruzione e con le regioni interessate, promuove, anche con la collaborazione delle università e degli istituti di ricerca presenti sul territorio, l'elaborazione e la pubblicazione di materiale informativo a carattere didattico da distribuire nelle scuole.

ARTICOLO 13.

Sistema informativo e di monitoraggio ambientale.

1. è autorizzata la spesa di lire 39 miliardi per l'anno 1989, di lire 35 miliardi per l'anno 1990 e di lire 45 miliardi per l'anno 1991 per la prosecuzione delle attività avviate ai sensi dell'art. 18, comma 1, lettera e), della legge 11 marzo 1988, n. 67, per la progettazione e l'avvio della realizzazione di un sistema informativo e di monitoraggio ambientale, ed individuate sul programma triennale 1989-1991.

ARTICOLO 14.

Carta geologica.

1. Per la formazione della carta geologica e per i successivi aggiornamenti, nonché per i relativi rilevamenti, le attività ad essi strumentali e la restituzione cartografica è autorizzata la spesa di lire 20 miliardi per l'anno 1989, di lire 30 miliardi per l'anno 1990 e di lire 30 miliardi per l'anno 1991, da iscrivere nello stato di previsione del Ministero dell'ambiente.

2. Le finalità di cui al comma 1 sono perseguite coordinando l'attività svolta agli scopi ivi specifici dalle amministrazioni dello Stato, anche ad ordinamento autonomo, dalle regioni, dagli enti locali e dagli enti pubblici anche economici.

ARTICOLO 15.

Disposizioni varie.

1. Con proprio decreto, il Ministro dell'ambiente provvede a definire le norme tecniche e le procedure autorizzative relative al trasporto ed alla commercializzazione dei combustibili derivanti da rifiuti, nel quadro delle norme vigenti in materia di combustibili.

2. Per la realizzazione di interventi nel quadro delle iniziative internazionali per la tutela del Mediterraneo è autorizzata la spesa di lire 1 miliardo per l'anno 1990.

3. Ogni riferimento della presente legge alle regioni si intende effettuato, ove siano interessate, anche alle province autonome di Trento e Bolzano, nel rispetto delle norme statutarie.

4. Per le attività finalizzate alla prevenzione dei rischi di incidenti rilevanti di cui al decreto del Presidente della Repubblica 17 maggio 1988, n. 175, il Ministro dell'ambiente può attribuire, per la durata dell'incarico, agli istruttori nominati ai sensi dell'art. 18 del citato decreto, una specifica indennità il cui importo e la cui modalità sono determinati nella sede contrattuale in conformità alle

norme della legge-quadro sul pubblico impiego. Alle relative spese, valutate in lire 200 milioni per l'anno 1989 e lire 400 milioni per ciascuno degli anni 1990 e 1991, si farà fronte mediante corrispondente riduzione dell'apposito accantonamento <<Ristrutturazione del Ministero dell'ambiente>>, iscritto, ai fini del bilancio triennale 1989-1991, nel capitolo 6856 dello stato di previsione della spesa del Ministero del tesoro per il 1989.

ARTICOLO 16.

Copertura finanziaria.

1. All'onere derivante dall'attuazione degli articoli: 7, 8, 9, comma 6, 10, comma 2, 11, 12, 13, 14 e 15, comma 2, della presente legge, determinato in lire 232 miliardi per l'anno 1989, in lire 590 miliardi per l'anno 1990 e in lire 793 miliardi per l'anno 1991, si provvede mediante corrispondente riduzione dello stanziamento iscritto, ai fini del bilancio triennale 1989-1991, al capitolo 9001 dello stato di previsione del Ministero del tesoro per l'anno 1989, all'uopo parzialmente utilizzando lo specifico accantonamento: <<Programma di salvaguardia ambientale ivi compreso il risanamento del mare Adriatico. Norme generali sui parchi naturali e le altre riserve naturali. Progetti per i bacini idrografici interregionali e per il bacino dell'Arno>>.

2. All'onere derivante dall'attuazione dell'art. 10, comma 1, si provvede con corrispondente riduzione dello stanziamento iscritto al capitolo 6856 dello stato di previsione del Ministero del tesoro per l'anno 1989, all'uopo parzialmente utilizzando l'accantonamento <<Norme generali sui parchi nazionali e le altre riserve naturali>>.

LEGGE 9 GENNAIO 1991, N. 9

NORME PER L'ATTUAZIONE DEL NUOVO PIANO ENERGETICO NAZIONALE: ASPETTI ISTITUZIONALI, CENTRALI IDROELETTRICHE ED ELETTRODOTTI, IDROCARBURI E GEOTERMIA, AUTOPRODUZIONE E DISPOSIZIONI FISCALI.

TESTO AGGIORNATO IN BASE AI SEGUENTI PROVVEDIMENTI LEGISLATIVI:

- L. 25 AGOSTO 1991, N. 282, ART. 24;
- L. 5 GENNAIO 1994, N. 36, ART. 18;
- D.L. 31 MAGGIO 1994, N. 330, ART. 2;
- L. 28 DICEMBRE 1995, N. 549, ART. 3, COMMA 10;
- D.LGS. 25 NOVEMBRE 1996, N. 625.

LA CAMERA DEI DEPUTATI ED IL SENATO DELLA REPUBBLICA HANNO APPROVATO;

IL PRESIDENTE DELLA REPUBBLICA

PROMULGA

la seguente legge:

TITOLO I

Norme per gli impianti idroelettrici e per gli elettrodotti

ARTICOLO 1. (Norme per gli impianti idroelettrici e per gli elettrodotti).

1. Entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della presente legge, con decreto del Presidente della Repubblica, su proposta del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentito il Ministro dell'ambiente, di concerto con il Ministro dei lavori pubblici, sono emanate, ai sensi dell'articolo 17, comma 2, della legge 23 agosto 1988, n. 400, norme regolamentari in materia di procedure per le concessioni o le varianti di concessione di derivazione d'acqua per la produzione di energia elettrica, nonché, sentito il Ministro della sanità, in materia di procedure per l'autorizzazione alla costruzione di elettrodotti.

2. Il regolamento di cui al comma 1, nel rispetto dei principi generali della legislazione vigente in materia, fatto salvo l'intervento nelle procedure da parte delle amministrazioni competenti in base a tale legislazione, dovrà in particolare:

a) prevedere che il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato autorizzi la costruzione dell'impianto, dopo aver verificato la necessità di energia elettrica che l'impianto da realizzare è destinato a soddisfare e la sua compatibilità con le previsioni del Piano energetico nazionale e dei piani di bacino di cui all'articolo 17 della legge 18 maggio 1989, n. 183, predisposti dagli appositi comitati, ai quali partecipa con un suo rappresentante redigendo apposito rapporto;

- b) confermare, per gli impianti idroelettrici, le dighe e gli elettrodotti di cui al presente articolo, l'efficacia delle autorizzazioni e concessioni che consentano l'inizio dei lavori, ottenute ai sensi delle norme vigenti anteriormente alla data di entrata in vigore del regolamento;
 - c) semplificare e coordinare le procedure, anche eliminandone le duplicazioni;
 - d) fissare termini perentori non inferiori a novanta giorni entro i quali ciascuna autorità dovrà adottare gli atti procedurali di propria competenza trascorsi i quali gli atti stessi si intendono adottati in senso favorevole;
 - e) prevedere che in caso di pareri negativi discordanti la decisione possa essere rimessa a un'apposita conferenza dei servizi convocata dal Presidente del Consiglio dei ministri ovvero ad un apposito accordo di programma;
 - f) prevedere che il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato sia tenuto a redigere entro due mesi dalla data di entrata in vigore della presente legge la mappa degli impianti per la produzione di energia idroelettrica e del relativo bacino di utenza e ad aggiornarla annualmente.
3. Dalla data di entrata in vigore del regolamento di cui al comma 1 sono abrogate le norme del testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e sugli impianti elettrici approvato con regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775, e successive modificazioni ed integrazioni, limitatamente alle parti incompatibili con le norme del regolamento o sostanzialmente riprodotte nello stesso, ferma restando la loro vigenza per le concessioni relative a finalità diverse dalla produzione di energia elettrica.

ARTICOLO 2. (Valutazione di impatto ambientale)

1. Per la realizzazione delle dighe e degli altri impianti destinati a trattenere, regolare o accumulare le acque in modo durevole per fini idroelettrici, di altezza superiore a 10 metri o di capacità superiore a 100.000 metri cubi e per la realizzazione delle relative opere di trasporto delle acque si applicano le norme di cui all'articolo 6 della legge 8 luglio 1986, n. 349, ed i relativi provvedimenti di attuazione.
2. Qualora venga constatato che la realizzazione dell'impianto può avere un impatto importante sull'ambiente di un altro Stato membro della Comunità economica europea (CEE), il Ministro dell'ambiente ne informa tempestivamente il Ministro degli affari esteri per gli adempimenti necessari.
3. Gli elettrodotti ad alta tensione, la prospezione, la ricerca e la coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi sono da assoggettare alla valutazione di impatto ambientale e da ripristino territoriale nei limiti e con le procedure previsti dalla normativa vigente.

TITOLO II

Idrocarburi e geotermia

Capo I - Ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in terraferma nel mare territoriale e sulla piattaforma continentale

ARTICOLO 3. (Permesso di prospezione)

1. Il permesso di prospezione è accordato, previa domanda da presentare al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, a persone fisiche o giuridiche che dispongano di capacità tecniche ed economiche adeguate (1).
2. Il permesso di prospezione è accordato a soggetti italiani o di altri Stati membri della Comunità economica europea, nonché, a condizioni di reciprocità, a soggetti di altri Paesi.
3. Il permesso di prospezione è accordato con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentiti il Comitato tecnico per gli idrocarburi e la geotermia e la regione o la

provincia autonoma di Trento o di Bolzano territorialmente interessata, di concerto, per le rispettive competenze, con il Ministro dell'ambiente e con il Ministro della marina mercantile per quanto attiene alle prescrizioni concernenti l'attività da svolgere nell'ambito del demanio marittimo, del mare territoriale e della piattaforma continentale, nel rispetto degli impegni contratti dall'Italia in sede di accordi internazionali per la tutela dell'ambiente marino (1).

4. La domanda di permesso di prospezione in mare deve essere corredata da opportuno studio ingegneristico circa la sicurezza ambientale della prospezione con riguardo ai possibili incidenti con effetti dannosi sull'ecosistema marino e le misure che il richiedente intende adottare per evitare tali rischi.

ARTICOLO 4. (Divieto di prospezione, ricerca e coltivazione)

1. La prospezione, la ricerca e la coltivazione di idrocarburi è vietata nelle acque del Golfo di Napoli, del Golfo di Salerno e delle Isole Egadi, fatti salvi i permessi, le autorizzazioni e le concessioni in atto.

ARTICOLO 5. (Permesso di ricerca e qualifiche dei richiedenti)

1. Il permesso di ricerca è esclusivo ed è accordato, sentita la regione o la provincia autonoma di Trento o di Bolzano territorialmente interessata e previa domanda da presentare al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, a persone fisiche o giuridiche che dimostrino la necessaria capacità tecnica ed economica e possiedano o si impegnino a costituire in Italia strutture tecniche ed amministrative adeguate alle attività previste, nel rispetto degli impegni contratti dall'Italia in sede di accordi internazionali per la tutela dell'ambiente marino (2).

2. Il permesso di ricerca è accordato a soggetti italiani o di altri Stati membri della Comunità economica europea, nonché, a condizioni di reciprocità, a soggetti di altri Paesi.

ARTICOLO 6. (Conferimento del permesso di ricerca, sue dimensioni e durata)

1. Il permesso di ricerca è accordato con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentiti il Comitato tecnico per gli idrocarburi e la geotermia, e la regione o la provincia autonoma di Trento o di Bolzano territorialmente interessata di concerto, per le rispettive competenze, con il Ministro dell'ambiente e con il Ministro della marina mercantile per quanto attiene alle prescrizioni concernenti l'attività da svolgere nell'ambito del demanio marittimo, del mare territoriale e della piattaforma continentale (vedi nota 2).

2. L'area del permesso di ricerca deve essere tale da consentire il razionale sviluppo del programma di ricerca e non può comunque superare l'estensione di 750 chilometri quadrati; nell'area del permesso possono essere comprese zone adiacenti di terra ferma e mare.

3. Il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, qualora valuti che l'area richiesta non abbia dimensioni sufficienti e configurazione razionale in relazione alle finalità ottimali della ricerca, ha facoltà di non accordare il permesso di ricerca fino a quando non si renda possibile l'accorpamento dell'area stessa con aree finitime.

4. La durata del permesso è di sei anni.

5. Il titolare del permesso ha diritto a due successive proroghe di tre anni ciascuna, se ha adempiuto agli obblighi derivanti dal permesso stesso.

6. Al titolare del permesso può essere accordata un'ulteriore proroga qualora, alla scadenza definitiva del permesso, siano ancora in corso lavori di perforazione o prove di produzione per motivi non imputabili a sua inerzia, negligenza o imperizia. La proroga è accordata per il tempo necessario al completamento dei lavori e comunque per un periodo non superiore ad un anno. Con il decreto di proroga è approvato il programma tecnico e finanziario particolareggiato relativo al nuovo periodo di lavori.

7. I titolari di permesso di ricerca cessato per scadenza, rinuncia o decadenza non possono richiedere un nuovo permesso sulla stessa area o su parte di essa, o subentrarvi acquistandone quote, se non dopo quattro anni dalla cessione del permesso precedente; tali disposizioni non si applicano nel caso i titolari abbiano ottenuto una concessione di coltivazione nell'ambito del permesso precedente o se abbiano perforato un pozzo nel secondo periodo di proroga previsto nel relativo programma di lavoro.
8. Il termine per l'inizio dei lavori da parte del titolare del permesso, da stabilire nel permesso stesso, non può essere superiore a dodici mesi dalla comunicazione del conferimento del permesso per le indagini geologiche e geofisiche e a sessanta mesi dalla stessa data per le perforazioni.
9. Il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato può propagare i termini di cui la comma 8, su tempestiva istanza del titolare del permesso che provi di non poter rispettare i termini stessi per cause di forza maggiore, per il tempo strettamente necessario al superamento delle cause e comunque non superiore a sei mesi per l'inizio delle prospezioni e a due anni per l'inizio della perforazione, che dovrà in ogni caso iniziare effettivamente entro la prima vigenza del permesso.
10. Qualora nel corso del permesso di ricerca le amministrazioni competenti impongano al titolare del permesso particolari adempimenti o limitazioni che comportino la sospensione dell'attività di ricerca, il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato può disporre con decreto, su istanza del titolare stesso, che il decorso temporale del permesso, ai soli fini del computo della durata dello stesso, resti sospeso per il tempo strettamente necessario per ottemperare agli adempimenti stessi. Correlativamente, stesso periodo, sarà sospeso il relativo canone.
11. Ove sussistano gravi motivi attinenti al pregiudizio di situazioni di particolare valore ambientale o archeologico-monumentale, il permesso di ricerca può essere revocato, anche su istanza di pubbliche amministrazioni o di associazioni di cittadini ai sensi dell'articolo 2 della legge 7 agosto 1990, n. 241.
12. Le norme di cui ai commi 5, 6, 7, 8, 9 e 10 si applicano anche ai permessi di ricerca in corso alla data di entrata in vigore della presente legge.
13. Sono sospesi i permessi di ricerca nelle zone dichiarate parco nazionale o riserva marina.

ARTICOLO 7. (Rinvenimento di altre risorse naturali)

1. Agli obblighi dei titolari di permessi di ricerca, di cui all'articolo 9 della legge 11 gennaio 1957, n. 6, e all'articolo 22 della legge 21 luglio 1967, n. 613, e con riferimento anche ai permessi già in corso alla data di entrata in vigore della presente legge, sono aggiunti i seguenti:
- a) comunicare all'ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi o alla sezione competente, entro quindici giorni, il rinvenimento di fluidi geotermici, di falde idriche non salate, di sostanze minerali diverse dagli idrocarburi;
 - b) porre in atto le misure eventualmente richieste dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di intesa, ove occorra, con altri organi dello Stato interessati, ai fini della conservazione delle risorse naturali di cui alla lettera a), che per la loro natura o per l'entità del giacimento presentino un evidente interesse economico.
2. Ove i titolari di permessi di ricerca non adempiano a tutti gli obblighi di cui al comma 1, i permessi di ricerca sono revocati dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato.
3. Ove il rinvenimento di risorse naturali dia luogo all'assegnazione di un titolo di sfruttamento minerario per tali sostanze a persona diversa dal titolare di permesso di ricerca che le ha rinvenute, questi ha diritto a ricevere dal nuovo titolare un indennizzo che, salvo accordo tra le parti, sarà determinato dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sulla base di criteri che tengano conto, nei limiti eventualmente posti da criteri di economicità delle risorse stesse, degli oneri sostenuti per il rinvenimento.

ARTICOLO 8. (Programma unitario di lavoro)

1. L'autorità amministrativa competente può autorizzare, sentito il Comitato tecnico per gli idrocarburi e la geotermia, la realizzazione di un programma unitario di lavoro nell'ambito di più permessi quando il particolare impegno tecnico e finanziario dei lavori programmati e l'omogeneità degli obiettivi rendano più razionale la ricerca su base unificata.
2. L'autorizzazione a realizzare i programmi unitari di lavoro rende privi di effetto gli impegni di lavoro e di spesa assunti precedentemente dai singoli titolari relativamente ai rispettivi permessi e può comportare l'adeguamento dell'impegno di spesa.
3. La mancata esecuzione, totale o parziale del programma unitario di lavoro comporta la decadenza da tutti i permessi cui il programma stesso si riferisce.
4. La riduzione obbligatoria può essere operata, previo accordo degli interessati, su qualsiasi porzione delle aree cui si riferisce il programma unitario.

ARTICOLO 9. (Concessione di coltivazione. Disposizioni generali)

1. Al titolare del permesso che, in seguito alla perforazione di uno o più pozzi, abbia rinvenuto idrocarburi liquidi o gassosi è accordata la concessione di coltivazione se la capacità produttiva dei pozzi e gli altri elementi di valutazione geo-mineraria disponibili giustificano tecnicamente ed economicamente lo sviluppo del giacimento scoperto.
2. Alle concessioni di coltivazione si applica il comma 11 dell'articolo 6.
3. L'area della concessione deve essere tale da consentire il razionale sviluppo del giacimento scoperto.
4. Su richiesta dei titolari dei permessi, può essere accordata un'unica concessione di coltivazione su un'area ricadente su due o più permessi adiacenti, quando ciò corrisponda alle esigenze di razionale sviluppo del giacimento scoperto. Per le stesse esigenze la concessione può estendersi ad aree non coperte da vincolo minerario.
5. All'istanza di concessione deve essere allegato il programma di sviluppo del giacimento.
6. Le disposizioni di cui all'articolo 18 della legge 21 luglio 1967, n. 613, in materia di contitolarità si estendono alle concessioni di coltivazione, in quanto applicabili.
7. Le disposizioni dei commi terzo, quarto, quinto e sesto dell'articolo 27 della legge 21 luglio 1967, n. 613, si applicano anche alle concessioni di coltivazione accordate in terraferma.
8. Al fine di completare lo sfruttamento del giacimento, decorsi "sette anni dal rilascio della proroga decennale", al concessionario possono essere concesse, oltre alla proroga prevista dall'articolo 29 della legge 21 luglio 1967, n. 613, una o più proroghe, di cinque anni ciascuna se ha eseguito i programmi di coltivazione e di ricerca se ha adempiuto a tutti gli obblighi derivanti dalla concessione o dalle proroghe.
9. Il terzo comma dell'articolo 55 della legge 21 luglio 1967, n. 613, è sostituito dai seguenti: <<Ove vengano offerti all'ENI idrocarburi gassosi estratti dal sottosuolo nazionale o dal sottofondo marino del mare territoriale e della piattaforma continentale, le condizioni di vendita sono fissate mediante trattativa diretta tra le parti. Nella determinazione delle condizioni di vendita le parti dovranno tener conto del prezzo del gas di importazione, della qualità del gas, delle condizioni di fornitura, di un'adeguata remunerazione degli investimenti complessivi dei produttori e dei costi di esercizio da questi sostenuti, nonché dell'eventuale infrastrutture di trasporto necessarie per l'allacciamento, se a carico dell'acquirente. In caso di mancato accordo fra le parti le condizioni di vendita saranno definite dal Comitato internazionale dei prezzi (CIP) sentite le parti>>.
10. Nei casi di contitolarità della concessione di coltivazione si applica l'articolo 12 della legge 30 luglio 1990, n. 221 (2).
11. Ove ricada nei territori di rispettiva competenza, la concessione di coltivazione è accordata dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, d'intesa con le regioni a statuto speciale o le provincie autonome di Trento e Bolzano.

ARTICOLO 10. (Nuove tecnologie)

1. Qualora, a causa di difficoltà di ordine tecnico o di ubicazione, lo sviluppo o la coltivazione di un giacimento richiedano l'impiego di tecnologie non ancora acquisite all'esperienza industriale, l'attuazione prolungata di particolari prove o l'effettuazione di studi di fattibilità di rilevante impegno, può essere presentato dall'interessato, in luogo del prescritto programma di sviluppo, un programma provvisorio in cui siano indicati gli studi e le sperimentazioni necessarie, nonché il tempo necessario alla loro realizzazione.
2. L'esecuzione del programma provvisorio di cui al comma 1, con la fissazione del relativo periodo di realizzazione, è autorizzata dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentito il Comitato tecnico per gli idrocarburi e la geotermia.
3. Entro quindici giorni dalla scadenza del periodo di cui al comma 2, l'interessato è tenuto a presentare, a pena di decadenza, il programma definitivo di sviluppo e di coltivazione nelle forme prescritte.

ARTICOLO 11. (Innovazione tecnologica nelle attività di ricerca mineraria e coltivazione)

1. I progetti concernenti lo sviluppo dell'innovazione tecnologica nei metodi di prospezione, di ricerca e di coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi, con particolare riferimento all'incremento della produzione e del recupero degli stessi idrocarburi e al contenimento dell'impatto ambientale, per gli anni 1991, 1992 e 1993, possono essere ammessi in via prioritaria alle agevolazioni di cui agli articoli 14 e seguenti della legge 17 febbraio 1982, n. 46. A tal fine il Comitato interministeriale per il coordinamento della politica industriale (CIPI), integrato nell'occasione dal Ministro dell'ambiente, emana le necessarie direttive. Le agevolazioni di cui al presente articolo non sono cumulabili con quelle previste dalla legge 6 ottobre 1982, n. 752, e successive modificazioni ed integrazioni.

ARTICOLO 12. (Vettoriamiento del gas naturale)

1. Le società proprietarie di metanodotti provvederanno al vettoriamiento nel territorio nazionale di gas naturale prodotto in Italia ed utilizzato in stabilimenti delle società produttrici, delle società controllate, delle società controllanti, o di società sottoposte al controllo di queste ultime, o per forniture all'Enel o alle imprese di cui al testo unico approvato con regio decreto 15 ottobre 1925, n. 2578, che esercitano le attività di cui all'articolo 1, primo comma, della legge 6 dicembre 1962, n. 1643. Le società controllate sono quelle individuate ai sensi dell'articolo 2359, primo comma, numeri 1) e 3), del codice civile.
2. Il gas da vettoriare dovrà rientrare nel normale campo di intercambiabilità ed avere adeguate caratteristiche di trasportabilità e di contenuto di sostanze nocive. Il vettoriamiento sarà effettuato compatibilmente con la capacità di trasporto, i programmi di sviluppo e i coefficienti di utilizzazione della rete di trasporto.
3. Le condizioni e il corrispettivo per il servizio di vettoriamiento saranno concordati tra le parti tenendo conto di un'adeguata remunerazione degli investimenti, dei costi di esercizio, dei criteri in uso sui mercati europei del gas per la determinazione dei compensi di vettoriamiento e dei conseguenti livelli, nonché dell'andamento del mercato dell'energia. In caso di mancato accordo tra le parti, le condizioni e il corrispettivo saranno stabiliti dal CIP, sentite le parti.

ARTICOLO 13. (Normativa di raccordo e disciplinari-tipo)

1. Con decreti del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato da emanarsi entro tre mesi dalla data di entrata in vigore della presente legge, sentito il Comitato tecnico per gli idrocarburi e la geotermia, sono determinate le norme transitorie destinate a garantire la continuità

operativa nel settore petrolifero e approvati nuovi disciplinari-tipo per i permessi di prospezione e di ricerca e per le concessioni di coltivazione di cui al presente Capo.

ARTICOLO 14. (Norme abrogate)

1. A decorrere dalla data di entrata in vigore della presente legge sono abrogate le seguenti norme:
 - a) articoli 2, commi primo e secondo; 3, commi primo e secondo; 6; 7 e 13 della legge 11 gennaio 1957, n. 6, e successive modificazioni;
 - b) articoli 9; 16, primo comma; 17, terzo comma; 19, primo, quinto e sesto comma; 20, primo, secondo e quinto comma; 21, primo e secondo comma; 27

CAPO II - Ricerca e coltivazione geotermica

ARTICOLO 15. (Ricerca e coltivazione geotermica)

1. Alla domanda di permesso di ricerca di cui all'articolo 4 della legge 9 dicembre 1986, n. 896, ed alla richiesta di concessione di coltivazione di cui all'articolo 11 della medesima legge deve essere allegato un impegno del richiedente all'effettuazione della rimessione in pristino dello stato originario dei luoghi a seguito di eventuale incidente o di sistemazione idrogeologica e di risanamento paesistico a seguito dei lavori.
2. Il rilascio del permesso di ricerca e delle concessioni di coltivazione di cui al comma 1 è subordinato alla prestazione da parte degli interessati di garanzie patrimoniali reali o personali, in relazione all'entità dei lavori programmati per l'adempimento degli impegni di cui al comma 1.
3. I permessi di ricerca e le concessioni di coltivazione in corso alla data di entrata in vigore della presente legge sono confermati fino alla loro originaria scadenza e per la loro originaria estensione e configurazione dell'area, a meno che il titolare non ne chieda la modifica o non abbia adempiuto a tutti gli obblighi derivanti dai permessi o dalle concessioni stesse.

Capo III - Nuove norme in materia di lavorazione di oli minerali e autorizzazione di opere minori

ARTICOLO 16. (Concessione per lavorazione o deposito di oli minerali ed autorizzazione per opere minori)

1. Sono soggette a concessione da parte del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato e del Ministro delle finanze, sentita la regione interessata, la costruzione e la gestione di:
 - a) nuovi stabilimenti per la lavorazione di oli minerali e nuove installazioni di gas naturale liquefatto;
 - b) nuovi impianti che amplino la capacità di lavorazione stabilita dal decreto di concessione degli stabilimenti di cui alla lettera a) già esistenti;
 - c) nuovi depositi di oli minerali o di gas naturale liquefatto, di capacità superiore a 100.000 metri cubi, non compresi nei decreti di concessione degli stabilimenti di cui alla lettera a);
 - d) nuove opere che incrementino la capacità di stoccaggio dei depositi di cui alla lettera c) già esistenti, in misura superiore al 30 per cento della capacità autorizzata anche se l'ampliamento è realizzato per fasi. Restano soggetti a concessione gli impianti per lo stoccaggio di gas di petrolio liquefatti.

2. Sono soggette ad autorizzazione da parte del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, la costruzione e la gestione di nuovi impianti che non amplino la capacità di lavorazione di oli minerali, di nuovi serbatoi di stoccaggio di oli minerali annessi ai medesimi stabilimenti, nonchè delle opere di cui al comma 1 di dimensioni inferiori a quelle ivi previste.

ARTICOLO 17. (Procedure di concessione e autorizzazione)

1. Entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della presente legge, con decreto del Presidente della Repubblica, su proposta del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentiti il Ministro dell'ambiente e il Ministro per il coordinamento della protezione civile, sono emanate, ai sensi dell'articolo 17, comma 2, della legge 23 agosto 1988, n. 400, norme regolamentari in materia di procedure per le concessioni e le autorizzazioni di cui all'articolo 16.

2. Il decreto del Presidente della Repubblica di cui al comma 1 dovrà in particolare:

- a) fare salvi gli obblighi derivanti dalle vigenti normative di sicurezza e di tutela ambientale;
- b) fissare termini perentori entro i quali ciascuna autorità, compresa la regione interessata, dovrà adottare gli atti procedurali di propria competenza, trascorsi i quali gli atti stessi si intendono adottati in senso favorevole;
- c) regolamentare le autorizzazioni all'inizio dei lavori di costruzione degli impianti nonchè al loro esercizio provvisorio;
- d) determinare i casi nei quali la procedura prevista dal decreto del Presidente della Repubblica 17 maggio 1988, n. 175, si intende soddisfatta quando siano stati espletati gli adempimenti previsti dal regolamento approvato con decreto del Presidente della Repubblica 29 luglio 1982, n. 577, e successive modificazioni e integrazioni;
- e) provvedere all'aggiornamento della composizione e delle funzioni ed alla determinazione delle modalità di funzionamento della Commissione interministeriale per la disciplina petrolifera, di cui al decreto ministeriale 10 gennaio 1953, e successive modificazioni, anche in riferimento ai compiti di cui all'articolo 18 della presente legge;
- f) stabilire norme transitorie per la definizione delle procedure di autorizzazione o concessione già in corso.

3. Dalla data di entrata in vigore del decreto del Presidente della Repubblica di cui al comma 1 sono abrogate le vigenti norme concernenti le concessioni ed autorizzazioni richiamate dall'articolo 16, nonchè le norme procedurali incompatibili con il regolamento o sostanzialmente riprodotte nello stesso.

ARTICOLO 18 (Agevolazioni finanziarie per il rinnovamento tecnologico nelle raffinerie e nei depositi di oli minerali)

1. Allo scopo di promuovere lo sviluppo di tecnologie, di processi e di prodotti innovativi a ridotto tenore inquinante e a maggiore sicurezza ed efficienza energetica nel settore della lavorazione, trasformazione, raffinazione, vettoriamento e stoccaggio delle materie prime energetiche, possono essere concesse le agevolazioni di cui agli articoli 14 e seguenti della legge 17 febbraio 1982, n. 46. A tal fine il CIPI, integrato nell'occasione dal Ministro dell'ambiente, emana le necessarie direttive.

2. Il CIPI, entro tre mesi dalla data di entrata in vigore della presente legge, delibera, su proposta del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, l'ammissibilità dei progetti di cui al comma 1 alle agevolazioni finanziarie di cui agli articoli 63 e 69 del testo unico delle leggi sugli interventi nel Mezzogiorno, approvato con decreto del Presidente della Repubblica 6 marzo 1978, n. 218, come modificati dal decreto-legge 30 gennaio 1979, n. 23, convertito, con modificazioni, dalla legge 29 marzo 1979, n. 91, e dall'articolo 9 della legge 1° marzo 1986, n. 64, nonchè all'aumento di un quinto del contributo in conto capitale ai sensi del citato articolo 69, comma quarto, del testo unico approvato con decreto del Presidente della Repubblica 6 marzo 1978, n. 218.

ARTICOLO 19 (Scorte di riserva di prodotti petroliferi)

1. A decorrere dal 1° marzo 1991, tutti coloro che, nel corso dell'anno precedente, abbiano immesso al consumo nel mercato interno prodotti petroliferi finiti, derivanti sia da lavorazione nelle raffinerie nazionali, sia da importazioni, sono tenuti all'obbligo della scorta di riserva delle seguenti categoria di prodotti:

- a) benzine per autoveicoli e carburanti per aerei (benzina per aerei, carburanti per motori di aviazione a reazione del tipo benzina);
- b) gasoli, oli per motori diesel, petrolio lampante e carburanti per motori di aviazione a reazione del tipo cherosene;
- c) oli combustibili.

2. L'immissione al consumo è desunta dal verificarsi dei presupposti per il pagamento dell'imposta di fabbricazione o della sovrimposta di confine. Sono compresi i prodotti destinati ad usi esenti dall'imposta di fabbricazione o dalla sovrimposta di confine.

3. L'ammontare complessivo delle scorte di riserva delle categorie di prodotti petroliferi di cui al comma 1 non può essere inferiore a quello corrispondente a novanta giorni del consumo nazionale delle stesse categorie di prodotti da calcolarsi con riferimento all'anno precedente. Entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della presente legge, il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato istituisce con proprio decreto, nell'ambito del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, un Comitato che assolverà il compito di gestire le scorte di riserva di prodotti petroliferi, così come definite dal terzo comma dell'articolo 2 della legge 10 marzo 1986, n. 61. In tale Comitato dovranno essere rappresentati tutti gli operatori titolari di concessione e gli importatori.

4. Il Comitato di cui al comma 3 dovrà tener conto della distribuzione geografica e, quindi, dell'immediato utilizzo delle scorte in caso di calamità, nonché di un'equa ripartizione degli oneri e di una gestione economica del sistema con trasparenza delle operazioni ed assicurare una giacenza di prodotti finiti del 50 per cento dell'obbligo totale di scorta. I criteri di convertibilità del rimanente 50 per cento delle scorte di prodotti finiti in scorte di greggio o semilavorati sono definiti da parte del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato con proprio decreto, su proposta del Comitato. Nell'ambito delle competenze del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato il decreto fisserà altresì la struttura, i compiti specifici ed il regolamento di funzionamento del Comitato. Il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato riferisce annualmente al Parlamento in merito all'attività del Comitato.

5. Il primo e secondo comma dell'articolo 2 della legge 10 marzo 1986, n. 61, sono abrogati.

Titolo III

Norme per gli autoproduttori e per le imprese elettriche degli enti locali

ARTICOLO 20 (Norme per gli autoproduttori da fonti energetiche convenzionali)

1. Il terzo capoverso del numero 6) dell'articolo 4 della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, è sostituito dai seguenti: "E' consentita alle imprese, con le modalità di cui ai due successivi capoversi, la produzione di energia elettrica per uso proprio o per la cessione all'Enel e, in caso di imprese costituite in forma societaria, per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima società controllante, con ammissione di scambi e cessioni tra queste ultime. Il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato autorizza l'autoproduzione di energia elettrica da parte dei soggetti di cui al capoverso precedente, per i fini ivi previsti, attraverso impianti esistenti, potenziamento di impianti esistenti o nuovi impianti, tenendo conto della compatibilità con le finalità di interesse generale proprie del servizio pubblico e della corrispondenza ad esigenze di natura economico-produttiva del collegamento tra le società di cui al

capoverso precedente, anche in relazione ad esigenze non attinenti a nuovi piani produttivi. Tutta la produzione di energia elettrica che eccede la eventuale quota consumata dallo stesso produttore dovrà essere ceduta all'Enel. A tal fine i soggetti di cui al terzo capoverso potranno stipulare con l'Enel convenzioni per la cessione, lo scambio, la produzione per conto terzi ed il vettoriamiento dell'energia elettrica, secondo le condizioni indicate in apposite direttive vincolanti emanate dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato in relazione alla possibilità tecnica delle suddette operazioni ed alle esigenze del servizio pubblico espletato dall'Enel. I prezzi relativi alla cessione, alla produzione per conto dell'Enel, al vettoriamiento ed i parametri relativi allo scambio vengono definiti entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge ed aggiornati con cadenza almeno biennale dal Comitato interministeriale dei prezzi (CIP) in base al criterio dei costi evitati".

2. Sono altresì ammessi scambi e cessioni tra enti locali e loro imprese, così come definite dall'articolo 22 della legge 8 giugno 1990, n. 142, nonché tra società con partecipazione di enti locali e/o delle loro suddette imprese.

3. Restano valide le autorizzazioni rilasciate anteriormente alla data di entrata in vigore della presente legge.

4. Le forniture di energia elettrica previste all'articolo 6 del decreto del Presidente della Repubblica 21 agosto 1963, n. 1165, per le quantità e i prezzi di cui agli articoli 7 e 8 dello stesso decreto sono prorogate sino al 31 dicembre 2001. A quella data, tali forniture verranno ridotte in misura progressivamente decrescente, secondo quanto disposto dall'articolo 4 della legge 7 agosto 1982, n. 529, nei successivi sei anni.

5. L'articolo 10 del decreto-legge 17 marzo 1980, n. 68, convertito, con modificazioni, dalla legge 16 maggio 1980, n. 178, è sostituito dal seguente:

"Art. 10.

1. L'installazione e l'esercizio di gruppi elettrogeni per la produzione di energia elettrica di soccorso, nelle aziende agricole, commerciali, artigianali, industriali, nonché negli ospedali e nelle case di cura, non sono soggetti all'autorizzazione prevista dalla legge 6 dicembre 1962, n. 1643, e successive modificazioni e integrazioni, purché siano effettuati nel rispetto delle norme di sicurezza ed ambientali.

2. Non sono altresì soggetti all'autorizzazione prevista dalla legge di cui al comma 1, e successive modificazioni e integrazioni, l'installazione e l'esercizio di gruppi elettrogeni funzionanti di continuo, di potenza nominale non superiore a 500 kW, purché siano effettuati nel rispetto delle norme di sicurezza ed ambientali.

3. I soggetti che intendono provvedere all'installazione degli impianti di cui ai commi 1 e 2 devono darne comunicazione al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, all'Enel e all'ufficio tecnico delle imposte di fabbricazione competente per territorio".

6. E' abrogato l'articolo 13 del decreto del Presidente della Repubblica 4 febbraio 1963, n. 36, come modificato dall'articolo 21 del decreto del Presidente della Repubblica 18 marzo 1965, n. 342.

7. I limiti del 70 per cento di cui al numero 6), dell'articolo 4 della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, non si applicano dalla data di entrata in vigore della presente legge.

8. Nei casi di rinuncia da parte dell'Enel a norma dell'articolo 2, comma 2, della legge 7 agosto 1982, n. 529, il prolungamento della durata delle concessioni idroelettriche è disposto, su istanza del concessionario con decreto del Ministro dei lavori pubblici di concerto con il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentito l'Enel, sempreché non ostino superiori ragioni di pubblico interesse e per una durata massima nei limiti fissati dalla convenzione di cui all'articolo 3 della suddetta legge. Tale durata massima si applica anche per le concessioni prolungate a favore delle imprese degli enti locali ai sensi dell'articolo 8, comma 4, della legge 2 maggio 1990, n. 102.

ARTICOLO 21 (Società commerciali e imprese elettriche degli enti locali)

1. Alle imprese elettriche degli enti locali che ne abbiano fatto richiesta entro il termine previsto dall'articolo 4, n. 5) della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, l'Enel rilascia la concessione di esercizio delle attività di produzione, trasporto, trasformazione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica sulla base di convenzioni da stipularsi con riferimento ad una convenzione-quadro tra l'Enel e l'organizzazione di categoria delle imprese interessate.
2. La convenzione-quadro e le convenzioni con le singole imprese sono soggette all'approvazione del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato. Lo stesso Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentite le parti, emana, con proprio decreto, la convenzione-quadro qualora essa non sia stata stipulata entro il termine di un anno dalla data di entrata in vigore della presente legge.
3. Nella convenzione-quadro devono essere previsti i diritti e i doveri delle parti, le modalità relative all'esercizio dei poteri di coordinamento di cui al decreto del Presidente della Repubblica 18 marzo 1965, n. 342, nonché le cause di decadenza delle concessioni. La convenzione-quadro deve anche definire i criteri destinati a regolare, in sede di convenzione con le singole aziende, le concessioni, gli scambi ed i vettoriamenti, tra le imprese concessionarie, dell'energia elettrica da esse prodotta.
4. In mancanza di accordo tra l'Enel e le singole imprese, entro due anni dalla data di entrata in vigore della presente legge, il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentiti l'Enel e le aziende municipalizzate, dispone con proprio decreto la convenzione di cui al presente articolo tra l'Enel e le aziende municipalizzate che abbiano presentato nei termini prescritti la relativa richiesta.
5. In caso di non ottenimento della concessione per manifesta e comprovata inidoneità dell'impresa ad espletare il servizio, che sarà valutata dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentiti l'Enel e l'organizzazione di categoria delle imprese interessate, nonché nei casi di decadenza o di rinuncia, i beni e i rapporti giuridici attinenti all'impresa sono trasferiti all'Enel dalla data di emanazione del decreto ministeriale di trasferimento, con le modalità e con gli indennizzi previsti dal decreto del Presidente della Repubblica 25 febbraio 1963, n. 138, intendendosi tuttavia i valori riferiti alle risultanze dell'ultimo bilancio approvato prima della emanazione del predetto decreto ministeriale.
6. Per le imprese indennizzabili a stima, ai sensi del n. 4) dell'articolo 5 della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, si applicano le disposizioni di cui all'articolo 3 della legge 1° luglio 1966, n. 509, quando l'indennizzo non superi l'importo di un miliardo di lire; in tal caso il pagamento dell'indennizzo è effettuato in due semestralità.
7. Con il rilascio della concessione le imprese elettriche degli enti locali concorrono con l'Enel, nell'ambito del settore pubblico dell'energia elettrica, al conseguimento dei fini di utilità generale di cui all'articolo 1, della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, e successive modificazioni.
8. Le concessioni di esercizio di attività elettriche già rilasciate dall'Enel alla data di entrata in vigore della presente legge saranno sostituite da nuove concessioni da rilasciarsi in base a quanto previsto nel presente articolo.
9. Tra l'Enel e gli enti locali o loro imprese possono essere costituiti consorzi, oltre che società per azioni, per le finalità e sotto l'osservanza delle condizioni e modalità, in quanto applicabili, di cui all'articolo 34.
10. Sono abrogati l'articolo 1, n. 5, e l'articolo 2, n. 3, del decreto del Presidente della Repubblica 15 dicembre 1962, n. 1670, l'articolo 4, n. 5), della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, e l'articolo 10 del decreto del Presidente della Repubblica 4 febbraio 1963, n. 36.
11. Le società, le aziende e gli enti che abbiano per oggetto anche la distribuzione di energia elettrica devono sottoporre a società di revisione i rispettivi bilanci redatti conformemente al modello tipo stabilito con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, in sostituzione dei modelli allegati alla legge 4 marzo 1958, n. 191, e devono trasmetterli entro trenta giorni dall'approvazione alle regioni nel cui territorio insistono le reti di distribuzione, che li inviano, entro i successivi novanta giorni, corredati da una propria relazione, al Ministro

dell'industria, del commercio e dell'artigianato, ai fini dell'applicazione degli articoli 3, 4 e 5 della legge 4 marzo 1958, n. 191.

12. Per i bilanci riferiti agli esercizi anteriori alla data di entrata in vigore del decreto di cui al comma 11, le società, le aziende e gli enti di cui al medesimo comma 11 ed il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, ove non vi abbiano già provveduto, non sono più tenuti agli adempimenti previsti dalla legge 4 marzo 1958, n. 191.

ARTICOLO 22 (Regime giuridico degli impianti di produzione di energia elettrica a mezzo di fonti rinnovabili e assimilate)

1. La produzione di energia elettrica a mezzo di impianti che utilizzano fonti di energia considerate rinnovabili o assimilate, ai sensi della normativa vigente, e in particolare la produzione di energia elettrica a mezzo di impianti combinati di energia e calore, non è soggetta alla riserva disposta in favore dell'Enel dall'articolo 1 della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, e successive modificazioni e integrazioni, e alle autorizzazioni previste dalla normativa emanata in materia di nazionalizzazione di energia elettrica.

2. I soggetti che intendono provvedere all'installazione degli impianti di cui al comma 1 devono darne comunicazione al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, all'Enel e all'ufficio tecnico delle imposte di fabbricazione competente per territorio.

3. L'eccedenza di energia elettrica prodotta dagli impianti di cui al presente articolo è ceduta all'Enel e alle imprese produttrici e distributrici di cui all'articolo 4, n. 8), della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, modificato dall'articolo 18 della legge 29 maggio 1982, n. 308.

4. La cessione, lo scambio, la produzione per conto terzi e il vettoriamento dell'energia elettrica prodotta dagli impianti di cui al presente articolo sono regolati da apposite convenzioni con l'Enel in conformità ad una convenzione tipo, approvata dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentite le regioni, che terrà conto del necessario coordinamento dei programmi realizzativi nel settore elettrico nei diversi ambiti territoriali.

5. I prezzi relativi alla cessione, alla produzione per conto dell'Enel, al vettoriamento ed i parametri relativi allo scambio vengono definiti dal CIP entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge ed aggiornati con cadenza almeno biennale, assicurando prezzi e parametri incentivanti nel caso di nuova produzione di energia elettrica ottenuta da fonti energetiche di cui al comma 1. Nel caso di impianti che utilizzano fonti energetiche assimilate a quelle rinnovabili, il CIP definisce altresì le condizioni tecniche generali per l'assimilabilità.

6. E' abrogato l'articolo 4 della legge 29 maggio 1982, n. 308.

7. Ai fini dell'applicazione delle norme di cui agli articoli 2 e 3 della legge 31 ottobre 1966, n. 940, gli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ed assimilate ai sensi della normativa vigente con potenza non superiore a 20 kW vengono esclusi dal pagamento dell'imposta e dalla categoria di officina elettrica, in caso di funzionamento in servizio separato rispetto alla rete pubblica.

ARTICOLO 23 (Circolazione dell'energia elettrica prodotta da impianti di produzione di energia elettrica a mezzo di fonti rinnovabili e assimilate)

1. Per l'energia elettrica prodotta dagli impianti di cui all'articolo 22, oltre agli usi previsti dal terzo capoverso del n. 6) dell'articolo 4 della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, come sostituito dal comma 1 dell'articolo 20, è consentita la libera circolazione all'interno di consorzi e società consortili fra imprese e fra dette imprese, consorzi per le aree e i nuclei di sviluppo industriale di cui al testo unico delle leggi sugli interventi nel Mezzogiorno, approvato con decreto del Presidente della Repubblica 6 marzo 1978, n. 218, aziende speciali degli enti locali e società concessionarie di pubblici servizi dagli stessi assunti, limitatamente ad esigenze di autoproduzione, ovvero aziende di cui al regio decreto 15 ottobre 1925, n. 2578, recante: "Approvazione del testo unico della legge

sull'assunzione diretta dei pubblici servizi da parte dei comuni e delle province", previa autorizzazione del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato rilasciabile sulla base di criteri di economicità e di valutazione delle esigenze produttive.

2. Qualora il calore prodotto in cogenerazione sia ceduto a reti pubbliche di riscaldamento, le relative convenzioni devono essere stipulate sulla base di una convenzione tipo approvata dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentite le regioni.

3. Il CIP determina i prezzi massimi del calore prodotto in cogenerazione da cedere, secondo quanto previsto dal comma 2, tenendo conto dei costi del combustibile, del tipo e delle caratteristiche delle utenze.

ARTICOLO 24 (Diritto di prelazione sulle concessioni idroelettriche)

1. Le imprese non assoggettate a trasferimenti all'Enel, ai sensi dell'articolo 4, numeri 6) e 8), della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, possono esercitare il diritto di prelazione sulle concessioni per le quali l'Enel abbia manifestato la volontà di non avvalersi della facoltà di subingresso di cui al combinato disposto del terzo comma dell'articolo 25 del testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e sugli impianti elettrici, approvato con regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775, e del quinto comma dell'articolo 9 del decreto del Presidente della Repubblica 18 marzo 1965, n. 342, a condizione che abbiano eseguito le variazioni di cui al secondo comma dell'articolo 49 del testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e sugli impianti elettrici, approvato con regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775.

2. Restano salve le competenze delle province autonome di Trento e di Bolzano previste dal testo unico delle leggi costituzionali concernenti lo Statuto speciale per il Trentino-Alto Adige, approvato con decreto del Presidente della Repubblica 31 agosto 1972, n. 670, e dalle relative norme di attuazione.

3. E' abrogato l'articolo 17 della legge 29 maggio 1982, n. 308.

4. Nei casi di rinuncia da parte dell'Enel, ai sensi dell'articolo 2, commi primo, secondo e terzo, della legge 7 agosto 1982, n. 529, ad avvalersi della facoltà di cui all'articolo 1, comma primo, della legge stessa, e di conseguente prolungamento delle concessioni, le opere di raccolta, di regolazione e di derivazione, principali ed accessorie, i canali adduttori delle acque, le condotte forzate e di scarico restano in proprietà delle imprese elettriche degli enti locali e delle imprese autoproduttrici di energia elettrica titolari delle relative concessioni di derivazione idroelettrica sino al nuovo termine che sarà assegnato all'utenza.

5. Il secondo comma dell'articolo 2 della legge 7 agosto 1982, n. 529, si applica, oltre ai soggetti indicati nel primo comma del medesimo articolo, anche alle imprese autoproduttrici.

6. Nei casi di rinuncia dell'Enel ai sensi dell'articolo 8, comma 4, della legge 2 maggio 1990, n. 102, il prolungamento della durata della concessione è disposto su istanza del concessionario con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministro dei lavori pubblici, sentito l'Enel, per un periodo massimo di trenta anni.

7. Le imprese non assoggettate a trasferimenti all'Enel, ai sensi dell'articolo 4, n. 8), della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, modificato dall'articolo 18 della legge 29 maggio 1982, n. 308, possono esercitare il diritto di prelazione sulle concessioni di piccole derivazioni d'acqua per impianti idroelettrici di cui all'articolo 30 del testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e sugli impianti elettrici, approvato con regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775, e successive modificazioni ed integrazioni.

Titolo IV

Disposizioni fiscali

Art. 25 (Pagamento differito dell'imposta di fabbricazione sui prodotti petroliferi)

1. L'articolo 12 del decreto-legge 30 settembre 1982, n. 688, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 novembre 1982, n. 873, e successive modificazioni, è sostituito dal seguente:

"Art. 12.

1. Il pagamento dell'imposta di fabbricazione sui prodotti petroliferi ed il pagamento dei diritti doganali all'importazione dei prodotti di cui alle voci 27.09, 27.10, 27.11, escluso il gas metano, 27.12 e 27.13 della vigente tariffa dei dazi doganali possono essere dilazionati, senza pagamento di interessi, per un periodo non superiore a trenta giorni.

2. La disposizione del comma 1 ha effetto fino al 31 dicembre 1996.

3. In caso di ritardato pagamento dell'imposta di fabbricazione dilazionata ai sensi del comma 1, si applicano le disposizioni dell'articolo 4 della legge 28 marzo 1968, n. 393, e l'interesse di mora previsto dall'articolo 16 del decreto-legge 26 maggio 1978, n. 216, convertito, con modificazioni, dalla legge 24 luglio 1978, n. 388, e successive modificazioni".

2. La disposizione di cui al comma 1 dell'articolo 12 del decreto-legge 30 settembre 1982, n. 688, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 novembre 1982, n. 873, come modificato dal comma 1 del presente articolo, ha effetto a decorrere dal mese successivo a quello di entrata in vigore della presente legge.

3. Nei casi di cumulo del pagamento differito di cui al comma 1 con il pagamento periodico dei diritti doganali previsto dall'articolo 78 del testo unico delle disposizioni legislative in materia doganale, approvato con decreto del Presidente della Repubblica 23 gennaio 1973, n. 43, e successive modificazioni, la dilazione totale non può comunque superare i trenta giorni.

4. Il primo comma dell'articolo 86 del testo unico delle disposizioni legislative in materia doganale, approvato con decreto del Presidente della Repubblica 23 gennaio 1973, n. 43, e successive modificazioni, è sostituito dal seguente: "Per il ritardato pagamento dei diritti doganali e di tutti gli altri diritti e tributi che si riscuotono in dogana si applica l'interesse del 18 per cento annuo commisurato all'importo dei diritti stessi. L'interesse si computa per mesi compiuti a decorrere dalla data in cui il credito è divenuto esigibile".

5. L'articolo 93 del testo unico delle disposizioni legislative in materia doganale, approvato con decreto del Presidente della Repubblica 23 gennaio 1973, n. 43, e successive modificazioni, è sostituito dal seguente:

"Art. 93. 1. In occasione del rimborso di diritti doganali indebitamente corrisposti, ovvero della restituzione di somme assunte in deposito dalla dogana a qualsiasi titolo per le quali sia venuta meno la ragione del deposito, spetta al contribuente sui relativi importi l'interesse nella misura prevista al primo comma dell'articolo 86, da computarsi per mesi compiuti a decorrere dalla data in cui sia stata presentata la domanda, rispettivamente, di rimborso o di restituzione".

ARTICOLO 26 (Aliquote della produzione corrisposte allo Stato)

1. I titolari di concessione di coltivazione, a decorrere dal 1° gennaio 1990, sono esonerati per un triennio e, previa eventuale conferma ai sensi del comma 9 del presente articolo, fino al 31 dicembre 1996 dalla corresponsione allo Stato dell'aliquota del prodotto della coltivazione prevista dagli articoli 33 e 66 della legge 21 luglio 1967, n. 613, purchè gli importi corrispondenti al valore delle aliquote siano investiti nella prospezione non esclusiva o nella ricerca esclusiva di idrocarburi liquidi e gassosi nel territorio nazionale, nel mare territoriale o nella piattaforma continentale. Sono confermati per le regioni a statuto speciale i benefici di cui all'articolo 54 della legge 21 luglio 1967, n. 613.

2. L'esonero compete fino alla concorrenza del 30 per cento del costo delle attività previste nel comma 1 ed è cumulabile con le agevolazioni fiscali di cui all'articolo 27.

3. Per ottenere l'esonero previsto nel comma 1, i titolari di concessione di coltivazione devono farne richiesta, entro il 31 gennaio dell'anno cui si riferiscono le aliquote, corredandola con un progetto di

massima degli investimenti, che specifichi la data di inizio e di ultimazione delle opere, il loro costo ed il piano di finanziamento delle stesse.

4. L'esonero è concesso dalla sezione dell'ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi competente per territorio sulla base del progetto presentato.

5. Le operazioni per la ricerca di idrocarburi liquidi e gassosi devono essere iniziate nello stesso anno cui si riferiscono le aliquote non corrisposte e completate entro i cinque anni successivi.

6. La data di inizio e di ultimazione dei lavori nonché l'ammontare dei costi sostenuti sono accertati dall'ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi attraverso i propri uffici periferici.

7. Qualora risulti che l'attività programmata non sia stata iniziata ed espletata nei termini di cui al comma 6, ovvero che a fronte dei costi sostenuti competa un minore esonero, si fa luogo entro sei mesi dalla scadenza dei predetti terminali al recupero del valore corrispondente alle aliquote non corrisposte, determinato ai sensi dell'ultimo comma dell'articolo 33 della legge 21 luglio 1967, n. 613, maggiorato di un interesse pari alla misura del tasso ufficiale di sconto vigente alla data dell'esonero, aumentato di quattro punti.

8. Entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della presente legge, il CIPE con propria delibera stabilisce i criteri per la verifica della persistenza delle attuali condizioni del mercato del greggio al fine della conferma della esenzione di cui al comma 1.

9. La verifica di cui al comma 8, è effettuata dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato ogni due anni a decorrere dal 30 giugno del terzo anno successivo alla data di entrata in vigore della presente legge. L'eventuale conferma dell'esenzione è disposta con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro delle finanze.

ARTICOLO 27 (Proroga di esenzione dall'ILOR)

1. L'esenzione di cui agli articoli 34 e 68 della legge 21 luglio 1967, n. 613, ed all'articolo 40, sesto comma, del decreto del Presidente della Repubblica 29 settembre 1973, n. 601, da ultimo prorogata fino al 31 dicembre 1989 dall'articolo 20 della legge 10 febbraio 1989, n. 48, è ulteriormente prorogata fino al 31 dicembre 1995.

ARTICOLO 28 (Aliquota IVA per l'allacciamento alle reti di teleriscaldamento)

1. Fino al 31 dicembre 1996 l'aliquota IVA da corrispondere da parte degli utenti per l'allacciamento a reti di teleriscaldamento realizzate in conformità alla vigente normativa in materia di risparmio energetico è stabilita nella misura del 4 per cento.

ARTICOLO 29 (Agevolazioni fiscali per il contenimento dei consumi energetici)

1. Il reddito delle unità immobiliari destinate ad uso di civile abitazione possedute dalle persone fisiche e dagli enti di cui alla lettera c) del comma 1 dell'articolo 87 del testo unico delle imposte sui redditi, approvato con decreto del Presidente della Repubblica 2 dicembre 1986, n. 917, diverse da quelle di cui all'articolo 40 del predetto testo unico, per le quali vengono posti in essere interventi, non assistiti da contribuzione diretta o indiretta dello Stato o di altro ente pubblico, atti a realizzare il contenimento dei consumi energetici in conformità alle vigenti disposizioni in materia di contenimento dei consumi energetici negli edifici, è diminuito, ai fini dell'imposta sul reddito delle persone fisiche o dell'imposta sul reddito delle persone giuridiche, fino alla concorrenza del reddito stesso, escluse le maggiorazioni di cui ai commi 3 e 4 dell'articolo 38 del predetto testo unico, per il periodo di imposta in cui è stato eseguito il pagamento a saldo e per quello successivo, di una quota pari al 25 per cento, per ciascun periodo di imposta, della spesa sostenuta dal possessore del reddito in proporzione alla quota di possesso e rimasta effettivamente a suo carico. La riduzione si applica per gli interventi il cui pagamento a saldo sia intervenuto non oltre il 31 dicembre 1994.

2. I tipi di opere e i relativi criteri di realizzazione atti al contenimento dei consumi energetici sono determinati con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro delle finanze.

3. L'avvenuta realizzazione dell'opera e il sostenimento della relativa spesa devono essere comprovati da idonee documentazioni, da allegare alla dichiarazione dei redditi relativa al primo periodo di imposta da cui si applica la riduzione. Con il decreto di cui al comma 2 sono stabilite anche le caratteristiche e le modalità di rilascio della documentazione occorrente.

Il decreto per l'applicazione di questo articolo è il D.M. Industria del 15.02.1992

ARTICOLO 30 (Accordi e contratti di programma)

1. Il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, entro sessanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge, stipula con l'Enel e la Confederazione italiana servizi pubblici degli enti locali (CISPEL), sentite le associazioni di tutela dei consumatori maggiormente rappresentative, un contratto di programma che preveda, tra l'altro, l'estensione progressiva delle tariffe multiorarie alle utenze. Il CIP nella determinazione e nell'aggiornamento delle tariffe elettriche tiene conto delle iniziative previste dal contratto di programma.

2. Il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, entro sessanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge, stipula con il Comitato nazionale per la ricerca e per lo sviluppo dell'energia nucleare e delle energie alternative (ENEA) e le regioni un accordo di programma, di durata decennale, che preveda:

- a) l'erogazione dei servizi necessari all'espletamento delle azioni relative all'uso razionale dell'energia e alla diffusione delle fonti rinnovabili;
- b) la promozione di interventi dimostrativi di uso razionale dell'energia e di impiego delle fonti rinnovabili, anche in associazione con altri enti o imprese;
- c) l'attivazione della domanda potenziale diffusa di risparmio energetico raccordandola con le caratteristiche dell'offerta;
- d) lo svolgimento e la promozione di attività di raccolta, elaborazione e diffusione delle informazioni, nonché di formazione e assistenza tecnica degli utenti.

3. Il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, entro sessanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge, in collaborazione con la Presidenza del Consiglio-dipartimento per l'informazione e l'editoria e con gli enti energetici stipula con la RAI e la Federazione italiana editori giornali un contratto di programma, di durata quinquennale che preveda:

- a) la diffusione periodica di informazioni riguardanti il risparmio energetico e l'uso razionale dell'energia presso i cittadini e i consumatori finali, nonché presso il corpo docente e gli allievi delle scuole medie secondarie superiori;
- b) il coinvolgimento delle associazioni dei consumatori, degli utenti, degli amministratori di immobili, dei tecnici installatori e manutentori, delle imprese del settore e di tutti quei soggetti coinvolti nei cicli di utilizzazione dell'energia;
- c) la diffusione di informazioni riguardanti, in modo particolare, le caratteristiche e le prestazioni delle apparecchiature domestiche al fine di promuovere l'utilizzazione di quelle a basso consumo di energia.

4. Il CIP nelle deliberazioni di propria competenza nel settore dell'informazione tiene conto dei contenuti del contratto di programma di cui al comma 3.

ARTICOLO 31 (Istituzione del marchio "Risparmio energetico")

1. Entro un anno dalla data di entrata in vigore della presente legge, al fine dell'istituzione di un marchio di "Risparmio energetico", l'Enea individua le caratteristiche per la definizione degli

apparecchi domestici nonché dei sistemi e dispositivi di illuminazione ad alto rendimento, sulla base di normative tecniche UNI-CEI e tenendo conto dei migliori rendimenti relativi al consumo di energia elettrica disponibili nell'ambito della CEE e le comunica al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato.

2. Il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, su indicazione dell'Enea, alla conclusione dello studio di cui al comma 1, entro centoventi giorni definisce con proprio decreto le caratteristiche degli apparecchi e dei sistemi e dispositivi di cui al comma 1, le procedure e le modalità tecniche per il rilascio del marchio "Risparmio energetico" e la relativa apposizione mediante etichettatura, anche in relazione a quanto previsto dalla direttiva del Consiglio n. 79/530/CEE recepita con decreto del Presidente della Repubblica 12 agosto 1982, n. 783 e dalla direttiva del Consiglio n. 79/531/CEE recepita con decreto del Presidente della Repubblica 10 settembre 1982, n. 784. Con lo stesso decreto saranno definite le informazioni per un uso razionale dell'energia e per una diminuzione dei consumi riguardanti l'utilizzazione dell'apparecchio e dei dispositivi, che dovranno essere contenute nel libretto di istruzioni o nei fogli illustrativi a cura del costruttore, dell'importatore e del distributore.

4. Il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato coordina e indirizza, avvalendosi per l'attuazione dell'Enel e delle imprese elettriche degli enti locali così come definite dall'articolo 22 della legge 8 giugno 1990, n. 142, una campagna informativa al fine di evidenziare le caratteristiche degli apparecchi e dispositivi di cui al comma 1 dotati del marchio di "Risparmio energetico" e per promuoverne l'utilizzazione presso i consumatori e i cittadini.

5. Il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, avvalendosi dell'Istituto italiano per il marchio di qualità (IMQ), del Comitato elettrotecnico italiano e dell'Enea, effettua controlli a campione sugli apparecchi e dispositivi domestici posti in vendita con il marchio di "Risparmio energetico" al fine di verificare la rispondenza del marchio alle reali caratteristiche e prestazioni dell'apparecchio. I controlli possono essere eseguiti anche a seguito di richieste delle associazioni di tutela dell'ambiente e delle associazioni dei consumatori maggiormente rappresentative.

ARTICOLO 32 (Canone per le concessioni di derivazioni ad uso idroelettrico)

1. A decorrere dal 1° gennaio 1990 è aumentato del 30 per cento il canone annuo per le concessioni di derivazioni ad uso idroelettrico, già fissato dall'articolo 10, primo comma, lettera e), del decreto-legge 2 ottobre 1981, n. 546, convertito, con modificazioni, dalla legge 1° dicembre 1981, n. 692.

2. All'articolo 12, comma 5, del decreto-legge 27 aprile 1990, n. 90, convertito, con modificazioni, dalla legge 26 giugno 1990, n. 165, sono soppresse le parole: "delle grandi derivazioni ad uso idroelettrico".

Titolo V

Disposizioni finanziarie e finali

ARTICOLO 33 (Copertura finanziaria)

1. Alle minori entrate derivanti dall'applicazione della presente legge, valutate in lire 115 miliardi per l'anno 1990, in lire 355 miliardi per l'anno 1991 ed in lire 400 miliardi per ciascuno degli anni dal 1992 al 1997, si provvede mediante utilizzo di una quota di pari importo del gettito del sovrapprezzo di cui alla deliberazione del CIP del 21 dicembre 1988, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n. 305 del 30 dicembre 1988, che, ferma restando l'esigenza di assicurare il conseguimento degli obiettivi ivi considerati, viene conseguentemente applicato per un periodo di pari durata.

2. Il CIP dispone la reintegrazione all'Enel e alle imprese appaltatrici dei lavori per la realizzazione delle centrali nucleari degli oneri immediati e diretti derivanti dalla sospensione e interruzione definitiva dei lavori delle predette centrali, secondo le modalità della deliberazione del CIPE del 21

dicembre 1988, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n. 14 del 18 gennaio 1989, e della deliberazione del CIP del 24 maggio 1989, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n. 122 del 27 maggio 1989.

3. La Cassa di conguaglio per il settore elettrico effettua, entro il 30 novembre di ciascun anno, a favore dell'entrata del bilancio dello Stato, il versamento degli importi indicati al comma 1, salvo conguaglio da effettuare nell'anno successivo in relazione all'effettivo importo delle minori entrate, accertato con decreto del Ministro delle finanze, di concerto con il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato e con il Ministro del tesoro.

4. Il Ministro del tesoro è autorizzato ad apportare, con propri decreti, le occorrenti variazioni di bilancio.

ARTICOLO 34 (Promozione e partecipazione a società da parte dell'Enel)

1. Il settimo comma dell'articolo 1 della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, già sostituito dalla legge 18 dicembre 1973, n. 856, è sostituito dai seguenti: "L'Enel, previa autorizzazione del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, può promuovere, in Italia e all'estero, la costituzione di società per azioni o assumervi partecipazioni, qualora esse abbiano per oggetto il compimento di attività riconducibili ai fini propri dell'ente. Gli atti costitutivi e gli statuti delle società di cui al settimo comma, nonché le eventuali modifiche degli stessi, dovranno prevedere l'esercizio, da parte dell'Enel, delle facoltà di cui all'articolo 2458 del codice civile e, da parte del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, della vigilanza di cui al secondo comma".

ARTICOLO 35 (Disposizioni finali)

1. Restano ferme tutte le competenze e le procedure stabilite dall'ordinamento vigente in materia di tutela ambientale ed igienico-sanitaria per le attività e per gli impianti previsti dalla presente legge.

LEGGE 9 GENNAIO 1991, N. 10

**NORME PER L'ATTUAZIONE DEL PIANO ENERGETICO
NAZIONALE IN MATERIA DI USO RAZIONALE DELL'ENERGIA, DI
RISPARMIO ENERGETICO E DI SVILUPPO DELLE FONTI
RINNOVABILI DI ENERGIA.**

TITOLO I

Norme in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia.

ARTICOLO 1.

(Finalità ed ambito di applicazione)

1. Al fine di migliorare i processi di trasformazione dell'energia, di ridurre i consumi di energia e di migliorare le condizioni di compatibilità ambientale dell'utilizzo dell'energia a parità di servizio reso e di qualità della vita, le norme del presente titolo favoriscono ed incentivano, in accordo con la politica energetica della Comunità economica europea, l'uso razionale dell'energia, il contenimento dei consumi di energia nella produzione e nell'utilizzo di manufatti, l'utilizzazione delle fonti rinnovabili di energia, la riduzione dei consumi specifici di energia nei processi produttivi, una più rapida sostituzione degli impianti in particolare nei settori a più elevata intensità energetica, anche attraverso il coordinamento tra le fasi di ricerca applicata, di sviluppo dimostrativo e di produzione industriale.
2. La politica di uso razionale dell'energia e di uso razionale delle materie prime energetiche definisce un complesso di azioni organiche dirette alla promozione del risparmio energetico, all'uso appropriato delle fonti di energia, anche convenzionali, al miglioramento dei processi tecnologici che utilizzano o trasformano energia, allo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia, alla sostituzione delle materie prime energetiche di importazione.
3. Ai fini della presente legge sono considerate fonti rinnovabili di energia o assimilate: il sole, il vento, l'energia idraulica, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione dei rifiuti organici ed inorganici o di prodotti vegetali. Sono considerate altresì fonti di energia assimilate alle fonti rinnovabili di energia: la cogenerazione, intesa come produzione combinata di energia elettrica o meccanica e di calore, il calore recuperabile nei fumi di scarico e da impianti termici, da impianti elettrici e da processi industriali, nonché le altre forme di energia recuperabile in processi, in impianti e in prodotti ivi compresi i risparmi di energia conseguibili nella climatizzazione e nell'illuminazione degli edifici con interventi sull'involucro edilizio e sugli impianti. Per i rifiuti organici ed inorganici resta ferma la vigente disciplina ed in particolare la normativa di cui al decreto del Presidente della Repubblica 10 settembre 1982, n. 915, e successive modificazioni ed integrazioni, al decreto-legge 31 agosto 1987, n. 361, convertito, con modificazioni, dalla legge 29 ottobre 1987, n. 441, e al decreto-legge 9 settembre 1988, n. 397, convertito, con modificazioni, dalla legge 9 novembre 1988, n. 475.
4. L'utilizzazione delle fonti di energia di cui al comma 3 è considerata di pubblico interesse e di pubblica utilità e le opere relative sono equiparate alle opere dichiarate indifferibili e urgenti ai fini dell'applicazione delle leggi sulle opere pubbliche.

ARTICOLO 2.

(Coordinamento degli interventi)

1. Per la coordinata attuazione del piano energetico nazionale e al fine di raggiungere gli obiettivi di cui all'articolo 1, il Comitato interministeriale per la programmazione economica (CIPE) su proposta del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentiti il Ministro dell'agricoltura e delle foreste, il Ministro dell'università e della ricerca scientifica e tecnologica, il Ministro dei lavori pubblici, il Ministro dei trasporti, il Ministro dell'ambiente, il Ministro delle partecipazioni statali, le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano, emana, entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge, e successivamente con cadenza almeno triennale, direttive per il coordinato impiego Degli strumenti pubblici di intervento e di incentivazione della promozione, della ricerca, dello sviluppo tecnologico, nei settori della produzione, del recupero e dell'utilizzo delle fonti rinnovabili di energia e del contenimento dei consumi energetici.

ARTICOLO 3.

(Accordo di programma)

1. Per lo sviluppo di attività aventi le finalità di cui all'articolo 1, il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato provvede a stipulare con l'ENEA un accordo di programma, con validità triennale, ove sono stabiliti gli obiettivi, i tempi di attuazione e le previsioni di spesa dei progetti relativi al programma medesimo per un ammontare complessivo non superiore al 10 per cento degli stanziamenti previsti dalla presente legge.

ARTICOLO 4.

(Norme attuative e sulle tipologie tecnico-costruttive)

1. Entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge, con decreto del Presidente della Repubblica, adottato previa deliberazione del Consiglio dei ministri, sentito il parere del Consiglio di Stato, su proposta del Ministro dei lavori pubblici, di concerto con il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentiti il Consiglio nazionale delle ricerche (CNR), l'ENEA, le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano, sono emanate norme che, anche nel quadro delle indicazioni e delle priorità della legge 5 agosto 1978, n. 457, e successive modificazioni ed integrazioni, definiscono i criteri generali tecnico-costruttivi e le tipologie per l'edilizia sovvenzionata e convenzionata nonché per l'edilizia pubblica e privata, anche riguardo alla ristrutturazione degli edifici esistenti, che facilitino il raggiungimento degli obiettivi di cui all'articolo 1 e al titolo II. Tali norme sono aggiornate, secondo la medesima procedura, ogni due anni.

2. Il Ministro dei lavori pubblici, di concerto con il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge, in relazione agli obiettivi di cui all'articolo 1, emana con decreto la normativa tecnica al cui rispetto è condizionato il rilascio delle autorizzazioni e la concessione e l'erogazione di finanziamenti e contributi per la realizzazione di opere pubbliche.

3. Entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge, con decreto del Presidente della Repubblica, adottato previa deliberazione del Consiglio dei ministri, sentito il parere del Consiglio di Stato, su proposta del Ministro dell'agricoltura e delle foreste, di concerto con il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentiti il CNR, l'ENEA, le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano, sono emanate norme per definire i criteri generali per la costruzione o la ristrutturazione degli impianti di interesse agricolo, zootecnico e forestale che facilitino il raggiungimento degli obiettivi di cui all'articolo 1.

4. Entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge, con decreto del Presidente della Repubblica, adottato previa deliberazione del Consiglio dei ministri, sentito il parere del Consiglio di Stato, su proposta del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentiti il CNR, gli enti energetici, le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano, nonché le associazioni di categoria interessate e le associazioni di istituti nazionali operanti per l'uso razionale dell'energia, sono emanate norme per il contenimento dei consumi di energia, riguardanti in particolare progettazione, installazione, esercizio e manutenzione degli impianti termici, e i seguenti aspetti: determinazione delle zone climatiche; durata giornaliera di attivazione nonché periodi di accensione degli impianti termici; temperatura massima dell'aria negli ambienti degli edifici durante il funzionamento degli impianti termici; rete di distribuzione e adeguamento delle infrastrutture di trasporto, di ricezione e di stoccaggio delle fonti di energia al fine di favorirne l'utilizzazione da parte degli operatori pubblici e privati per le finalità di cui all'articolo 1.

5. Per le finalità di cui all'articolo 1, entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge, con decreto del Presidente della Repubblica, adottato previa deliberazione del Consiglio dei ministri, sentito il parere del Consiglio di Stato, su proposta del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, d'intesa con il Ministro dei trasporti, sono emanate norme per il contenimento dei consumi energetici in materia di reti e di infrastrutture relative ai trasporti nonché ai mezzi di trasporto terrestre ed aereo pubblico e privato.

6. Il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentiti i Ministri interessati, può emanare norme specifiche, efficaci anche solo per periodi limitati, dirette ad assicurare il contenimento dei consumi energetici.

7. Con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, da emanarsi entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge, sono emanate norme idonee a rendere apprezzabile il conseguimento dell'obiettivo dell'uso razionale dell'energia e dell'utilizzo di fonti rinnovabili di energia nei criteri di aggiudicazione delle gare di appalto economicamente rilevanti per la fornitura di beni o servizi per conto della pubblica amministrazione, degli enti territoriali e delle relative aziende, degli istituti di previdenza e di assicurazione. Tale normativa è inserita di diritto nella normativa che disciplina le gare d'appalto e nei capitolati relativi.

ARTICOLO 5.

(Piani regionali)

1. Le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano, entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge, d'intesa con l'ENEA, individuano i bacini che in relazione alle caratteristiche, alle dimensioni, alle esigenze di utenza, alla disponibilità di fonti rinnovabili di energia, al risparmio energetico realizzabile e alla preesistenza di altri vettori energetici, costituiscono le aree più idonee ai fini della fattibilità degli interventi di uso razionale dell'energia e di utilizzo delle fonti rinnovabili di energia.

2. D'intesa con gli enti locali e le loro aziende inseriti nei bacini di cui al comma 1 ed in coordinamento con l'ENEA, le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano, entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge, predispongono rispettivamente un piano regionale o provinciale relativo all'uso delle fonti rinnovabili di energia.

3. I piani di cui al comma 2 contengono in particolare:

- a) il bilancio energetico regionale o provinciale;
- b) l'individuazione dei bacini energetici territoriali;
- c) la localizzazione e la realizzazione degli impianti di teleriscaldamento;
- d) l'individuazione delle risorse finanziarie da destinare alla realizzazione di nuovi impianti di produzione di energia;
- e) la destinazione delle risorse finanziarie, secondo un ordine di priorità

relativo alla quantità percentuale e assoluta di energia risparmiata, per gli interventi, di risparmio energetico;

f) la formulazione di obiettivi secondo priorità di intervento;

g) le procedure per l'individuazione e la localizzazione di impianti per la produzione di energia fino a dieci megawatt elettrici per impianti installati al servizio dei settori industriale, agricolo, terziario, civile e residenziale, nonché per gli impianti idroelettrici.

4. In caso di inadempimento delle regioni o delle province autonome di Trento e di Bolzano a quanto previsto nei commi 1, 2 e 3 nei termini individuati, ad esse si sostituisce il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, che provvede con proprio decreto su proposta dell'ENEA, sentiti gli enti locali interessati.

5. I piani regolatori generali di cui alla legge 17 agosto 1942, n. 1150, e successive modificazioni e integrazioni, dei comuni con popolazione superiore a cinquantamila abitanti, devono prevedere uno specifico piano a livello comunale relativo all'uso delle fonti rinnovabili di energia.

ARTICOLO 6.

(Teleriscaldamento)

1. Le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano, entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge, individuano le aree che risultano idonee alla realizzazione di impianti e di reti di teleriscaldamento nonché i limiti ed i criteri nel cui ambito le amministrazioni dello Stato, le aziende autonome, gli enti pubblici nazionali o locali, gli istituti di previdenza e di assicurazione, devono privilegiare il ricorso all'allaccio a reti di teleriscaldamento qualora propri immobili rientrino in tali aree.

ARTICOLO 7.

(Norme per le imprese elettriche minori)

1. Il limite stabilito dall'articolo 4, n. 8), della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, modificato dall'articolo 18 della legge 29 maggio 1982, n. 308, non si applica alle imprese produttrici e distributrici a condizione che l'energia elettrica prodotta venga distribuita entro i confini territoriali dei comuni già serviti dalle medesime imprese produttrici e distributrici alla data di entrata in vigore della presente legge.

2. La produzione di energia elettrica delle medesime imprese produttrici e distributrici mediante le fonti rinnovabili di energia di cui all'articolo 1, comma 3, resta disciplinata dalle disposizioni legislative vigenti per i relativi impianti.

3. Il Comitato interministeriale dei prezzi (CIP), su proposta della Cassa congruaglio per il settore elettrico, stabilisce entro ogni anno, sulla base del bilancio dell'anno precedente delle imprese produttrici e distributrici di cui al comma 1, l'acconto per l'anno in corso ed il congruaglio per l'anno precedente da corrispondere a titolo di integrazione tariffaria alle medesime imprese produttrici e distributrici.

4. Il CIP può modificare l'acconto per l'anno in corso rispetto al bilancio dell'anno precedente delle imprese produttrici e distributrici di cui al comma 1 qualora intervengano variazioni nei costi dei combustibili e/o del personale che modifichino in modo significativo i costi di esercizio per l'anno in corso delle medesime imprese produttrici e distributrici.

ARTICOLO 8.

(Contributi in conto capitale a sostegno dell'utilizzo delle fonti rinnovabili di energia nell'edilizia)

1. Al fine di incentivare la realizzazione di iniziative volte a ridurre il consumo specifico di energia, il miglioramento dell'efficienza energetica, l'utilizzo delle fonti di energia di cui all'articolo 1, nella climatizzazione e nella illuminazione degli ambienti, anche adibiti ad uso industriale, artigianale, commerciale, turistico, sportivo ed agricolo, nell'illuminazione stradale, nonché nella produzione di energia elettrica e di acqua calda sanitaria nelle abitazioni adibite ad uso civile e ad uso industriale, artigianale, commerciale, turistico, sportivo ed agricolo, possono essere concessi contributi in conto capitale nella misura minima del 20 per cento e nella misura massima del 40 per cento della spesa di investimento ammissibile documentata per ciascuno dei seguenti interventi:

- a) coibentazione negli edifici esistenti che consenta un risparmio di energia non inferiore al 20 per cento ed effettuata secondo le regole tecniche di cui all'allegata tabella A;
- b) installazione di nuovi generatori di calore ad alto rendimento, che in condizioni di regime presentino un rendimento, misurato con metodo diretto, non inferiore al 90 per cento, sia negli edifici di nuova costruzione sia in quelli esistenti;
- c) installazione di pompe di calore per riscaldamento ambiente o acqua sanitaria o di impianti per l'utilizzo di fonti rinnovabili di energia che consentano la copertura almeno del 30 per cento del fabbisogno termico dell'impianto in cui è attuato l'intervento nell'ambito delle disposizioni del titolo II;
- d) installazione di apparecchiature per la produzione combinata di energia elettrica e di calore;
- e) installazione di impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica; per tali interventi il contributo può essere elevato fino all'80 per cento;
- f) installazione di sistemi di controllo integrati e di contabilizzazione differenziata dei consumi di calore nonché di calore e acqua sanitaria di ogni singola unità immobiliare, di sistemi telematici per il controllo e la conduzione degli impianti di climatizzazione nonché trasformazione di impianti centralizzati o autonomi per conseguire gli obiettivi di cui all'articolo 1;
- g) trasformazione di impianti centralizzati di riscaldamento in impianti unifamiliari a gas per il riscaldamento e la produzione di acqua calda sanitaria dotati di sistema automatico di regolazione della temperatura, inseriti in edifici composti da più unità immobiliari, con determinazione dei consumi per le singole unità immobiliari, escluse quelle situate nelle aree individuate dalle regioni e dalle province autonome di Trento e di Bolzano ai sensi dell'articolo 6 ove siano presenti reti di teleriscaldamento;
- h) installazione di sistemi di illuminazione ad alto rendimento anche nelle aree esterne.

2. Nel caso di effettuazione da parte del locatore di immobili urbani di interventi compresi tra quelli di cui al comma 1 si applica l'articolo 23 della legge 27 luglio 1978, n. 392.

ARTICOLO 9

(Competenza delle regioni e delle province autonome di Trento e di Bolzano)

1. La concessione e la erogazione dei contributi previsti dagli articoli 8, 10 e 13 è delegata alle regioni e province autonome di Trento e di Bolzano.

2. Il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentito il Ministro del tesoro, emana, con proprio decreto, entro trenta giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge, le direttive per uniformare i criteri di valutazione delle domande, le procedure e le modalità di concessione e di erogazione dei contributi da parte delle regioni e delle province autonome di Trento e di Bolzano. Le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano tengono conto nell'istruttoria di propria competenza dei tempi di realizzazione delle singole iniziative, dei consumi di energia preesistenti, dei benefici energetici attesi, della quantità di energia primaria risparmiata per unità di capitale investito, nonché: per gli interventi di cui all'articolo 8, della tipologia degli edifici e dei soggetti beneficiari dei contributi con priorità per gli interventi integrati; per gli interventi di cui all'articolo 10, dell'obsolescenza degli impianti e dell'utilizzo energetico dei rifiuti;

per gli interventi di cui all'articolo 13, della tipologia delle unità produttive e delle potenziali risorse energetiche del territorio.

3. Entro il 31 marzo di ciascun anno le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano inoltrano al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato apposita richiesta di fondi documentata sulla base delle domande effettivamente pervenute e favorevolmente istruite.

4. Tenuto conto delle richieste delle regioni e delle province autonome di Trento e di Bolzano pervenute entro il termine di cui al comma 3, il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato propone entro trenta giorni al CIPE, che provvede entro i successivi trenta giorni, la ripartizione tra le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano dei fondi in relazione a ciascuno degli interventi di cui agli articoli 8, 10 e 13.

5. I fondi assegnati alle singole regioni e alle province autonome di Trento e di Bolzano sono improrogabilmente impegnati mediante appositi atti di concessione dei contributi entro centoventi giorni dalla ripartizione dei fondi. I fondi residui, per i quali le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano non hanno fornito la documentazione relativa agli atti di impegno entro i trenta giorni successivi, vengono destinati dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato con proprio provvedimento ad iniziative invase dalle regioni e dalle province autonome di Trento e di Bolzano sulla base delle percentuali di ripartizione già adottate dal CIPE ai sensi del comma 4.

6. Per il primo anno di applicazione della presente legge il termine di cui al comma 3 è fissato al novantesimo giorno dalla data di entrata in vigore della stessa e la nuova ripartizione dei fondi residui di cui al comma 5 riguarda anche eventuali fondi residui trasferiti alle regioni e alle province autonome di Trento e di Bolzano per le medesime finalità sulla base della normativa previgente la presente legge e non impegnati entro il termine di centoventi giorni di cui al medesimo comma 5.

7. Le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano, avvalendosi anche dell'ENEA ai sensi dell'articolo 16, comma 3, provvedono ad accertare l'effettivo conseguimento del risparmio energetico, attraverso idonei strumenti di verifica con metodo a campione e/o secondo criteri di priorità. In caso di esito negativo delle verifiche le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano ne danno informazione immediata al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato e provvedono all'immediata revoca totale o parziale dei contributi concessi ed al recupero degli importi già erogati, maggiorati di un interesse pari al tasso ufficiale di sconto vigente alla data dell'ordinativo di pagamento, con le modalità di cui all'articolo 2 del testo unico delle disposizioni di legge relative alla procedura coattiva per la riscossione delle entrate patrimoniali dello Stato e degli altri enti pubblici, dei proventi di Demanio pubblico e di pubblici servizi e delle tasse sugli affari, approvato con regio decreto 14 aprile 1910, n. 639. Le somme recuperate sono annualmente ripartite tra le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano con le modalità di cui al comma 4.

8. Per i pareri delle regioni e delle province autonome di Trento e di Bolzano previsti dalla presente legge, decorso il termine per l'emanazione dell'atto cui il parere è preordinato, l'autorità competente può provvedere anche in assenza dello stesso.

ARTICOLO 10

(Contributi per il contenimento dei consumi energetici nei settori industriale, artigianale e terziario)

1. Al fine di conseguire gli obiettivi di cui all'articolo 1 nei settori industriale, artigianale e terziario e nella movimentazione dei prodotti possono essere concessi contributi in conto capitale fino al 30 per cento della spesa ammissibile preventivata, per realizzare o modificare impianti fissi, sistemi o componenti, nonché mezzi per il trasporto fluviale di merci.

2. Possono essere ammessi a contributo interventi riguardanti impianti con potenza fino a dieci megawatt termici o fino a tre megawatt elettrici relativi ai servizi generali e/o al ciclo produttivo che conseguano risparmio di energia attraverso l'utilizzo di fonti rinnovabili di energia e/o un migliore rendimento di macchine e apparecchiature e/o la sostituzione di idrocarburi con altri combustibili.

ARTICOLO 11.

(Norme per il risparmio di energia e l'utilizzazione di fonti rinnovabili di energia o assimilate)

1. Alle regioni, alle province autonome di Trento e di Bolzano, alle province ed ai comuni e loro consorzi e associazioni, sia direttamente sia tramite loro aziende e società, nonché alle imprese di cui all'articolo 4, n. 8), della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, modificato dall'articolo 18 della legge 29 maggio 1982, n. 308, ad imprese e a consorzi tra imprese costituiti ai sensi degli articoli 2602 e seguenti del codice civile, a consorzi costituiti tra imprese ed Ente nazionale per l'energia elettrica (ENEL) e/o altri enti pubblici, possono essere concessi contributi in conto capitale per studi di fattibilità tecnico-economica per progetti esecutivi di impianti civili, industriali o misti di produzione, di recupero, di trasporto e di distribuzione dell'energia derivante dalla cogenerazione, nonché per iniziative aventi le finalità di cui all'articolo 1 e le caratteristiche di cui ai commi 2 o 3 del presente articolo, escluse le iniziative di cui agli articoli 12 e 14.

2. Il contributo di cui al comma 1 è concesso con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentiti i Ministri dell'ambiente, per le aree urbane e dei trasporti, nel limite massimo del 50 per cento della spesa ammissibile prevista sino ad un massimo di lire cinquanta milioni per gli studi di fattibilità tecnico-economica e di lire trecento milioni per i progetti esecutivi purchè lo studio sia effettuato secondo le prescrizioni del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato e l'impianto abbia le seguenti caratteristiche minime:

- a) potenza superiore a dieci megawatt termici o a tre megawatt elettrici;
- b) potenza elettrica installata per la cogenerazione pari ad almeno il 10 per cento della potenza termica erogata all'utenza.

3. Ai soggetti di cui al comma 1 possono altresì essere concessi contributi in conto capitale per la realizzazione o la modifica di impianti con potenza uguale o superiore a dieci megawatt termici o a tre megawatt elettrici relativi a servizi generali e/o al ciclo produttivo che conseguano risparmio di energia attraverso l'utilizzo di fonti rinnovabili di energia e/o un migliore rendimento di macchine e apparecchiature e/o la sostituzione di idrocarburi con altri combustibili. Il limite suddetto non si applica nel caso di realizzazione di nuovi impianti, quando ciò deriva da progetti di intervento unitari e coordinati a livello di polo industriale, di consorzi e forme associative di impresa.

4. Il contributo di cui al comma 3 è concesso e liquidato con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato nel limite massimo del 30 per cento della spesa totale ammessa al contributo preventivata e documentata, elevabile al 40 per cento nel caso di impianti di cogenerazione e per gli impianti di cui all'articolo 6.

5. La domanda di contributo di cui al comma 3 deve essere corredata del progetto esecutivo.

6. L'ENEL, salvo documentate ragioni di carattere tecnico ed economico che ostino, deve includere nei progetti per la costruzione di nuove centrali elettriche e nelle centrali esistenti sistemi per la cessione, il trasporto e la vendita del calore prodotto anche al di fuori dell'area dell'impianto fino al punto di collegamento con la rete di distribuzione del calore.

7. La realizzazione degli impianti di teleriscaldamento, ammissibili ai sensi dell'articolo 6, da parte di aziende municipalizzate, di enti pubblici, di consorzi tra enti pubblici, tra enti pubblici ed imprese private ovvero tra imprese private che utilizzano il calore dei cicli di produzione di energia delle centrali termoelettriche nonché il calore recuperabile da processi industriali possono usufruire di contributi in conto capitale fino al 50 per cento del relativo costo. L'ENEL è tenuto a fornire la necessaria assistenza per la realizzazione degli impianti ammessi ai contributi con diritto di rimborso degli oneri sostenuti.

8. I contributi di cui al comma 7 sono erogati dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato.

ARTICOLO 12.

(Progetti dimostrativi)

1. Alle aziende pubbliche e private e loro consorzi, ed a consorzi di imprese ed enti pubblici possono essere concessi contributi in conto capitale per la progettazione e la realizzazione di impianti con caratteristiche innovative per aspetti tecnici e/o gestionali e/o organizzativi, che utilizzino fonti rinnovabili di energia e/o combustibili non tradizionali ovvero sviluppino prototipi a basso consumo specifico ovvero nuove tecnologie di combustione, di gassificazione, di liquefazione del carbone e di smaltimento delle ceneri, nonché iniziative utilizzanti combustibili non fossili la cui tecnologia non abbia raggiunto la maturità commerciale e di esercizio. Sono ammessi altresì ai contributi sistemi utilizzanti le fonti rinnovabili di energia di origine solare finalizzati a migliorare la qualità dell'ambiente e, in particolare, la potabilizzazione dell'acqua.
2. Il contributo di cui al comma 1 è concesso, nel limite del 50 per cento della spesa ammissibile preventivata, con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, su delibera del CIPE.

ARTICOLO 13.

(Incentivi alla produzione di energia da fonti rinnovabili di energia nel settore agricolo)

1. Al fine di raggiungere gli obiettivi di cui all'articolo 1 nel settore agricolo, possono essere concessi alle imprese agricole singole o associate, a consorzi di imprese agricole, ovvero a società che offrono e gestiscono il servizio-calore, che prevedano la partecipazione dell'ENEL e/o di aziende municipalizzate e/o di altri enti pubblici, contributi in conto capitale per la realizzazione di impianti con potenza fino a dieci megawatt termici o fino a tre megawatt elettrici per la produzione o il recupero di energia termica, elettrica e meccanica da fonti rinnovabili di energia, nella misura massima del 55 per cento della spesa ammessa, elevabile al 65 per cento per le cooperative.
2. Le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano promuovono con le associazioni di categoria degli imprenditori agricoli e dei coltivatori accordi tesi all'individuazione di soggetti e strumenti per la realizzazione di interventi di uso razionale dell'energia nel settore agricolo.

ARTICOLO 14.

(Derivazioni di acqua. Contributi per la riattivazione e per la costruzione di nuovi impianti)

1. Ai soggetti che producono energia elettrica per destinarla ad usi propri o per cederla in tutto o in parte all'ENEL e/o alle imprese produttrici e distributrici di cui all'articolo 4, n. 8), della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, modificato dall'articolo 18 della legge 29 maggio 1982, n. 308, alle condizioni previste dall' vigente normativa, nonché alle predette imprese produttrici e distributrici, possono essere concessi contributi in conto capitale per iniziative:
 - a) di riattivazione di impianti idroelettrici che utilizzino concessioni rinunciate o il cui esercizio sia stato dismesso prima della data di entrata in vigore della presente legge;
 - b) di costruzione di nuovi impianti nonché di potenziamento di impianti esistenti, che utilizzino concessioni di derivazioni di acqua.
2. L'articolo 5 della legge 27 giugno 1964, n. 452, non si applica quando l'energia elettrica acquistata proviene dalle fonti rinnovabili di energia di cui all'articolo 1, comma 3.
3. La domanda di ammissione al contributo di cui al comma 1, corredata dagli elementi tecnico-economici, dal piano finanziario, dal piano di manutenzione e di esercizio, nonché da ogni elemento relativo agli eventuali atti di competenza regionale o delle province autonome di Trento e di Bolzano, ivi comprese le valutazioni ambientali, è presentata al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, alla regione o alla provincia autonoma di Trento o di Bolzano a seconda della competenza dell'impianto.

4. I contributi di cui al comma 1, per gli impianti di propria competenza, previa istruttoria tecnico-economica espletata dall'ENEL, sono concessi ed erogati con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, nella misura massima del 30 per cento della spesa ammissibile documentata.

ARTICOLO 15.

(Locazione finanziaria)

1. I contributi di cui agli articoli 8, 10, 11, 12, 13 e 14 sono concessi anche per iniziative oggetto di locazione finanziaria, effettuate da società iscritte nell'albo istituito presso il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, ai sensi dell'articolo 1 del decreto del Ministro per gli interventi straordinari nel Mezzogiorno del 12 novembre 1986, in attuazione dell'articolo 9, comma 13, della legge 1 marzo 1986, n. 64.

2. Le procedure e le modalità di concessione ed erogazione dei contributi di cui al comma 1, nonché le modalità di controllo del regolare esercizio degli impianti incentivati, saranno determinate in apposita convenzione da stipularsi tra il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato e le società di cui al comma 1.

ARTICOLO 16.

(Attuazione della legge)

1. Competenza delle regioni e delle province autonome di Trento e di Bolzano 1. Le regioni emanano, ai sensi dell'articolo 117, terzo comma, della Costituzione, norme per l'attuazione della presente legge.

2. Resta ferma la potestà delle province autonome di Trento e di Bolzano di emanare norme legislative sul contenimento dei consumi energetici e sullo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia nell'ambito delle materie di loro competenza, escluse le prescrizioni tecniche rispondenti ad esigenze di carattere nazionale contenute nella presente legge e nelle direttive del CIPE.

3. Su richiesta delle regioni o delle province autonome di Trento e di Bolzano l'ENEL, l'Ente nazionale idrocarburi (ENI), l'ENEA, il CNR e le università degli studi, in base ad apposite convenzioni e nell'ambito dei rispettivi compiti istituzionali, assistono le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano nell'attuazione della presente legge. Le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano e i comuni, singoli o associati, possono dotarsi di appositi servizi per l'attuazione degli adempimenti di loro competenza previsti dalla presente legge.

ARTICOLO 17.

(Cumulo di contributi e casi di revoca)

1. I contributi di cui agli articoli 8, 10, 11, 12, 13 e 14, sono cumulabili con altre incentivazioni eventualmente previste da altre leggi a carico del bilancio dello Stato, fino al 75 per cento dell'investimento complessivo.

2. Il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di intesa con il Ministro del tesoro può promuovere, senza oneri a carico del bilancio dello Stato, apposite convenzioni con istituti di credito, istituti e società finanziari al fine di facilitare l'accesso al credito per la realizzazione delle iniziative agevolate ai sensi della presente legge.

3. Nell'ambito delle proprie competenze e su richiesta del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, l'ENEA, effettua verifiche a campione e/o secondo criteri di priorità circa l'effettiva e completa realizzazione delle iniziative di risparmio energetico agevolate ai sensi degli articoli 11,

12 e 14. In caso di esito negativo delle verifiche l'ENEA dà immediata comunicazione al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato che provvede alla revoca parziale o totale dei contributi ed al recupero degli importi già erogati, maggiorati di un interesse pari al tasso ufficiale di sconto vigente alla data dell'ordinativo di pagamento, con le modalità di cui all'articolo 2 del testo unico delle disposizioni di legge relative alla procedura coattiva per la riscossione delle entrate patrimoniali dello Stato e degli altri enti pubblici, dei proventi di Demanio pubblico e di pubblici servizi e delle tasse sugli affari, approvato dal regio decreto 14 aprile 1910, n. 639.

ARTICOLO 18.

(Modalità di concessione ed erogazione dei contributi.)

1. Per i contributi di cui agli articoli 11, 12 e 14 le modalità di concessione ed erogazione, le prescrizioni tecniche richieste per la stesura degli studi di fattibilità e dei progetti esecutivi, le prescrizioni circa le garanzie di regolare esercizio e di corretta manutenzione degli impianti incentivati, nonché i criteri di valutazione delle domande di finanziamento sono fissati con apposito decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, da emanarsi entro sessanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge.
2. Ai fini dell'acquisizione dei contributi di cui al comma 1, le spese sostenute possono essere documentate nelle forme previste dall'articolo 18, quinto comma, della legge 26 aprile 1983, n. 130. Agli adempimenti necessari per consentire l'utilizzo di tali facoltà, si provvede in conformità a quanto disposto dall'articolo 18, sesto comma, della legge 26 aprile 1983, n. 130, a cura del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato.
3. Su tutti i contributi previsti dalla presente legge possono essere concesse anticipazioni in corso d'opera garantite da polizze fidejussorie bancarie ed assicurative emesse da istituti all'uopo autorizzati, con le modalità ed entro i limiti, fissati con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministro del tesoro, da emanarsi entro sessanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge.

ARTICOLO 19.

(Responsabile per la conservazione e l'uso razionale dell'energia)

1. Entro il 30 aprile di ogni anno i soggetti operanti nei settori industriale, civile, terziario e dei trasporti che nell'anno precedente hanno avuto un consumo di energia rispettivamente superiore a 10.000 tonnellate equivalenti di petrolio per il settore industriale ovvero a 1.000 tonnellate equivalenti di petrolio per tutti gli altri settori, debbono comunicare al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato il nominativo del tecnico responsabile per la conservazione e l'uso razionale dell'energia.
2. La mancanza della comunicazione di cui al comma 1 esclude i soggetti dagli incentivi di cui alla presente legge. Su richiesta del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato i soggetti beneficiari dei contributi della presente legge sono tenuti a comunicare i dati energetici relativi alle proprie strutture e imprese.
3. I responsabili per la conservazione e l'uso razionale dell'energia individuano le azioni, gli interventi, le procedure e quanto altro necessario per promuovere l'uso razionale dell'energia, assicurano la predisposizione di bilanci energetici in funzione anche dei parametri economici e degli usi energetici finali, predispongono i dati energetici di cui al comma 2.
4. Entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge l'ENEA provvede a definire apposite schede informative di diagnosi energetica e di uso delle risorse, diversamente articolate in relazione ai tipi d'impresa e di soggetti e ai settori di appartenenza.

5. Nell'ambito delle proprie competenze l'ENEA provvede sulla base di apposite convenzioni con le regioni e con le province autonome di Trento e di Bolzano a realizzare idonee campagne promozionali sulle finalità della presente legge, all'aggiornamento dei tecnici di cui al comma 1 e a realizzare direttamente ed indirettamente programmi di diagnosi energetica.

ARTICOLO 20.

(Relazione annuale al Parlamento)

1. Il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, entro il 30 aprile di ogni anno, riferisce al Parlamento sullo stato di attuazione della presente legge, tenendo conto delle relazioni che le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano debbono inviare al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato entro il mese di febbraio del medesimo anno, sugli adempimenti di rispettiva competenza, in modo particolare con riferimento agli obiettivi e ai programmi contenuti nei rispettivi piani energetici.
2. Un apposito capitolo della relazione di cui al comma 1 illustra i risultati conseguiti e i programmi predisposti dall'ENEA per l'attuazione dell'articolo 3.

ARTICOLO 21.

(Disposizioni transitorie)

1. Alla possibilità di fruire delle agevolazioni previste dalla presente legge sono ammesse anche le istanze presentate ai sensi della legge 29 maggio 1982, n. 308, e successive modificazioni, e del decreto-legge 31 agosto 1987, n. 364, convertito, con modificazioni, dalla legge 29 ottobre 1987, n. 445, per iniziative rientranti fra quelle previste dagli articoli 8, 10, 11, 12, 13 e 14 che non siano ancora state oggetto di apposito provvedimento di accoglimento o di rigetto.
2. Per le istanze di finanziamento di cui al comma 1 la concessione delle agevolazioni resta di competenza dell'amministrazione cui sono state presentate ai sensi della legge 29 maggio 1982, n. 308, e successive modificazioni, e del decreto-legge 31 agosto 1987, n. 364, convertito, con modificazioni, dalla legge 29 ottobre 1987, n. 445.

ARTICOLO 22.

(Riorganizzazione della Direzione generale delle fonti di energia e delle industrie di base)

1. Con decreto del Presidente della Repubblica, previa deliberazione del Consiglio dei ministri, sentito il parere del Consiglio di Stato che deve esprimersi entro trenta giorni dalla richiesta, su proposta del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro e con il Ministro per la funzione pubblica, si provvede alla ristrutturazione ed al potenziamento della Direzione generale delle fonti di energia e delle industrie di base del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato. Si applicano, salvo quanto espressamente previsto dalla presente disposizione, le norme di cui all'articolo 17, comma 1, della legge 23 agosto 1988, n. 400, anche per le successive modifiche dell'ordinamento della medesima Direzione generale. A tal fine le relative dotazioni organiche sono aumentate, per quanto riguarda le qualifiche dirigenziali di non più di undici unità con specifica professionalità tecnica nel settore energetico, e per il restante personale di non più di novanta unità, secondo la seguente articolazione:
 - a) n. 1 posto di dirigente superiore di cui alla tabella XIV, quadro C, allegata al decreto del Presidente della Repubblica 30 giugno 1972, n.748;
 - b) n. 10 posti di primo dirigente di cui alla tabella XIV, quadro C, allegata al decreto del Presidente della Repubblica 30 giugno 1972, n.748;

- c) n. 10 posti di VIII livello;
- d) n. 20 posti di VII livello;
- e) n. 20 posti di VI livello;
- f) n. 10 posti di V livello;
- g) n. 10 posti di IV livello;
- h) n. 10 posti di III livello;
- i) n. 10 posti di II livello.

2. Con il decreto di cui al comma 1 può essere altresì prevista presso la Direzione generale delle fonti di energia e delle industrie di base la costituzione di un'apposita segreteria tecnico-operativa, costituita da non più di dieci esperti con incarico quinquennale rinnovabile per non più di una volta scelti fra docenti universitari, ricercatori e tecnici di società di capitale - con esclusione delle imprese private - specificamente operanti nel settore energetico, di enti pubblici e di pubbliche amministrazioni, con esclusione del personale del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato. Il trattamento economico degli esperti di cui al presente comma è determinato con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato di intesa con il Ministro del tesoro, in misura non inferiore a quello spettante presso l'ente o l'amministrazione o l'impresa di appartenenza. I dipendenti pubblici sono collocati fuori luogo per l'intera durata dell'incarico o nell'analoga posizione prevista dai rispettivi ordinamenti.

3. Limitatamente al personale delle qualifiche non dirigenziali, alle assunzioni conseguenti all'aumento delle dotazioni organiche di cui al comma 1 può procedersi a decorrere dal 1 gennaio 1991, e solo dopo aver attuato le procedure di mobilità di cui al decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 5 agosto 1988, n. 325, e successive modificazioni, ed alla legge 29 dicembre 1988, n. 554, e successive modificazioni e integrazioni, o comunque dopo novanta giorni dall'avvio di dette procedure. Nel biennio 1991-1992 può procedersi a tali assunzioni esclusivamente nel limite annuo del 25 per cento e complessivo del 33 per cento dei relativi posti, restando comunque i posti residui riservati per l'intero biennio alla copertura mediante le predette procedure di mobilità.

4. All'onere derivante dall'attuazione del presente articolo, valutato in lire 200 milioni per l'anno 1990, in lire 1.000 milioni per l'anno 1991 e in lire 1.800 milioni per l'anno 1992, si provvede mediante corrispondente riduzione dello stanziamento iscritto ai fini del bilancio triennale 1990-1992 al capitolo 6856 dello stato di previsione del Ministero del tesoro per l'anno 1990, all'uopo parzialmente utilizzando quanto a lire 400 milioni per ciascuno degli anni 1991 e 1992 le proiezioni dell'accantonamento "Riordinamento del Ministero ed incentivazioni al personale" e, quanto a lire 200 milioni per l'anno 1990, a lire 600 milioni per l'anno 1991 e a lire 1.400 milioni per l'anno 1992, l'accantonamento "Automazione del Ministero dell'industria".

ARTICOLO 23.

(Abrogazione espressa di norme e utilizzazione di fondi residui.)

1. Gli articoli 1, 2, 3, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 18, 19, 22, 24 e 26 della legge 29 maggio 1982, n. 308, sono abrogati.

2. Le somme destinate ad incentivare gli interventi di cui alla legge 29 maggio 1982, n. 308, e successive modificazioni, ivi comprese quelle di cui al decreto-legge 31 agosto 1987, n. 364, convertito con modificazioni dalla legge 29 ottobre 1987, n. 445, nonché quelle di cui all'articolo 15, comma 37, della legge 11 marzo 1988, n. 67, e successive modificazioni, che alla data di entrata in vigore della presente legge non sono state ancora trasferite alle regioni o alle province autonome di Trento e di Bolzano o non sono state ancora formalmente impegnate dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato per gli interventi di propria competenza, possono essere utilizzate rispettivamente per le finalità di cui agli articoli 8, 10 e 13 e per quelle di cui agli articoli 11, 12 e 14.

3. Alla ripartizione delle somme di cui al comma 2 spettanti alle regioni o alle province autonome di Trento e di Bolzano si provvede con le procedure e le modalità di cui all'articolo 9. Alla ripartizione delle restanti somme fra i vari interventi si provvede, tenendo conto delle proporzioni fissate al comma 2 dell'articolo 38, con le modalità di cui ai commi 6 e 7 del medesimo articolo 38.

ARTICOLO 24.

(Disposizioni concernenti la metanizzazione)

1. Il contributo previsto a carico del Fondo europeo di sviluppo regionale (FESR) per la realizzazione dei progetti indicati nel programma generale di metanizzazione del Mezzogiorno approvato dal CIPE con deliberazione del 11 febbraio 1988 è sostituito o integrato per la percentuale soppressa o ridotta per effetto dei regolamenti del Consiglio delle Comunità europee n. 2052 del 24 giugno 1988, n. 4253 del 19 dicembre 1988 e n. 4254 del 19 dicembre 1988 con un contributo dello Stato a carico degli stanziamenti di cui al comma 3 pari alla differenza tra il 50 per cento della spesa ammessa per ogni singola iniziativa alle agevolazioni di cui all'articolo 11 della legge 28 novembre 1980, n. 784, e successive modificazioni e integrazioni, e il contributo concesso a carico del FESR.
2. Il Ministro per gli interventi straordinari nel Mezzogiorno, d'intesa con il Ministro del tesoro, nonchè con la Cassa depositi e prestiti per la concessione ed erogazione dei finanziamenti, provvede a disciplinare con decreto la procedura per l'applicazione delle agevolazioni nazionali e comunitarie agli interventi di cui al comma 1.
3. All'avvio del programma generale di metanizzazione del Mezzogiorno relativo al primo triennio approvato dal CIPE con deliberazione dell'11 febbraio 1988, si fa fronte con lo stanziamento di lire 50 miliardi autorizzato dall'articolo 19 della legge 26 aprile 1983, n. 130, e con lo stanziamento di lire 730 miliardi autorizzato dal decreto-legge 31 agosto 1987, n. 364, convertito, con modificazioni, dalla legge 29 ottobre 1987, n. 445, integrato di lire 300 miliardi con l'articolo 15, comma 36, della legge 11 marzo 1988, n. 67, e successive modificazioni.
4. Il programma di cui al comma 3 si intende ridotto nella misura corrispondente al maggior onere a carico del bilancio dello Stato derivante dal contributo di cui al comma 1.
5. A parziale modifica dell'articolo 4 del decreto-legge 31 agosto 1987, n. 364, convertito, con modificazioni, dalla legge 29 ottobre 1987, n. 445, il CIPE, definendo il programma per la metanizzazione del territorio della Sardegna, provvede ad individuare anche il sistema di approvvigionamento del gas metano.
6. Previa deliberazione del programma per la metanizzazione del territorio della Sardegna di cui all'articolo 4 del decreto-legge 31 agosto 1987, n. 364, convertito, con modificazioni, dalla legge 29 ottobre 1987, n. 445, nonchè del sistema di approvvigionamento del gas metano di cui al comma 5, il CIPE stabilisce una prima fase stralcio in conformità al programma deliberato, per la realizzazione di reti di distribuzione che potranno essere provvisoriamente esercitate mediante gas diversi dal metano, nelle more della esecuzione delle opere necessarie per l'approvvigionamento del gas metano.

TITOLO II

Norme per il contenimento del consumo di energia negli edifici

ARTICOLO 25.

(Ambito di applicazione)

1. Sono regolati dalle norme del presente titolo i consumi di energia negli edifici pubblici e privati, qualunque ne sia la destinazione d'uso, nonché, mediante il disposto dell'articolo 31, l'esercizio e la manutenzione degli impianti esistenti.
2. Nei casi di recupero del patrimonio edilizio esistente, l'applicazione del presente titolo è graduata in relazione al tipo di intervento, secondo la tipologia individuata dall'articolo 31 della legge 5 agosto 1978, n. 457.

ARTICOLO 26.

(Progettazione, messa in opera ed esercizio di edifici e di impianti)

1. Ai nuovi impianti, lavori, opere, modifiche, installazioni, relativi alle fonti rinnovabili di energia, alla conservazione, al risparmio e all'uso razionale dell'energia, si applicano le disposizioni di cui all'articolo 9 della legge 28 gennaio 1977, n. 10, nel rispetto delle norme urbanistiche, di tutela artistico-storica e ambientale. Gli interventi di utilizzo delle fonti di energia di cui all'articolo 1 in edifici ed impianti industriali non sono soggetti ad autorizzazione specifica e sono assimilati a tutti gli effetti alla manutenzione straordinaria di cui agli articoli 31 e 48 della legge 5 agosto 1978, n. 457.

L'installazione di impianti solari e di pompe di calore da parte di installatori qualificati, destinati unicamente alla produzione di acqua calda e di aria negli edifici esistenti e negli spazi liberi privati annessi, è considerata estensione dell'impianto idrico-sanitario già in opera.

2. Per gli interventi in parti comuni di edifici, volti al contenimento del consumo energetico degli edifici stessi ed all'utilizzazione delle fonti di energia di cui all'articolo 1, ivi compresi quelli di cui all'articolo 8, sono valide le relative decisioni prese a maggioranza delle quote millesimali.

3. Gli edifici pubblici e privati, qualunque ne sia la destinazione d'uso, e gli impianti non di processo ad essi associati devono essere progettati e messi in opera in modo tale da contenere al massimo, in relazione al progresso della tecnica, i consumi di energia termica ed elettrica.

4. Ai fini di cui al comma 3 e secondo quanto previsto dal comma 1 dell'articolo 4, sono regolate, con riguardo ai momenti della progettazione, della messa in opera e dell'esercizio, le caratteristiche energetiche degli edifici e degli impianti non di processo ad essi associati, nonché dei componenti degli edifici e degli impianti.

5. Per le innovazioni relative all'adozione di sistemi di termoregolazione e di contabilizzazione del calore e per il conseguente riparto degli oneri di riscaldamento in base al consumo effettivamente registrato, l'assemblea di condominio decide a maggioranza, in deroga agli articoli 1120 e 1136 del codice civile.

6. Gli impianti di riscaldamento al servizio di edifici di nuova costruzione, la cui concessione edilizia, sia rilasciata dopo la data di entrata in vigore della presente legge, devono essere progettati e realizzati in modo tale da consentire l'adozione di sistemi di termoregolazione e di contabilizzazione del calore per ogni singola unità immobiliare.

7. Negli edifici di proprietà pubblica o adibiti ad uso pubblico è fatto obbligo di soddisfare il fabbisogno energetico degli stessi favorendo il ricorso a fonti rinnovabili di energia o assimilate salvo impedimenti di natura tecnica od economica.

8. La progettazione di nuovi edifici pubblici deve prevedere la realizzazione di ogni impianto, opera ed installazione utili alla conservazione, al risparmio e all'uso razionale dell'energia.

ARTICOLO 27.

(Limiti ai consumi di energia)

1. I consumi di energia termica ed elettrica ammessi per gli edifici sono limitati secondo quanto previsto dai decreti di cui all'articolo 4, in particolare in relazione alla destinazione d'uso degli edifici stessi, agli impianti di cui sono dotati e alla zona climatica di appartenenza.

ARTICOLO 28.

(Relazione tecnica sul rispetto delle prescrizioni)

1. Il proprietario dell'edificio, o chi ne ha titolo, deve depositare in comune, in doppia copia insieme alla denuncia dell'inizio dei lavori relativi alle opere di cui agli articoli 25 e 26, il progetto delle opere stesse corredate da una relazione tecnica, sottoscritta dal progettista o dai progettisti, che ne attesti la rispondenza alle prescrizioni della presente legge.

2. Nel caso in cui la denuncia e la documentazione di cui al comma 1 non sono state presentate al comune prima dell'inizio dei lavori, il sindaco, fatta salva la sanzione amministrativa di cui all'articolo 34, ordina la sospensione dei lavori sino al compimento del suddetto adempimento.

3. La documentazione di cui al comma 1 deve essere compilata secondo le modalità stabilite con proprio decreto dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato.

4. Una copia della documentazione di cui al comma 1 è conservata dal comune ai fini dei controlli e delle verifiche di cui all'articolo 33.

5. La seconda copia della documentazione di cui al comma 1, restituita dal comune con l'attestazione dell'avvenuto deposito, deve essere consegnata a cura del proprietario dell'edificio, o di chi ne ha titolo, al direttore dei lavori ovvero, nel caso l'esistenza di questi non sia prevista dalla legislazione vigente, all'esecutore dei lavori. Il direttore ovvero l'esecutore dei lavori sono responsabili della conservazione di tale documentazione in cantiere.

ARTICOLO 29.

(Certificazione delle opere e collaudo)

1. Per la certificazione e il collaudo delle opere previste dalla presente legge si applica la legge 5 marzo 1990, n. 46.

ARTICOLO 30.

(Certificazione energetica degli edifici)

1. Entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge con decreto del Presidente della Repubblica, adottato previa deliberazione del Consiglio dei ministri, sentito il parere del Consiglio di Stato, su proposta del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentito il Ministro dei lavori pubblici e l'ENEA, sono emanate norme per la certificazione energetica degli edifici. Tale decreto individua tra l'altro i soggetti abilitati alla certificazione.

2. Nei casi di compravendita o di locazione il certificato di collaudo e la certificazione energetica devono essere portati a conoscenza dell'acquirente o del locatario dell'intero immobile o della singola unità immobiliare.

3. Il proprietario o il locatario possono richiedere al comune ove è ubicato l'edificio la certificazione energetica dell'intero immobile o della singola unità immobiliare. Le spese relative di certificazione sono a carico del soggetto che ne fa richiesta.

4. L'attestato relativo alla certificazione energetica ha una validità temporale di cinque anni a partire dal momento del suo rilascio.

ARTICOLO 31.

(Esercizio e manutenzione degli impianti)

1. Durante l'esercizio degli impianti il proprietario, o per esso un terzo, che se ne assume la responsabilità, deve adottare misure necessarie per contenere i consumi di energia, entro i limiti di rendimento previsti dalla normativa vigente in materia.
2. Il proprietario, o per esso un terzo, che se ne assume la responsabilità, è tenuto a condurre gli impianti e a disporre tutte le operazioni di manutenzione ordinaria e straordinaria secondo le prescrizioni della vigente normativa UNI e CEI.
3. I comuni con più di quarantamila abitanti e le province per la restante parte del territorio effettuano i controlli necessari e verificano con cadenza almeno biennale l'osservanza delle norme relative al rendimento di combustione, anche avvalendosi di organismi esterni aventi specifica competenza tecnica, con onere a carico degli utenti.
4. I contratti relativi alla fornitura di energia e alla conduzione degli impianti di cui alla presente legge, contenenti clausole in contrasto con essa, sono nulli. Ai contratti che contengono clausole difformi si applica l'articolo 1339 del codice civile.

ARTICOLO 32.

(Certificazioni e informazioni ai consumatori)

1. Ai fini della commercializzazione, le caratteristiche e le prestazioni energetiche dei componenti degli edifici e degli impianti devono essere certificate secondo le modalità stabilite con proprio decreto dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro dei lavori pubblici, entro centoventi giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge.
2. Le imprese che producono o commercializzano i componenti di cui al comma 1 sono obbligate a riportare su di essi gli estremi dell'avvenuta certificazione.

ARTICOLO 33.

(Controlli e verifiche)

1. Il comune procede al controllo dell'osservanza delle norme della presente legge in relazione al progetto delle opere, in corso d'opera ovvero entro cinque anni dalla data di fine lavori dichiarata dal committente.
2. La verifica può essere effettuata in qualunque momento anche su richiesta e a spese del committente, dell'acquirente dell'immobile, del conduttore, ovvero dell'esercente gli impianti.
3. In caso di accertamento di difformità in corso d'opera, il sindaco ordina la sospensione dei lavori.
4. In caso di accertamento di difformità su opere terminate il sindaco ordina, a carico del proprietario, le modifiche necessarie per adeguare l'edificio alle caratteristiche previste dalla presente legge.
5. Nei casi previsti dai commi 3 e 4 il sindaco informa il prefetto per la irrogazione delle sanzioni di cui all'articolo 34.

ARTICOLO 34.

(Sanzioni)

1. L'inosservanza dell'obbligo di cui al comma 1 dell'articolo 28 è punita con la sanzione amministrativa non inferiore a lire un milione e non superiore a lire cinque milioni.

2. Il proprietario dell'edificio nel quale sono eseguite opere difformi dalla documentazione depositata ai sensi dell'articolo 28 e che non osserva le disposizioni degli articoli 26 e 27 è punito con la sanzione amministrativa in misura non inferiore al 5 per cento e non superiore al 25 per cento del valore delle opere.
3. Il costruttore e il direttore dei lavori che omettono la certificazione di cui all'articolo 29, ovvero che rilasciano una certificazione non veritiera nonché il progettista che rilascia la relazione di cui al comma 1 dell'articolo 28 non veritiera, sono puniti in solido con la sanzione amministrativa non inferiore all'1 per cento e non superiore al 5 per cento del valore delle opere, fatti salvi i casi di responsabilità penale.
4. Il collaudatore che non ottempera a quanto stabilito dall'articolo 29 è punito con la sanzione amministrativa pari al 50 per cento della parcella calcolata secondo la vigente tariffa professionale.
5. Il proprietario o l'amministratore del condominio, o l'eventuale terzo che se ne è assunta la responsabilità, che non ottempera a quanto stabilito dall'articolo 31, commi 1 e 2, è punito con la sanzione amministrativa non inferiore a lire un milione e non superiore a lire cinque milioni. Nel caso in cui venga sottoscritto un contratto nullo ai sensi del comma 4 del medesimo articolo 31, le parti sono punite ognuna con la sanzione amministrativa pari a un terzo dell'importo del contratto sottoscritto, fatta salva la nullità dello stesso.
6. L'inosservanza delle prescrizioni di cui all'articolo 32 è punita con la sanzione amministrativa non inferiore a lire cinque milioni e non superiore a lire cinquanta milioni, fatti salvi i casi di responsabilità penale.
7. Qualora soggetto della sanzione amministrativa sia un professionista, l'autorità che applica la sanzione deve darne comunicazione all'ordine professionale di appartenenza per i provvedimenti disciplinari conseguenti.
8. L'inosservanza, della disposizione che impone la nomina, ai sensi dell'articolo 19, del tecnico responsabile per la conservazione e l'uso razionale dell'energia, è punita con la sanzione amministrativa non inferiore a lire dieci milioni e non superiore a lire cento milioni.

ARTICOLO 35.

(Provvedimenti di sospensione dei lavori)

1. Il sindaco, con il provvedimento mediante il quale ordina la sospensione dei lavori, ovvero le modifiche necessarie per l'adeguamento dell'edificio, deve fissare il termine per la regolarizzazione. L'inosservanza del termine comporta la comunicazione al prefetto, l'ulteriore irrogazione della sanzione amministrativa e l'esecuzione forzata delle opere con spese a carico del proprietario.

ARTICOLO 36.

(Irregolarità rilevate dall'acquirente o dal conduttore)

1. Qualora l'acquirente o il conduttore dell'immobile riscontra difformità dalle norme della presente legge, anche non emerse da eventuali precedenti verifiche, deve farne denuncia al comune entro un anno dalla constatazione, a pena di decadenza dal diritto di risarcimento del danno da parte del committente o del proprietario.

ARTICOLO 37.

(Entrata in vigore delle norme del titolo II e dei relativi decreti ministeriali)

1. Le disposizioni del presente titolo entrano in vigore centottanta giorni dopo la data di pubblicazione della presente legge nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e si applicano alle denunce di inizio lavori presentate ai comuni dopo tale termine di entrata in vigore.
2. I decreti ministeriali di cui al presente titolo entrano in vigore centottanta giorni dopo la data della loro pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e si applicano alle denunce di inizio lavori presentate ai comuni dopo tale termine di entrata in vigore.
3. La legge 30 aprile 1976, n. 373, e la legge 18 novembre 1983, n. 645, sono abrogate. Il decreto del Presidente della Repubblica 28 giugno 1977, n. 1052, si applica, in quanto compatibile con la presente legge, fino all'adozione dei decreti di cui ai commi 1, 2 e 4 dell'articolo 4, al comma 1 dell'articolo 30 e al comma 1 dell'articolo 32.

TITOLO III

Disposizioni finali

ARTICOLO 38

(Ripartizione fondi e copertura finanziaria)

1. Per le finalita' della presente legge e' autorizzata la spesa di lire 427 miliardi per il 1991, 992 miliardi per il 1992 e 1.192 miliardi per il 1993. Il dieci per cento delle suddette somme e' destinato alle finalita' di cui all'articolo 3 della presente legge.
2. Per le finalita' di cui agli articoli 11, 12 e 14 e' autorizzata la spesa di lire 267,5 miliardi per il 1991, di lire 621,6 miliardi per il 1992 e di lire 746,4 miliardi per il 1993, secondo la seguente ripartizione:
 - a) per l'articolo 11, lire 220 miliardi per il 1991, lire 510 miliardi per il 1992 e lire 614 miliardi per il 1993;
 - b) per l'articolo 12, lire 33 miliardi per il 1991, lire 75 miliardi per il 1992 e lire 92 miliardi per il 1993;
 - c) per l'articolo 14, lire 14,5 miliardi per il 1991, lire 36,6 miliardi per il 1992 e lire 40,4 miliardi per il 1993.
3. All'onere derivante dall'attuazione dei commi 1, secondo periodo, e 2 si provvede mediante corrispondente riduzione dello stanziamento iscritto, ai fini del bilancio triennale 1991-1993, al capitolo 9001 dello stato di previsione del Ministero del tesoro per l'anno 1991, all'uopo parzialmente utilizzando le proiezioni dell'accantonamento "Rifinanziamento della legge n. 308 del 1982 in materia di fonti rinnovabili di energia e di risparmio dei consumi energetici, nonche' dell'articolo 17, comma 16, della legge n. 67 del 1988".
4. Per le finalita' di cui agli articoli 8, 10 e 13 e' autorizzata la spesa di lire 116,8 miliardi per il 1991, di lire 271,2 miliardi per il 1992 e di lire 326,4 miliardi per il 1993.
5. All'onere derivante dall'attuazione del comma 4, si provvede mediante corrispondente riduzione dello stanziamento iscritto, ai fini del bilancio triennale 1991-1993 al capitolo 9001 dello stato di previsione del Ministero del tesoro per l'anno 1991 all'uopo parzialmente utilizzando le proiezioni dell'accantonamento "Rifinanziamento della legge n. 308 del 1982 in materia di fonti rinnovabili di energia e di risparmio dei consumi energetici, nonche' dell'articolo 17, comma 16, della legge n. 67 del 1988".
6. All'eventuale modifica della ripartizione tra i vari interventi delle somme di cui al comma 2, si provvede con decreto motivato del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro, tenuto conto degli indirizzi governativi in materia di politica energetica.
7. Alle ripartizioni degli stanziamenti di cui al comma 2 del presente articolo lettera a) tra gli interventi previsti dall'articolo 11 della presente legge si provvede con decreti del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato.

8. Il Ministro del tesoro e' autorizzato ad apportare, con propri decreti, le occorrenti variazioni di bilancio.

ARTICOLO 39

(Entrata in vigore)

1. La presente legge entra in vigore, salvo quanto previsto dall'articolo 37, il giorno successivo a quello della sua pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana. La presente legge, munita del sigillo dello Stato, sara' inserita nella raccolta ufficiale degli atti normativi della Repubblica italiana. E' fatto obbligo a chiunque spetti di osservarlo e di farlo osservare.

TABELLA A

(Articolo 8)

REGOLE TECNICHE PER GLI INTERVENTI DI CUI ALL'ARTICOLO 8 NEL CASO DI EDIFICI ESISTENTI

Strutture da coibentare L'intervento deve comportare un aumento della resistenza termica della superficie trattata almeno pari a $R = a (\Delta t) (m(elevato\ 2)^\circ C\ h/kcal)$, (Δt) è il salto termico di progetto definito dall'articolo 21 del decreto del Presidente della Repubblica n. 1052 del 28 agosto 1977, e "a" è il coefficiente indicato di seguito per i diversi interventi

Sottotetti $a = 0,1$

Terrazzi e porticati $a = 0,04$

Pareti d'ambito isolate
all'esterno $a = 0,04$

Pareti d'ambito isolate
nell'intercapedine senza limitazione

Pareti d'ambito isolate
all'interno $a = 0,04$

Doppi vetri Ammessi all'incentivo solo nelle zone climatiche D, E ed F, del territorio nazionale come definite dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 10 marzo 1977 e purchè sia assicurata una tenuta all'aria dei serramenti corrispondente almeno ad una permeabilità all'aria inferiore a 6 m cubi/ora per metro lineare di giunto apribile e di 20 m cubi/ora per m quadri di superficie apribile in corrispondenza di un differenziale di pressione di 100 Pascal

Tubature di adduzione
dell'acqua calda Ammessa all'incentivo solo la spesa di fornitura e posa del materiale isolante (non le eventuali opere murarie).

PROVVEDIMENTO N. 6/1992

PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA RELATIVI A CESSIONE, VETTORIAMENTO E PRODUZIONE PER CONTO DELL'ENEL, PARAMETRI RELATIVI ALLO SCAMBIO E CONDIZIONI TECNICHE GENERALI PER L'ASSIMILABILITA' A FONTE RINNOVABILE. (G.U. N. 109 DEL 12 MAGGIO 1992).

LA GIUNTA DEL COMITATO INTERMINISTERIALE DEI PREZZI

VISTI I DECRETI LEGISLATIVI LUOGOTENENZIALI 19 OTTOBRE 1944, N. 347 E 23 APRILE 1946, N. 363;
VISTO IL DECRETO LEGISLATIVO DEL CAPO PROVVISORIO DELLO STATO 15 SETTEMBRE 1947, N. 896,
E SUCCESSIVE MODIFICAZIONI;

VISTO L'ART. 20 DELLA LEGGE 9 GENNAIO 1991 CHE PREVEDE CHE IL CIP DEFINISCA, IN BASE AL CRITERIO DEI COSTI EVITATI, I PREZZI RELATIVI ALLA CESSIONE, ALLA PRODUZIONE PER CONTO DELL'ENEL, AL VETTORIAMENTO E I PARAMETRI RELATIVI ALLO SCAMBIO DELL'ENERGIA ELETTRICA PRODOTTA DA IMPIANTI UTILIZZANTI FONTI CONVENZIONALI;

VISTO L'ART. 22 DELLA SUDDETTA LEGGE CHE PREVEDE CHE "ASSICURANDO PREZZI E PARAMETRI INCENTIVANTI NEL CASO DI NUOVA PRODUZIONE, I PREZZI RELATIVI ALLA CESSIONE, ALLA PRODUZIONE PER CONTO DELL'ENEL,

AL VETTORIAMENTO E I PARAMETRI RELATIVI ALLO SCAMBIO DELL'ENERGIA ELETTRICA PRODOTTA DA IMPIANTI UTILIZZANTI FONTI RINNOVABILI O ASSIMILATE, VENGANO DEFINITI DAL CIP ED AGGIORNATI ALMENO CON CADENZA BIENNALE" SULLA BASE ANCHE DELL'EVOLUZIONE TECNOLOGICA;

CONSIDERATO CHE IL MEDESIMO ARTICOLO DI LEGGE PREVEDE CHE IL CIP DEFINISCA LE CONDIZIONI TECNICHE GENERALI PER L'ASSIMILABILITA' A FONTE RINNOVABILE;

VISTI I PROVVEDIMENTI CIP N. 15 DEL 12 LUGLIO 1989 E N. 34 DEL 14 NOVEMBRE 1990;

VISTI IL PIANO ENERGETICO NAZIONALE, APPROVATO DAL CONSIGLIO DEI MINISTRI IL 10 AGOSTO 1988 E LA RACCOMANDAZIONE DELLA COMMISSIONE CEE N. 88/611/CEE DEL 18 NOVEMBRE 1988;

VISTA LA DELIBERA CIPE DEL 26 NOVEMBRE 1991 "PRIMI INDIRIZZI PER IL COORDINAMENTO DEGLI STRUMENTI PUBBLICI IN MATERIA DI RISPARMIO ENERGETICO E UTILIZZO DELLE FONTI RINNOVABILI DI ENERGIA";

CONSIDERATA L'URGENZA (ART. 3 DEL DECRETO LEGISLATIVO DEL CAPO PROVVISORIO DELLO STATO 15 SETTEMBRE 1947 N. 896);

DELIBERA

A partire dalla data di pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale del presente provvedimento entrano in vigore le seguenti disposizioni in materia di energia elettrica prodotta da impianti installati sul territorio nazionale alimentati da fonti convenzionali, rinnovabili ed assimilate ai sensi degli articoli 20 e 22 della legge 9 gennaio 1991, n. 9.

Si considerano nel seguito tre classi di impianti:

a) alimentati da fonti rinnovabili: il sole, il vento, l'energia idraulica, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione dei rifiuti organici ed inorganici o di prodotti

vegetali;

b) alimentati da fonti assimilate a quelle rinnovabili: quelli di cogenerazione, intesa come produzione combinata di energia elettrica e di calore; quelli che utilizzano calore di risulta, fumi di scarico ed altre forme di energia recuperabile in processi e in impianti; nonché quelli che utilizzano gli scarti di lavorazione e/o di processi e quelli che utilizzano fonti fossili prodotte esclusivamente da giacimenti minori isolati;

c) alimentati da fonti convenzionali: quelli per la sola produzione di energia elettrica che utilizzano combustibili fossili commerciali ed altri impianti non rientranti nelle lettere precedenti.

Titolo I

Condizione tecnica per l'assimilabilità a fonte rinnovabile

Un impianto è assimilato agli impianti che utilizzano fonti di energia rinnovabili quando l'indice energetico I_{en} verifica la seguente condizione:

$$I_{en} = \frac{E_e}{E_c} + \frac{(1 - E_t)}{0,9 E_c} - a \text{ (maggiore o uguale) } 0,51$$

dove:

E_e = Energia elettrica utile prodotta annualmente dall'impianto, al netto dell'energia assorbita dai servizi ausiliari, sulla base del programma annuale di utilizzo;

E_t = Energia termica utile prodotta annualmente dall'impianto;

E_c = Energia immessa annualmente nell'impianto attraverso i combustibili fossili commerciali;

$$a = \frac{(1 - E_e)}{0,51} - 1 \text{)} \cdot (0,51 - \frac{E_t}{E_c})$$

Ai fini dell'assimilabilità la comunicazione al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato prevista dall'art. 22 della legge 9 gennaio 1991, n. 9, deve essere integrata con:

una dichiarazione giurata sul rispetto della suddetta condizione da parte del titolare dell'impianto o del suo legale rappresentante; elementi tecnici necessari a documentare il rispetto della suddetta condizione ed in particolare il programma di utilizzazione del calore cogenerato e/o dell'energia recuperata e/o del combustibile di scarto; progetto dettagliato di strumentazione dell'impianto necessaria per la verifica del rispetto della suddetta condizione.

Il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato entro sessanta giorni dalla data di ricevimento della suddetta documentazione comunica all'interessato ed alla Cassa conguglio per il settore elettrico (C.C.S.E.) il valore dell'indice energetico dell'impianto.

Il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato verifica anche nel corso dell'esercizio la sussistenza della condizione tecnica di assimilabilità anche avvalendosi per le verifiche sull'impianto di tecnici specializzati dell'Enel e dell'Enea. Le misurazioni sull'impianto verranno effettuate sulla base della normativa vigente.

Eventuali variazioni al programma di utilizzazione del calore cogenerato e/o dell'energia recuperata e/o del combustibile di scarto che vengono apportate nel corso dell'esercizio dell'impianto, non dovute a causa di forza maggiore, vanno comunicate preventivamente all'Enel.

L'Enel e' tenuto a informare il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato delle variazioni che comportino il non rispetto della condizione di assimilabilita' o un diverso trattamento. Il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, in caso di riscontro positivo, adotta i provvedimenti di conseguenza.

Titolo II

Nuova energia elettrica prodotta con impianti utilizzanti fonti rinnovabili o assimilate: prezzi di cessione ad imprese distributrici acquirenti.

1. Per nuova energia si intende quella prodotta da impianti la cui data di entrata in servizio e' successiva al 30 gennaio 1991.

2. Il prezzo di cessione per la nuova produzione da impianti utilizzanti fonti rinnovabili o assimilate assume valori differenti per tipologia di fonte a seconda che si tratti di:

impianti che mettono a disposizione l'intera potenza o una quota di potenza prefissata (tipo A);

impianti che cedono le eccedenze (tipo B).

I prezzi di cessione sono riportati nella tabella 1.

Quando il prezzo e' differenziato fra ore piene e ore vuote le fasce orarie sono quelle stabilite dal provvedimento CIP n. 45/90.

Nel presente provvedimento l'insieme delle ore di punta, di alto carico e di medio carico vengono denominate ore piene, ed ore vuote tutte le altre.

I prezzi di cessione sono basati sul costo evitato che risulta composto come segue:

	Caso di prezzo unico Ore piene (L/kWh)	Caso di prezzo differenziato Ore vuote (L/kWh)	
Costo di impianto	26	43	—
Costo di esercizio, manutenzione e spese generali connesse	9	15	—
Costo di combustibile	37	37	37

Per gli impianti di tipo B il costo di impianto viene riconosciuto per il 20% nel prezzo base e per il restante 80% in funzione della regolarita' di cessione come riportato in tabella 2.

3. Il prezzo di cessione, oltre ai costi evitati sopra definiti, include per i primi otto anni di esercizio dell'impianto anche le seguenti componenti, correlate ai maggiori costi della specifica tipologia di impianto.

	Ore piene (L/kWh)	Ore vuote (L/kWh)	
a) Idroelettrici: a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre 3 MW	—	130	—
b) Idroelettrici ad acqua fluente fino a 3 MW	45	75	—
c) Eolici e geotermici	78	130	—
d) Fotovoltaici, RSU,			

biomasse	150	250	—
e) Impianti che utilizzano combustibili di processo o residui	45	75	—
f) Impianti assimilati che utilizzano combustibili fossili:			
idrocarburi:			
Ien: 0,51 - 0,6 . . .	—	27	—
oltre 0,6	—	40	—
carbone:			
Ien oltre 0,51 . . .	—	50	—
g) Impianti idroelettrici potenziati	—	65	—

Nei casi di impianti per i quali la condizione di assimilabilità di cui al precedente titolo I sussista con riferimento al programma annuale di utilizzo solo per periodi inferiori all'anno, sull'energia ceduta in detti periodi viene corrisposta la componente spettante in base al presente punto.

Il riconoscimento dei suddetti prezzi e' alternativo ai contributi previsti dalla legge 9 gennaio 1991, n. 10, e segue i criteri di cumulo previsti per la legge stessa nella delibera CIPE del 26 novembre 1991. A tal fine il titolare dell'impianto o il suo legale rappresentante dovra' trasmettere al Ministero dell'industria e alla C.C.S.E. dichiarazione giurata di non aver fruito di contributi e di rinunciare ad eventuali contributi relativi a domande gia' presentate. Copia di detta dichiarazione sara' allegata alla convenzione di cessione.

4. In mancanza della suddetta dichiarazione giurata i prezzi di cessione vengono ridotti diminuendo le componenti di cui al punto 3 dei seguenti valori:

	Ore piene (L/kWh)	Ore vuote (L/kWh)	(L/kWh)
a) Idroelettrici: a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre 3 MW	—	—	—
b) Idroelettrici ad acqua fluente fino a 3 MW	—	50	—
c) Eolici e geotermici	20	34	—
d) Fotovoltaici, RSU, biomasse	30	50	—
e) Impianti che utilizzano combustibili di processo o residui	52	86	—
f) Impianti assimilati che utilizzano combustibili fossili:			
idrocarburi:			
Ien: 0,51 - 0,6 . . .	20	34	—
oltre 0,6	—	—	—
carbone:			
Ien oltre 0,51 . . .	—	34	—
g) Impianti idroelet-	—	35	—

5. Nei casi in cui il prezzo di cessione e' differenziato tra ore piene ed ore vuote, se l'impianto ha funzionato per almeno 3.200 ore piene secondo il programma annuale di utilizzo, il prezzo delle ore piene e' riconosciuto anche per le cessioni in ore vuote fino a raggiungere il totale dell'energia cedibile in ore piene secondo lo stesso programma di utilizzo. Per impianti caratterizzati da particolari condizioni di funzionamento (ad esempio teleriscaldamento), sulla base di accordi tra le parti, il prezzo di cessione previsto per le ore piene puo' essere applicato anche all'energia ceduta nelle ore vuote fino a concorrenza dell'energia producibile nelle ore piene secondo il programma annuale di utilizzo. Questo criterio si applica anche ai contributi alle imprese produttrici-distributrici.

6. Il prezzo di cessione, su richiesta del soggetto interessato, in alternativa al prezzo indicato nella tabella 1 o per le altre fonti rinnovabili non comprese in tale tabella, puo' essere fissato con provvedimento del Ministro-Presidente delegato del CIP, a seguito di accertamento dei costi da parte del comitato tecnico per l'energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate di cui al provvedimento CIP n. 15/89, con i criteri previsti al successivo titolo V.

7. Le componenti del prezzo di cessione vengono aggiornate dalla C.C.S.E. entro il mese di aprile di ciascun anno con decorrenza dal 1° gennaio dello stesso anno sulla base dei criteri sottoindicati:

a) il costo evitato di impianto, il costo evitato di esercizio, manutenzione e spese generali connesse nonche' i valori di cui alle lettere da a) a g) dei precedenti punti 3 e 4 vengono aggiornati sulla base della variazione dell'indice ISTAT dei prezzi al consumo per l'intera collettivita' nazionale registrata nell'anno solare precedente;

b) il costo evitato di combustibile di cui al precedente punto 2 si aggiorna in base alla variazione percentuale registrata tra il valore medio del prezzo del metano nell'anno 1992 riferito a forniture continue per centrali termoelettriche a ciclo combinato con consumo superiore a 50 milioni di metri cubi rispetto a quello dell'anno 1991.

Il valore risultante da tale aggiornamento sara' utilizzato come valore di conguaglio per l'anno 1992 e come valore di acconto per il 1993. I successivi aggiornamenti e conguagli si effettueranno con lo stesso criterio.

I valori aggiornati vengono arrotondati ai 10 centesimi di lira con il criterio commerciale.

8. Sono considerati potenziamenti di impianti idroelettrici quelli che determinano un aumento del 15% della producibilita' annua complessiva o di quella delle sole ore piene o del 30% nelle sole ore di punta; il conseguente trattamento si applica alla totale produzione.

L'accertamento di detti aumenti di producibilita' viene eseguito dal comitato tecnico.

9. I potenziamenti di impianti non idroelettrici hanno il seguente trattamento: nel caso di impianti dismessi e non produttivi da almeno tre anni la riattivazione dell'impianto, con o senza potenziamento, segue nel suo complesso la regolamentazione degli impianti nuovi; i casi di potenziamento che non abbiano connessione funzionale ovvero non vincolino o non siano vincolati dal funzionamento dell'impianto esistente seguono la regolamentazione degli impianti nuovi limitatamente alla sezione aggiunta; altri casi di potenziamento vanno trattati come un unico impianto, comprensivo di quello esistente, e seguono la regolamentazione degli impianti nuovi quando la potenza aggiunta sia almeno pari a quella dell'impianto esistente.

L'accertamento della tipologia di potenziamento viene eseguito dal comitato tecnico.

10. I rifacimenti degli impianti esistenti che comportino l'acquisto o la costruzione della maggior parte dei componenti di impianto seguono la regolamentazione degli impianti nuovi, previo accertamento favorevole del comitato tecnico.

11. Agli impianti di pompaggio si applica il trattamento relativo:

agli impianti idroelettrici a serbatoio, limitatamente all'energia prodotta da eventuali apporti naturali di acqua non conseguenti al pompaggio;

agli impianti assimilati che utilizzano idrocarburi con Ien superiore a 0,6, per l'energia non derivante da apporti naturali di acqua.

L'accertamento delle quantità di energia derivante dagli apporti naturali viene effettuata dal comitato tecnico.

12. Agli impianti che utilizzano fonti fossili prodotte esclusivamente da giacimenti minori isolati si applica il trattamento relativo:

agli impianti assimilati che utilizzano idrocarburi con I_{en} fino a 0,6, se l'impianto ha una potenza elettrica inferiore a 30 MW e l'entità accertata del giacimento è inferiore a 0,5 Mtep;

agli impianti assimilati che utilizzano idrocarburi con I_{en} superiore a 0,6, se l'impianto è di cogenerazione con potenza elettrica inferiore a 30 MW e l'entità accertata del giacimento è inferiore a 0,5 Mtep.

Tali accertamenti vengono effettuati dal comitato tecnico.

13. In tutti i casi in cui è previsto un accertamento da parte del comitato tecnico l'interessato deve presentare domanda al comitato stesso corredandola di tutta la documentazione tecnica-economica relativa all'impianto.

Titolo III

Energia elettrica prodotta con impianti esistenti utilizzando fonti rinnovabili o assimilate e con impianti utilizzando fonti convenzionali: prezzi di cessione ad imprese distributrici acquirenti.

1. Per impianti esistenti si intendono:

quelli la cui data di entrata in servizio è antecedente al 31 gennaio 1991;

quelli per i quali è terminato il periodo di corresponsione delle componenti di cui al precedente titolo II, punto 3.

I prezzi di cessione sono riportati nella tabella 2.

2. L'aggiornamento di questi prezzi di cessione viene effettuato con i criteri indicati al precedente titolo.

3. Per gli impianti di cui alla tabella 2, punto 2, l'aggiornamento si effettua dall'anno in cui il costo evitato aggiornato risulti superiore ai prezzi indicati nella stessa tabella; da tale anno questi prezzi di cessione si aggiornano con i criteri indicati al titolo precedente.

4. Nel caso di cessioni da nuovi impianti alimentati da fonti convenzionali di tipo A che avvengano a seguito di gara, i prezzi di cessione devono considerarsi come massimali.

5. La norma di cui al precedente titolo II, punto 5, si applica anche agli impianti del presente titolo.

Titolo IV

Quote del prezzo di cessione a carico della C.C.S.E. e contributi alle imprese produttrici-distributrici

A) Quote del prezzo di cessione

I costi evitati di impianto, di esercizio, manutenzione e spese generali connesse sono a carico dell'impresa distributtrice acquirente

Il costo evitato di combustibile per ogni kWh ceduto all'impresa acquirente è a carico del conto per l'onere termico della C.C.S.E.

La restante quota del prezzo è a carico del conto sovrapprezzo per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate definito al titolo VI.

B) Contributi alle imprese produttrici-distributrici

1. Alla nuova energia elettrica prodotta ed immessa nella rete pubblica dalle imprese produttrici-distributrici con impianti utilizzando fonti rinnovabili ed assimilate viene riconosciuto

un contributo pari alla somma del costo evitato di combustibile e della componente relativa alla specifica tipologia di impianto, definita nel precedente titolo II, punto 3.

2. Il contributo, nelle sue due componenti, segue la regolamentazione di cui alla precedente lettera A).

3. Per gli impianti che utilizzano combustibili fossili la componente relativa al costo di combustibile non e' cumulabile con il contributo onere termico della C.C.S.E.

C) Aggiornamenti.

Gli aggiornamenti delle quote di prezzo e dei contributi di cui alle precedenti lettere A) e B) seguono le norme previste al titolo II.

Titolo V

Compiti del comitato tecnico per l'energia elettrica da fonti rinnovabili ed assimilate

1. Il comitato tecnico per l'energia elettrica da fonti rinnovabili ed assimilate, di cui al provvedimento CIP n. 15/89, effettua le attivita' istruttorie per gli accertamenti assegnatigli nei titoli precedenti.

2. Nell'espletamento delle istruttorie relative all'accertamento dei costi, il comitato si attiene ai seguenti criteri:

il costo evitato dell'impianto di riferimento "R" e' stabilito in 1,4 milioni/kW e segue il criterio di aggiornamento del titolo II, punto 7, lettera a);

per ciascuna tipologia di impianto si assume un costo convenzionale "C" pari al prodotto del costo dell'impianto di riferimento "R" per i seguenti coefficienti:

per gli impianti assimilati che utilizzano combustibili fossili:

idrocarburi con I_{en} fino a 0,60 1,0

idrocarburi con I_{en} oltre 0,60 1,2

carbone 1,4

per impianti idroelettrici ad acqua fluente fino a 3 MW e per impianti che utilizzano combustibili di processo o residui 1,8

per impianti idroelettrici a serbatoio, a bacino, ad acqua fluente oltre 3 MW e per impianti eolici e geotermici 2,6

per impianti fotovoltaici e per impianti che utilizzano RSU o biomasse 4,4

per i potenziamenti di impianti idroelettrici ... 1,6

il costo dell'impianto proposto "A" viene accertato sulla base della documentazione presentata, al netto di ogni contributo come previsto al precedente titolo II, punto 3; esso comprende gli interessi di costruzione, calcolati al tasso di sconto mediamente in vigore nel periodo di investimento, nonche' le connesse spese di progettazione, direzione lavori e generali, assunte in un limite massimo del 10%;

qualora il costo accertato A risulti superiore almeno del 10% al costo "convenzionale" C, la componente prevista al precedente titolo II, punto 3, viene maggiorata del rapporto:

$A - 0,6 R$

$C - 0,6 R$

entro la misura massima di 1,2 volte;

il prezzo di cessione e' costituito dalla componente maggiorata come sopra detto a cui si aggiungono i costi evitati di impianto, di esercizio, di manutenzione e spese generali connesse nonche' di combustibile di cui al titolo II;

il contributo per le imprese produttrici-distributrici e' costituito dalla componente maggiorata come sopra detto a cui si aggiunge il costo evitato di combustibile.

Nel caso in cui l'impianto abbia usufruito dei contributi della legge 9 gennaio 1991, n. 10, i contributi stessi dovranno essere detratti, nel calcolo della maggiorazione di cui sopra, anche dal costo convenzionale C.

3. Il Ministro-Presidente delegato del CIP, su proposta del comitato, fissa con proprio provvedimento il prezzo di cessione e la relativa quota a carico della Cassa conguaglio per il settore elettrico, nonché i contributi per le imprese produttrici-distributrici.

Nell'attesa di tale provvedimento si applicano rispettivamente i prezzi di cui alla tabella 1 e i contributi forfettari di cui al titolo IV, lettera B).

TITOLO VI

Sovrapprezzo nuovi impianti

1. E' istituito presso la C.C.S.E. un "Conto sovrapprezzo per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate".

Questo conto e' alimentato applicando, con la decorrenza prevista al successivo titolo VII, lettera C), sulle forniture di energia elettrica, le seguenti aliquote di sovrapprezzo:

0,70 L/kWh per le forniture con consumo in bassa tensione;

0,50 L/kWh per le forniture con consumo in media tensione;

0,40 L/kWh per le forniture con consumo in alta tensione.

2. E' esonerata dall'applicazione del suddetto sovrapprezzo:

a) energia prodotta e consumata dalle imprese autoproduttrici nei propri stabilimenti per le destinazioni consentite dalla legge 9 gennaio 1991, n. 9, articoli 20, 22 e 23;

b) energia ceduta alle imprese distributrici;

c) energia ceduta da imprese produttrici-distributrici a titolo di permuta ad altre imprese nazionali sino a concorrenza dei ritiri di energia effettuati dalla stessa impresa nel corso di ciascun periodo contrattuale;

d) energia che le imprese municipalizzate cedono ai comuni per uso esclusivo dei servizi comunali obbligatori nei limiti della produzione non ammessa a contributo per l'onere termico;

e) energia destinata da società cooperative al soddisfacimento dei fabbisogni dei propri soci nei limiti delle loro disponibilità di autoproduzione.

3. Per le modalità di aggiornamento delle aliquote di versamento del sovrapprezzo e corresponsione dei contributi valgono, in quanto applicabili, le stesse norme previste per il sovrapprezzo termico dal provvedimento CIP n. 3/1988 e successive modificazioni.

TITOLO VII

Disposizioni generali per la cessione

A) Oneri di allacciamento.

Gli oneri per i nuovi collegamenti alla rete pubblica sono ripartiti in parti uguali tra il produttore cedente e l'impresa acquirente quando trattasi di impianti di "tipo A", realizzati in regioni aventi un deficit di produzione di energia elettrica rispetto alla domanda; nel caso di impianti da fonti rinnovabili di cui alla lettera a) della premessa, gli oneri sono ripartiti per 1/3 a carico del cedente e per 2/3 a carico dell'impresa acquirente.

In tutti gli altri casi, ivi compresi i collegamenti relativi ad impianti di "tipo B" e gli adeguamenti dei collegamenti esistenti, gli oneri relativi sono a carico del produttore cedente.

B) Norme transitorie.

1. Si mantiene la qualifica di nuovi impianti a tutti quelli considerati tali dai provvedimenti CIP numeri 15/89 e 34/90. La durata di corresponsione del prezzo di cessione di cui al titolo II e dei contributi di cui al titolo IV viene ridotta del periodo di esercizio antecedente alla data del presente

provvedimento. In tali casi e' fatta salva la facolta' di optare per la normativa prevista dai suddetti provvedimenti.

2. Nei casi in cui venga richiesto il regime della determinazione dei prezzi di cessione o dei contributi basata sul costo accertato, gia' previsto dai provvedimenti CIP numeri 15/89 e 34/90, l'accertamento stesso viene effettuato in base alle disposizioni di cui al titolo V del presente provvedimento. In ogni caso e' fatta altresì salva la facolta', per chi ha fatto domanda ai sensi dei suddetti provvedimenti CIP, di procedere con la normativa di accertamento dei costi dagli stessi prevista.

Nel caso che rimangano nel regime dei costi accertati in base al presente provvedimento, il comitato tecnico determinera' il trattamento da praticare sulla base delle nuove norme anche per i periodi pregressi.

3. Nei casi in cui venga richiesto il regime forfettario per i periodi pregressi nei quali detto regime non era previsto si applicano in alternativa all'accertamento del costo, i seguenti trattamenti dei prezzi di cessione e dei contributi:

periodo di vigenza del provvedimento CIP n. 34/90: si applicano i valori forfettari previsti nel presente provvedimento diminuiti del 6,5%;

periodo di vigenza del provvedimento CIP n. 15/89: si applicano i valori forfettari previsti dal presente provvedimento, diminuiti del 13%.

I prezzi per le cessioni delle eccedenze si ricavano dai valori del presente provvedimento con lo stesso criterio di cui sopra; analogamente si procede per la determinazione di tutte le quote a carico della C.C.S.E. per l'energia ceduta e dei contributi alle imprese produttrici-distributrici.

4. Le precedenti norme transitorie si applicano anche nei casi di potenziamento di impianti.

5. Per gli impianti utilizzanti fonti assimilate a quelle rinnovabili la cui data di inizio lavori o di entrata in servizio e' successiva all'entrata in vigore del provvedimento CIP n. 34/90 e antecedente all'entrata in vigore del presente provvedimento, l'accertamento della condizione di assimilabilita' puo' essere effettuato sulla base del criterio previsto nello stesso provvedimento n. 34/90 e con le procedure di cui al titolo I del presente provvedimento.

Qualora l'impianto risulti assimilabile in base a detto criterio, si procede alla verifica dell'indice energetico di cui al precedente titolo I applicando il trattamento previsto per gli impianti con indice energetico fino a 0,6 anche per gli impianti con Ien inferiore a 0,51.

Lo stesso trattamento si applica agli impianti per i quali e' stato avviato o espletato l'iter autorizzativo previsto dalle norme vigenti concernenti gli impianti utilizzanti fonti rinnovabili e assimilate.

C) Copertura finanziaria.

1. La quota parte del 45% dell'aliquota del sovrapprezzo termico di cui al provvedimento CIP n. 27 del 18 settembre 1990 e' destinata alla copertura dell'onere termico dell'anno 1991.

Al completamento del recupero 1991, la suddetta aliquota viene utilizzata nella misura prevista al precedente titolo per l'istituzione del sovrapprezzo nuovi impianti.

Con la stessa decorrenza la quota della maggiorazione straordinaria che in base al provvedimento CIP n. 15/89 affluisce al conto contributo energia da fonti rinnovabili e assimilate, cessa detta destinazione e confluisce in pari data nel conto per il rimborso all'Enel di oneri straordinari.

Eventuali giacenze o insufficienze di disponibilita', al momento della chiusura del suddetto conto, saranno regolate nel conto onere termico.

2. Sono abrogate tutte le disposizioni contenute nei precedenti provvedimenti, non compatibili con il presente.

Titolo VIII

Vettoriamiento dell'energia elettrica

A) All'energia elettrica vettoriata, prodotta da impianti esistenti e nuovi alimentati con fonti convenzionali e da impianti esistenti alimentati con fonti rinnovabili o assimilate, ferme restando le destinazioni consentite dagli articoli 20, 22 e 23 della legge 9 gennaio 1991, n. 9, si applicano i pedaggi e si detraggono le perdite indicati in tabella 3.

1) I pedaggi sono riferiti:

ai livelli di tensione: MT (inferiore a 50 kV), AT (da 50 kV fino a 150 kV) e AAT (superiore a 150 kV);

al percorso misurato in linea d'aria tra il punto di consegna (dal produttore all'impresa produttrice-distributrice) ed il punto di riconsegna (dall'impresa produttrice-distributrice all'utenza del produttore) assumendo le seguenti distanze massime convenzionali in corrispondenza ai vari livelli di tensione delle reti:

a) rete di distribuzione MT 10 km

b) rete di distribuzione AT 40 km

c) rete di trasmissione AAT nessun limite

quando il percorso misurato come sopra detto eccede la distanza massima convenzionale di un livello di tensione, si passa convenzionalmente al livello di tensione superiore;

al numero convenzionale di trasformazioni della tensione, addebitate per un numero massimo di tre consecutive; non si addebitano le eventuali trasformazioni all'interno dello stesso livello di rete;

alla potenza massima convenzionale vettoriata che si determina come segue:

a) per i mesi del periodo invernale:

$$P_i = 0,14P_1 + 0,36P_2 + 0,50P_4$$

b) per i mesi del periodo estivo escluso il mese di agosto:

$$P_e = 0,12P_2 + 0,35P_3 + 0,53P_4$$

c) per il mese di agosto:

$$P_a = P_4$$

dove:

P₁, P₂, P₃, P₄ sono le potenze attive vettorate in ciascun mese rispettivamente in ore di punta invernali, di alto carico, di medio carico e vuote, di cui al provvedimento CIP n. 45/90. I valori di potenza attiva vettoriata, nel punto di consegna e di riconsegna, vengono determinati, in ciascun mese e in ciascuna fascia oraria, con gli stessi criteri previsti dalle vigenti norme CIP per le forniture di energia elettrica a tariffe multiorarie.

2) Le perdite sono riferite al percorso misurato in linea d'aria ed al numero di trasformazioni, applicando le stesse norme che regolano i pedaggi; non si addebitano perdite: al percorso che avviene sulla rete di trasmissione AAT quando l'energia vettoriata ha un flusso inverso a quello prevalente della trasmissione Enel;

alla trasformazione da un livello di tensione inferiore ad uno superiore.

B) All'energia elettrica vettoriata, prodotta da nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili od assimilate, sempre per le destinazioni consentite dalla legge n. 9 del 1991 agli articoli 22 e 23, si applicano le stesse condizioni riportate alla lettera A) con la riduzione dei valori dei pedaggi del 10% limitatamente ai primi quindici anni dall'entrata in servizio dell'impianto.

Per nuovi impianti si intendono quelli la cui data di entrata in servizio e' posteriore al 30 gennaio 1991.

C) Disposizioni generali.

1) L'impresa che deve effettuare il vettoriamento provvede all'installazione delle necessarie apparecchiature di misura i cui oneri sono a carico del richiedente il vettoriamento nel punto di consegna dell'energia e dell'impresa nel punto di riconsegna.

2) Nel caso in cui per effettuare il vettoriamento richiesto occorra utilizzare impianti di una impresa distributrice diversa da quella che deve riconsegnare l'energia nel punto di utilizzazione, i

pedaggi e le perdite sono ripartiti tra le imprese distributrici in modo proporzionale alle rispettive quote di rete interessate dal vettoriamiento.

3) Gli oneri di collegamento alla rete pubblica sono a carico del richiedente il servizio.

4) I servizi di vettoriamiento saltuari relativi a periodi inferiori a 1.000 ore annue sono regolati da accordi tra le parti.

5) I pedaggi per il servizio di vettoriamiento vengono aggiornati sulla base del criterio indicato al titolo II, punto 7, lettera a).

Titolo IX

Scambio dell'energia elettrica

A) All'energia elettrica scambiata, prodotta da impianti alimentati con fonti convenzionali e da impianti esistenti alimentati con fonti rinnovabili od assimilate, ferme restando per l'energia scambiata le destinazioni consentite dagli articoli 20, 22 e 23 della legge 9 gennaio 1991, n. 9, si applicano i coefficienti indicati in tabella 4 che tengono conto delle diverse fasce orarie di consegna e riconsegna e delle perdite sulla rete che sono funzione della distanza e della tensione di riconsegna; al rapporto di scambio dovrà essere associato un contratto separato di fornitura di integrazione. Le fasce orarie sono quelle di cui al provvedimento CIP n. 45/90.

B) All'energia elettrica scambiata, prodotta da nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili ed assimilate, sempre per le destinazioni consentite dalla legge n. 9 del 1991 agli articoli 22 e 23, si applicano le stesse condizioni riportate alla lettera A); il quantitativo dell'energia riconsegnata viene aumentato del 5% limitatamente ai primi quindici anni dall'entrata in servizio dell'impianto.

Per nuovi impianti si intendono quelli la cui data di entrata in servizio è posteriore al 30 gennaio 1991.

C) Oneri di collegamento alla rete pubblica. Tali oneri sono a carico del richiedente il servizio.

Titolo X

Produzione per conto

A) Impianti esistenti ed impianti nuovi alimentati con fonti convenzionali.

1. A fronte dell'impegno del produttore di rendere disponibile la capacità produttiva dell'impianto eccedente i propri fabbisogni, vengono riconosciuti per il 1992 i seguenti corrispettivi:

per ogni kW di potenza reso disponibile:

7.320 lire al mese per oneri di capitale;

1.670 lire al mese per oneri di esercizio, manutenzione e spese generali connesse;

per ogni kWh prodotto per conto:

80 lire per oneri di combustibile per un massimo di 1.000 ore di utilizzazione annua.

2. I corrispettivi di cui al precedente punto 1 vengono aggiornati sulla base dei criteri di cui al titolo II, punto 7.

3. Gli oneri del collegamento alla rete pubblica sono a carico dell'impresa richiedente la produzione per conto.

B) Nuovi impianti utilizzando fonti rinnovabili o assimilate.

1. Per nuovi impianti si intendono quelli la cui data di entrata in servizio è posteriore al 30 gennaio 1991.

2. Si applicano le stesse condizioni previste alla lettera A); i corrispettivi sono maggiorati del 10% limitatamente ai primi quindici anni dall'entrata in servizio dell'impianto.

C) Disposizione transitoria.

I contratti in atto mantengono il trattamento preesistente fino alla loro scadenza.

DECRETO MINISTERIALE 25 SETTEMBRE 1992

**APPROVAZIONE DELLA CONVENZIONE-TIPO
PREVISTA DALL'ART. 22 DELLA LEGGE 9 GENNAIO
1991, N. 9, RECANTE NORME PER L'ATTUAZIONE DEL
NUOVO PIANO ENERGETICO NAZIONALE: ASPETTI
ISTITUZIONALI, CENTRALI IDROELETTRICHE ED
ELETTRODOTTI, IDROCARBURI E GEOTERMIA,
AUTOPRODUZIONE E DISPOSIZIONI FISCALI
(GAZZ. UFF., 6 OTTOBRE, N. 235)**

[NON PUBBL.]

DECRETO DEL PRESIDENTE DEL CONSIGLIO DEI MINISTRI 23 APRILE 1993

PIANO DI DISINQUINAMENTO PER IL RISANAMENTO DEL TERRITORIO DEL SULCIS-IGLESIENTE

SOMMARIO

ART. 1. -APPROVAZIONE DEL PIANO DI DISINQUINAMENTO

ART. 2. -PRESCRIZIONE PER GLI IMPIANTI INDUSTRIALI

ART. 3. -FABBISOGNI FINANZIARI A CARICO DELLO STATO

ART. 4. -COPERTURA DEI FABBISOGNI FINANZIARI

ART. 5. -ACCORDO DI PROGRAMMA

ART. 6. -CONTRATTI DI PROGRAMMA

ART. 7. -AGGIORNAMENTO DEL PIANO

ART. 8. -SVILUPPI ENERGETICI CON CARBONE DEL SULCIS

IL PRESIDENTE DEL CONSIGLIO DEI MINISTRI

SU PROPOSTA DEL MINISTRO DELL'AMBIENTE;

VISTO L'[ART. 7](#) DELLA LEGGE 8 LUGLIO 1986, N. 349, COME MODIFICATO DALL'ART. 6 DELLA LEGGE 28 AGOSTO 1989, N. 305;

VISTA LA DELIBERAZIONE DELLA GIUNTA DELLA REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA N. 22/64 IN DATA 16 MAGGIO 1989 A SEGUITO DELLA QUALE E' STATA PRESENTATA ISTANZA PER LA DICHIARAZIONE DI AREA DI ELEVATO RISCHIO DI CRISI AMBIENTALE, AI SENSI DELL'ART. 7 DELLA LEGGE 8 LUGLIO 1986, N. 349, COME MODIFICATO DALL'ART. 6 DELLA LEGGE 28 AGOSTO 1989, N. 305, DEL TERRITORIO DEL SULCIS-IGLESIENTE, COSTITUITO DAI COMUNI DI CARBONIA, GONNESA, PORTOSCUSO, SANT'ANTIOCO E SAN GIOVANNI SUERGIU;

VISTA LA DELIBERAZIONE DEL CONSIGLIO DEI MINISTRI, ADOTTATA IN DATA 30 NOVEMBRE 1990, CON LA QUALE IL TERRITORIO DEL SULCIS-IGLESIENTE E' STATO DICHIARATO AREA AD ELEVATO RISCHIO DI CRISI AMBIENTALE AI SENSI E PER GLI EFFETTI DELL'ART. 7 DELLA LEGGE 8 LUGLIO 1986, N. 349, COME MODIFICATO DALL'ART. 6 DELLA LEGGE 28 AGOSTO 1989, N. 305;

CONSIDERATO CHE, CON LA CITATA DELIBERAZIONE DEL CONSIGLIO DEI MINISTRI, E' STATO RICHIESTO AL MINISTERO DELL'AMBIENTE DI PREDISPORRE, D'INTESA CON LA REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA E CON GLI ALTRI ENTI LOCALI, INTERESSATI, IL PIANO DI DISINQUINAMENTO PER IL RISANAMENTO DEL TERRITORIO DEL SULCIS-IGLESIENTE CHE, PREVIA RICOGNIZIONE DELLO STATO DI INQUINAMENTO DELLE ACQUE, DELL'ARIA E DEL SUOLO, NONCHE' DELLE RELATIVE FONTI INQUINANTI, DEFINISCA LA TIPOLOGIA, LA FATTIBILITA' ED I COSTI DEGLI INTERVENTI DI RISANAMENTO;

VISTO IL DECRETO DEL MINISTRO DELL'AMBIENTE DEL 5 NOVEMBRE 1991 CON IL QUALE E' STATA NOMINATA LA COMMISSIONE STATO-REGIONI-ENTI LOCALI, PREVISTA DALLA DELIBERAZIONE DEL CONSIGLIO DEI MINISTRI DEL 30 NOVEMBRE 1990, CON COMPITI DI COORDINAMENTO DELLE ATTIVITA' RELATIVE AL RISANAMENTO DELL'AREA AD ELEVATO RISCHIO DI CRISI AMBIENTALE;

VISTI GLI STUDI E LE INDAGINI EFFETTUATI DAL MINISTRO DELL'AMBIENTE CHE HANNO EVIDENZIATO LE PRINCIPALI PROBLEMATICHE AMBIENTALI NEL TERRITORIO DEL SULCIS-IGLESIENTE, COME RIPORTATO NELL'ALLEGATO A;

SENTITA LA COMMISSIONE STATO-REGIONE-ENTI LOCALI, CHE NELLA RIUNIONE DEL 4 AGOSTO 1992 HA ESPRESSO PARERE FAVOREVOLE SULLO SCHEMA DI PIANO DI DISINQUINAMENTO PER IL RISANAMENTO DEL TERRITORIO DEL SULCIS-IGLESIENTE;

VISTA LA DELIBERAZIONE N. 43/55 IN DATA 30 SETTEMBRE 1992 CON LA QUALE LA GIUNTA DELLA REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA HA APPROVATO LO SCHEMA DI PIANO DI DISINQUINAMENTO PER IL RISANAMENTO DEL TERRITORIO DEL SULCIS-IGLESIENTE;

PRESO ATTO CHE LE DIRETTIVE PER LA ELABORAZIONE DEL PIANO DI DISINQUINAMENTO EMANATE CON LA DELIBERAZIONE DEL CONSIGLIO DEI MINISTRI DEL 30 NOVEMBRE 1990 SONO STATE PUNTUALMENTE SEGUITE DAL MINISTERO DELL'AMBIENTE E CHE I RISULTATI SONO OGGETTO DEL PRESENTE DECRETO E DEGLI ALLEGATI CHE NE COSTITUISCONO PARTE INTEGRANTE;

PRESO ATTO CHE L'ATTUAZIONE DEL PIANO DI DISINQUINAMENTO RICHIEDE UN'AZIONE INTEGRATA ED UNITARIA DELLO STATO, DELLA REGIONE E DEGLI ENTI LOCALI INTERESSATI ED INOLTRE UNA COOPERAZIONE ORGANICA CON LE PRINCIPALI INDUSTRIE OPERANTI NELLA ZONA;

VISTA LA LEGGE 8 GIUGNO 1990, N.142;

VISTA LA TABELLA C, ALLEGATA ALLA LEGGE ANNUALE FINANZIARIA 23 DICEMBRE 1992, N. 500, NELLA QUALE PER I CAPITOLI 7705 E 8501 DELLO STATO DI PREVISIONE DELLA SPESA DEL MINISTERO DELL'AMBIENTE SONO PREVISTI PER IL 1994 LIRE 400.000 MILIONI E PER IL 1995 LIRE 400.000 MILIONI;

VISTA LA DELIBERAZIONE DEL CONSIGLIO DEI MINISTRI ADOTTATA NELLA RIUNIONE DEL 23 APRILE 1993;

Decreta:

ARTICOLO 1. - Approvazione del Piano di disinquinamento.

È approvato il Piano di disinquinamento per il risanamento del territorio del Sulcis-Iglesiente (allegato A al presente decreto), come atto di indirizzo e coordinamento per le amministrazioni statali anche ad ordinamento autonomo, gli enti pubblici anche economici, la regione autonoma della Sardegna e gli enti locali.

ARTICOLO 2. - Prescrizioni per gli impianti industriali.

1. Negli impianti industriali presenti nel territorio del Sulcis- Iglesiente devono essere eseguiti gli interventi indicati nell'allegato b finalizzati a:

adeguamento ai limiti di emissione;

adeguamento ai limiti di scarico;

ripristino di situazioni di degrado ambientale, chiaramente attribuibili ad uno specifico soggetto privato.

2. Il termine per l'adozione degli interventi di cui al comma 1, di carattere gestionale e che non richiedano adeguamenti di impianti o infrastrutture o altre azioni incompatibili con il termine indicato, e' fissato in trenta giorni dalla data del presente decreto.

Entro trenta giorni dalla data del presente decreto ciascun soggetto privato, indicato nell'allegato B, dovra' presentare alla regione autonoma della Sardegna un programma di realizzazione di interventi indicante:

le modalita' di attuazione dell'intervento;

i tempi necessari (a decorrere dall'approvazione del programma) per il suo avviamento;

i tempi necessari per il suo completamento.

La regione autonoma della Sardegna approva tale programma entro i successivi trenta giorni, il quale costituisce prescrizione vincolante, salvo richiedere modifiche al programma nel caso non siano adeguati le modalità e i tempi previsti.

Nel caso in cui il soggetto presentatore ritenga di non poter acconsentire alle modifiche richieste della regione autonoma della Sardegna, la questione e' rimessa al Ministro dell'ambiente, che, sentito il Ministro dell'industria, fissa il programma con proprio decreto, ai sensi dell'art.8 della legge 8 luglio 1986, n.349.

3. Le caratteristiche tecniche generali degli interventi indicati in allegato B sono riportate nell'appendice dell'allegato A.

ARTICOLO 3

Fabbisogni finanziari a carico dello Stato.

1. Sono a carico del bilancio dello Stato i finanziamenti per:

a) opere pubbliche;

b) attività di studio e di supporto e controllo all'attuazione del Piano;

c) contributo (in misura non superiore al 50 per cento) per interventi di ristrutturazione ambientalistica degli impianti, addizionali rispetto alla messa a norma e non ancora finanziati.

Sono inoltre a carico dello Stato i costi per le attività di coordinamento tecnico dell'accordo di programma, previsto dall'art. 5 del presente decreto.

2. Il fabbisogno finanziario per gli interventi di cui al comma 1 per il periodo 1991-1995 (priorita' I e II del piano) ammonta a 202.65 miliardi di lire.

ARTICOLO 4

Copertura dei fabbisogni finanziari

1. A fronte dei fabbisogni finanziari a carico dello Stato, di cui al comma 2 dell'art.3, sono immediatamente resi disponibili 40 miliardi di lire.
2. La copertura delle risorse di cui al comma 1 e' a carico del cap. 8501 del bilancio del Ministero dell'ambiente per l'esercizio 1993 (residui 1991 e 1992).
3. Le risorse di cui al comma 1 saranno trasferite alla regione Sardegna a seguito della stipula di un'apposita intesa di programma tra il Ministero dell'ambiente e la regione autonoma della Sardegna, secondo lo schema di cui alla delibera CIPE del 3 agosto 1990, ed a condizione che sia stato stipulato l'accordo di programma di cui all'art. 5 del presente decreto.
4. A copertura degli ulteriori fabbisogni finanziari a carico dello Stato, fino alla concorrenza di cui al comma 2 dell'art. 3, e' istituita per gli esercizi finanziari 1993, 1994 e 1995 una riserva del 20 per cento (entro il limite massimo di 162.65 miliardi), per interventi nel territorio del Sulcis-Iglesiente di attuazione del Piano di disinquinamento, a valere sui fondi ex art. 6 della legge 8 luglio 1986, n. 349 e sulle risorse per le aree a rischio nell'ambito del progetto strategico di salvaguardia e valorizzazione dell'ambiente nel Mezzogiorno, nonche' su ogni altra risorsa a tal fine utilizzabile.

ARTICOLO 5

Accordo di programma

1. Per l'attuazione del Piano dovrà essere stipulato tra il Ministero dell'ambiente, il Ministero del bilancio e della programmazione economica, il Ministero dell'industria, del commercio e artigianato, la regione autonoma della Sardegna, la provincia di Cagliari ed i comuni di Carbonia, Gonnese, Portoscuso, Sant'Antioco e San Giovanni Suergiu, un accordo di programma ai sensi dell'art. 27 della legge 8 giugno 1990, n. 142 e secondo lo schema riportato in allegato C al presente decreto.
2. Ai fini del coordinamento tecnico dell'accordo di programma, di cui all'art. 5 dello schema riportato in allegato C, la regione Sardegna si potrà avvalere, mediante apposita convenzione, dell'ENEA.

ARTICOLO 6

Contratti di programma

1. L'erogazione di contributi ad Alumix, ENEL, Eurallumina, Nuova Samim e Sardamag ai sensi della lettera c) del comma 1 dell'art. 3 e' subordinata, oltre che a quanto previsto dall'art. 5, alla stipula tra ciascuna societa' ed il Ministero dell'ambiente, il Ministero del bilancio e della programmazione economica e la regione autonoma della Sardegna di un contratto di programma secondo lo schema riportato in allegato D al presente decreto.

Art. 7. - Aggiornamento del Piano

1. Al 31 dicembre 1994, e successivamente ogni due anni, per tutta la durata della dichiarazione di area a rischio, il comitato di coordinamento dell'accordo di programma di cui all'art. 5 dovrà approvare un aggiornamento del Piano di disinquinamento, che tenga conto di quanto verificatosi nel periodo intercorso.

Art. 8. - Sviluppi energetici con carbone del Sulcis

1. In relazione allo sviluppo del polo energetico di Portoscuso e all'utilizzo in esso del carbone del Sulcis, nonché alla realizzazione dell'impianto di gassificazione, il Ministero dell'ambiente, sentita la commissione Stato-regione-enti locali, di cui al decreto del Ministro dell'ambiente, del 5 novembre 1991, predisporrà entro novanta giorni un piano specifico che valuti globalmente tali aspetti, tenendo conto di quanto previsto dalla legge 27 giugno 1985, n. 351, dal decreto del Ministro dell'industria del 20 luglio 1990 e, in particolare, della specifica situazione ambientale dell'area ad elevato rischio di crisi ambientale e degli indirizzi generali di cui al Piano allegato al presente decreto.
2. Tale piano specifico sarà approvato secondo le stesse procedure del Piano di disinquinamento e ne costituirà a tutti gli effetti parte integrante.
3. Nelle more dell'approvazione di tale piano specifico, deve essere sospeso l'avvio di ogni nuova azione in relazione alle problematiche di cui al presente articolo.

ALLEGATO A - PIANO DI DISINQUINAMENTO DEL TERRITORIO DEL SULCIS-IGLESIENTE.

1.0 INTRODUZIONE.

Il territorio del Sulcis-Iglesiente in Provincia di Cagliari e' stato dichiarato "area ad elevato rischio di crisi ambientale" con delibera del Consiglio dei Ministri in data 30 Novembre 1990. L'area oggetto della delibera e' costituita dai territori dei Comuni di Portoscuso, Gonnese, Carbonia, S. Giovanni Suergiu e S. Antioco. Il presente documento costituisce il testo del Piano di Disinquinamento ed e' l'allegato tecnico (Allegato A) al Decreto Pres. Cons. Ministri che approva il suddetto piano.

Nel presente capitolo, dopo un breve riepilogo del quadro normativo e dell'iter amministrativo della dichiarazione di area a rischio (Paragrafo 1.1), viene riportata una breve descrizione generale dell'area a rischio (Paragrafo 1.2), Vengono indicati gli obiettivi del piano (Paragrafo 1.3) ed e' descritta la struttura del documento (Paragrafo 1.4).

1.1 PREMESSE NORMATIVE ED AMMINISTRATIVE.

L'articolo 7 della legge 7 Luglio 1986 No. 349, come modificato dall'articolo 6 della Legge 28 Agosto 1989 No. 305, individua la possibilita', da parte del Consiglio dei Ministri e su proposta del Ministro dell'Ambiente, di dichiarare "aree ad elevato rischio di crisi ambientale" gli ambiti territoriali ed i tratti marittimi caratterizzati da gravi alterazioni negli equilibri ambientali. Con tale dichiarazione sono individuate le direttive per la formazione, da parte del Ministero dell'Ambiente, d'intesa con la Regione interessata, di un piano teso ad individuare le misure urgenti atte a rimuovere le situazioni di rischio e per il ripristino ambientale dell'area. Tale piano, da approvarsi con Decreto Pres. Cons. Ministri su deliberazione del Consiglio dei Ministri, costituisce premessa indispensabile per l'avvio del risanamento dell'area, provvedendo, sulla base della ricognizione degli squilibri ambientali e delle fonti inquinanti, a disporre "le misure dirette":

- a ridurre o eliminare i fenomeni di squilibrio ambientale e di inquinamento e alla realizzazione e all'impiego, anche agevolati, di impianti ed apparati per eliminare o ridurre l'inquinamento;
- alla vigilanza sui tipi e modi di produzione e sull'utilizzazione dei dispositivi di eliminazione o riduzione dell'inquinamento e dei fenomeni di squilibrio;
- a garantire la vigilanza e il controllo sullo stato dell'ambiente e sull'attuazione degli interventi".

Il piano, inoltre, definisce i metodi, i criteri e le misure di coordinamento della spesa ordinaria dello Stato, delle regioni e degli enti locali disponibile per la realizzazione degli interventi previsti. La Regione Autonoma della Sardegna, con delibera della Giunta No. 22/64 in data 16 Maggio 1989, ha inoltrato richiesta al Ministro dell'Ambiente per la dichiarazione di area ad elevato rischio di crisi ambientale" per i territori gravitanti sull'area industriale di Portoscuso (Sulcis-Iglesiente) e su quella di Porto Torres, con prioritá per l'area del Sulcis-Iglesiente. Sulla base della documentazione tecnica prodotta dalla Regione Autonoma della Sardegna e dell'istruttoria da esso svolta, il Ministero dell'Ambiente ha proposto nel Maggio 1990 la dichiarazione di "area ad elevato rischio ambientale" per il territorio del Sulcis- Iglesias, trasmettendo tale proposta alle Commissioni parlamentari competenti per il parere previsto dalla normativa citata. Dopo il parere favorevole espresso dalla 13esima Commissione del Senato in data 19 Luglio 1990 e dalla Commissione VIII della Camera in data 1 Agosto 1990, il Consiglio dei Ministri, con deliberazione del 30 Novembre 1990, ha deliberato di dichiarare area ad elevato rischio di crisi ambientale il territorio del Sulcis-Iglesiente. Successivamente il Ministro dell'Ambiente ha nominato, con proprio decreto del 5 Novembre 1991, la Commissione Stato-Regione-Enti Locali, prevista dalla dichiarazione di area a rischio con compiti di coordinamento delle attivita' relative al risanamento dell'area.

1.2 DESCRIZIONE GENERALE DELL'AREA.

L'area dichiarata ad elevato rischio di crisi ambientale e' costituita dai territori dei Comuni di Portoscuso, Gonnese, Carbonia, S. Giovanni Suergiu e S. Antioco, per un'estensione complessiva di circa 390 chilometri quadrati, ed e' ubicata nel settore Sud- occidentale della Provincia di Cagliari (Figura 1). Il territorio cosí definito appartiene geograficamente alla regione del Sulcis, estesa tra i monti dell'Iglesiente ad Est ed il mare ad Ovest. A causa del complesso profilo geologico locale, la morfologia del territorio passa da settori prevalentemente collinari e montuosi a zone piuttosto piatte, in particolare lungo la bassa valle del Rio Palmas, il principale corso d'acqua del Sulcis, e nel settore costiero a Sud dell'abitato di Portoscuso. Per quanto riguarda il profilo costiero, esso si mostra molto articolato ed orlato a tratti da stagni, piu' alto e frastagliato a Nord di Portoscuso e nel territorio di Gonnese, piu' basso con formazioni dunari nel tratto piu' meridionale.

Nell'area a rischio rientra anche una parte dell'isola di S. Antioco ricadente nel territorio del comune omonimo. L'isola e' collegata alla Sardegna da un istmo artificiale.

L'area, la cui economia era in passato essenzialmente basata sullo sfruttamento del bacino carbonifero del Sulcis, e' oggi dominata da un polo industriale di rilevanti dimensioni, la cui specificita' risiede nella presenza di grandi insediamenti produttivi di prima lavorazione, prevalentemente del comparto metallurgico (Figura 2). Tali insediamenti industriali sono riuniti nell'agglomerato industriale di Portovesme che si estende su un'area complessiva di circa 350 ettari ed e' situato ad una distanza di circa 1.5 chilometri ad Est del centro abitato di Portoscuso. Esso dista inoltre circa 12 chilometri dal centro di Carbonia, circa 15 chilometri da S. Giovanni Suergiu, circa 10 chilometri da Gonnese e circa 15 chilometri da S. Antioco, dove e' presente un altro insediamento industriale di rilievo, lo stabilimento Sardamag, adibito alla

produzione di ossido di magnesio. Nel Comune di Gonnese opera inoltre la società Carbosulcis, nata per rivitalizzare il declinante comparto minerario.

I maggiori insediamenti industriali presenti nell'area di Portovesme, per il cui sviluppo infrastrutturale è stato costituito il Consorzio per il Nucleo di Industrializzazione del Sulcis-Iglesiente con sede a Carbonia, sono i seguenti:

- la Centrale termoelettrica Sulcis-Portovesme e la Centrale termoelettrica di Portoscuso dell'ENEL;
- lo stabilimento Eurallumina, per la produzione di allumina a partire dalla bauxite;
- lo stabilimento Alumix, per la produzione di alluminio primario mediante elettrolisi dall'allumina;
- lo stabilimento Comsal, per la produzione di laminati di alluminio nudi e verniciati, nastri e fogli sottili per imballaggi;
- lo stabilimento Nuova Samim per la produzione di zinco, piombo e cadmio.

Tali insediamenti gravitano sul porto di Portovesme che ha un ruolo fondamentale di servizio alle industrie, sebbene svolga anche una importante funzione turistico-commerciale (collegamento con Carloforte nell'antistante Isola di S. Pietro).

1.3 OBIETTIVI DEL PIANO.

Il Piano di Disinquinamento è stato redatto sulla base di uno studio articolato in due fasi principali: lo studio conoscitivo sullo stato dell'ambiente e la fase propositiva per la definizione del programma di interventi di risanamento.

Lo studio conoscitivo sullo stato dell'ambiente è finalizzato alla "ricognizione degli squilibri ambientali e delle fonti inquinanti", come previsto dalla normativa, o, analogamente, alla "ricognizione dello stato di inquinamento delle acque, dell'aria e del suolo, nonché delle fonti inquinanti che hanno un impatto significativo nelle zone da risanare", come indicato nella delibera di dichiarazione di area a rischio. In tale ottica, va precisato che tale attività di indagine e ricognizione non ha la finalità specifica di uno studio di dettaglio dei singoli aspetti della situazione ambientale nell'area, ma ha l'obiettivo di acquisire un quadro complessivo della situazione ambientale al fine di definire gli interventi di risanamento necessari, con precipuo riferimento agli aspetti di particolare criticità ambientale che hanno determinato la dichiarazione di area a rischio.

In tale prospettiva lo studio è stato sviluppato analizzando la situazione attuale dell'area a rischio del Sulcis-Iglesiente sia con riferimento alle componenti ambientali più classiche, quali aria, acqua, suolo, sia alle componenti socio-economiche. I suoi obiettivi fondamentali sono stati i seguenti:

- realizzare un quadro conoscitivo dello stato dell'ambiente analizzando le informazioni ed i dati disponibili sullo stato delle componenti ambientali e socio-economiche (l'esame degli aspetti socio-economici in un piano di risanamento ambientale rappresenta una scelta di fondo, operata con lo scopo di modulare gli obiettivi e le strategie di intervento e gli stessi interventi in modo non solo rispettoso delle caratteristiche dell'ambiente naturale, ma anche consapevole degli indirizzi di sviluppo, della potenzialità e della fragilità del sistema socio-economico dell'area);
- analizzare prioritariamente le problematiche ambientali generate da fonti causali legate alle attività produttive (ed in particolare quelle ubicate nell'area industriale di Portoscuso), evidenziando le relazioni causa-effetto tra sorgenti inquinanti e degrado delle risorse nel territorio;
 - estendere la valutazione ad altre problematiche di rilievo, per quanto ed ove significativo e possibile, allo scopo di evidenziare le principali criticità ambientali, con particolare riguardo alle interferenze con le attività produttive dell'agglomerato industriale di Portoscuso;
- arrivare ad una valutazione di sintesi del grado di compromissione del territorio e ad un giudizio di compatibilità rispetto alle destinazioni d'uso attuali;
- fornire gli elementi che consentano di predisporre uno sviluppo bilanciato delle fasi di studio delle strategie per il risanamento, attraverso la caratterizzazione e gerarchizzazione delle problematiche ambientali in atto. L'intero quadro conoscitivo è stato basato sull'utilizzo di dati ed informazioni esistenti, che sono stati richiesti sistematicamente a tutti i possibili soggetti (pubblici e privati), plausibilmente in possesso di informazioni rilevanti, e sono state raccolte nella misura in cui i diversi soggetti coinvolti hanno voluto e potuto fornire i dati e le informazioni in loro possesso. La collaborazione dei soggetti interessati, sia pubblici che privati, è stata generalmente elevata anche se non si può ritenere di essere riusciti ad acquisire tutta la documentazione esistente, in considerazione, tra l'altro, della sua estrema dispersione e della conseguente difficoltà degli stessi soggetti titolari di disporre di un quadro completo delle informazioni in proprio possesso.
- Tutti i dati e le informazioni disponibili sono stati analizzati e, ove possibile, controllati, con l'ausilio di opportuni metodi di verifica e di un programma di sopralluoghi in sito, non trascurando l'esame della letteratura scientifica e di analoghe esperienze internazionali. È stato peraltro rilevato un quadro piuttosto disomogeneo e/o carente di informazioni e dati, particolarmente di quelli relativi agli inquinamenti, generalmente caratterizzati da scarsa continuità, e quindi da scarsa significatività statistica, e talvolta dall'essere manifestamente di parte, e quindi meno attendibili.

Nonostante ciò, e sebbene vada segnalata la necessità di procedere immediatamente, in parallelo all'avvio

delle attività di risanamento, ad un monitoraggio sistematico delle diverse variabili ambientali critiche, lo studio ha permesso di definire in modo sufficientemente adeguato lo stato di qualità dell'ambiente, permettendo quindi di formulare un quadro della situazione ambientale idoneo ad individuare gli interventi di risanamento necessari.

Il quadro conoscitivo raggiunto è sicuramente perfezionabile e potrà essere migliorato e completato nel corso della fase di attuazione del Piano, che prevede momenti di verifica e revisione, caratterizzandosi quindi come un "programma aperto".

Sulla base degli studi e analisi conoscitive, è stata quindi svolta la fase propositiva per la definizione del programma di interventi, così articolata:

- definizione degli obiettivi di qualità ambientale e degli obiettivi di risanamento;
- individuazione delle strategie di risanamento attuali per la prevenzione e protezione dall'inquinamento e dal degrado;
- identificazione degli interventi necessari per il risanamento ambientale dell'area, essenzialmente mediante definizione dei lineamenti generali (in particolare funzionali) e stima di larga massima dei costi, valutazione delle priorità di attuazione e del grado di efficacia degli interventi ipotizzati;
- definizione delle modalità di implementazione del Piano, in termini di:
- predisposizione del programma di realizzazione degli interventi e delle opere identificate,
- definizione dei fabbisogni economici e del piano di copertura finanziaria, - determinazione di efficaci modalità di attuazione e gestione del Piano, in termini di struttura economico/organizzativa di gestione/controllo del Piano medesimo nell'ambito del contesto socio-economico, normativo ed istituzionale dell'area, includendo quali strumenti essenziali in questa fase: definizione dei lineamenti progettuali di un sistema di monitoraggio della qualità dell'ambiente e di un sistema informativo di controllo della realizzazione delle iniziative del Piano.

1.4 STRUTTURA DEL DOCUMENTO.

Il testo del presente documento è suddiviso nelle seguenti parti:

- il Capitolo 2.0 presenta una sintesi delle problematiche ambientali, come risultante dallo studio conoscitivo;
- il Capitolo 3.0 illustra gli obiettivi di qualità definiti per le diverse componenti ambientali;
- il Capitolo 4.0 è dedicato alla presentazione degli obiettivi e delle strategie di risanamento;
- nel Capitolo 5.0 vengono presentati gli interventi di risanamento (descritti nelle schede riportate in Appendice) e la loro articolazione;
- il Capitolo 6.0 sintetizza i risultati della valutazione degli effetti degli interventi prioritari e presenta il piano operativo di attuazione;
- il Capitolo 7.0 presenta l'analisi dei fabbisogni e del piano di copertura finanziario.

2.0 SINTESI DELLE PROBLEMATICHE AMBIENTALI

Nel presente capitolo è presentata la sintesi delle problematiche ambientali in atto nell'ambito dell'area a rischio del Sulcis- Iglesiente, secondo quanto emerge dalle analisi e dalle valutazioni condotte, relativamente alle diverse variabili ambientali e socio-economiche.

Lo scopo è quindi delineare in modo conciso ed esauriente l'ampio quadro conoscitivo, evidenziando le problematiche ambientali, legate sia alle attività produttive che ad altre fonti causali, e le relazioni causa-effetto tra sorgenti inquinanti e degrado delle risorse nel territorio. In tal modo è possibile arrivare ad una valutazione del grado di compromissione del territorio e ad un giudizio di compatibilità, rispetto alle destinazioni d'uso attuali, propedeutico, alla luce delle iniziative di risanamento già previste nell'area, allo sviluppo di un piano di disinquinamento in funzione di prefissati obiettivi di qualità.

In funzione di tale obiettivo, il presente capitolo è stato organizzato nel modo seguente:

- sintetico inquadramento territoriale e socio-economico e della disponibilità di risorse ed infrastrutture nell'area (Paragrafo 2.1);
- disamina delle principali fonti causali di degrado, in termini sia di fabbisogni di risorse che di sorgenti inquinanti (Paragrafo 2.2);
- valutazione dello stato di qualità dell'ambiente (Paragrafo 2.3).

2.1 INQUADRAMENTO TERRITORIALE E SOCIO-ECONOMICO E DELLA DISPONIBILITÀ DI RISORSE E INFRASTRUTTURE.

L'area dichiarata ad elevato rischio di crisi ambientale è costituita dai territori dei Comuni di Portoscuso, Gonnessa, Carbonia, S. Giovanni Suergiu e S. Antioco, per un'estensione complessiva di circa 390 chilometri

quadrati, ed e' ubicata nel settore Sud- occidentale della Provincia di Cagliari (Figura 1). Il territorio cosi' definito appartiene geograficamente alla regione del Sulcis, estesa tra i monti dell'Iglesiente ad Est ed il mare ad Ovest.

Nell'area a rischio rientra anche una parte dell'isola di S. Antioco ricadente nel territorio del comune omonimo. L'isola e' collegata alla Sardegna da un istmo artificiale.

Nonostante la sua modesta estensione (circa 1.6 per cento della superficie totale della Sardegna), l'area in studio e' caratterizzata da una notevole diversita' dell'ambiente naturale e dall'esistenza di alcuni biotopi di rilevante interesse naturalistico (Figura 4).

La regione, la cui economia era in passato essenzialmente basata sullo sfruttamento del bacino carbonifero del Sulcis, e' oggi caratterizzata dalla presenza di un polo industriale di rilevanti dimensioni, la cui specificita' risiede nella presenza di grandi insediamenti produttivi di prima lavorazione, prevalentemente del comparto metallurgico (Paragrafo 1.2).

Dopo il declino dell'attivita' estrattiva, l'attivita' industriale ha assunto quindi un ruolo centrale nell'area con un numero di addetti nettamente superiore in percentuale rispetto alla provincia ed alla regione.

Per quanto riguarda l'attuale situazione industriale, va infatti sottolineato che:

- il polo industriale energetico e minerario-metallurgico ha importanza strategica nazionale ed e' costituito da industrie prevalentemente di proprieta' pubblica; gli addetti industriali occupati rappresentano l'80 per cento del totale degli addetti industriali appartenenti alle industrie rilevate nell'area in oggetto (circa 5600);
- in stretta dipendenza dalle industrie principali, esiste un indotto di societa' private il cui fatturato deriva in gran parte dalla fornitura di servizi industriali (manutenzione impianti, montaggi, ecc.) e dalla fornitura di beni poveri (capenteria metallica); gli addetti occupati in queste societa' rappresentano il 10 per cento del totale degli addetti appartenenti alle industrie rilevate;

- il restante 10 per cento degli addetti e' impiegato in attivita' produttive indipendenti di cui oltre il 60 per cento e' occupato nello Stabilimento Sardamag e nelle Saline di S. Antioco; le industrie operanti nelle trasformazioni agricole e le industrie manifatturiere non esistono o hanno caratteristiche artigianali. Il polo industriale ha quindi creato un indotto di societa' di servizi di manutenzione e montaggio di impianti strettamente legati al polo stesso, ma non ha attivato la crescita ne' di produzioni collaterali ed indotte ne' di una cultura imprenditoriale locale;

Al di fuori del polo industriale e dell'indotto collegato, fatte salve alcune eccezioni importanti dal punto di vista occupazionale ed economico (Sardamag, Saline di S. Antioco), l'attivita' industriale appare infatti modesta e quali-quantitativamente non in crescita.

Il settore agricolo non e' in generale sviluppato, principalmente a causa della scarsa presenza di suoli di qualita' adeguata, della limitatezza delle risorse irrigue e della notevole parcellizzazione della proprieta', che non raggiunge dimensioni sufficienti ad assicurare un reddito adeguato nel contesto sociale attuale. L'unica zona a produttivita' di rilievo e' quella limitrofa a S. Giovanni Suergiu.

Il patrimonio zootecnico, di limitata entita' (circa 50000 capi), consiste essenzialmente in ovini (concentrati, per oltre la meta', nel territorio del Comune di Carbonia).

Il turismo nell'area ha importanza modesta sia in termini di presenze che di ricettivita' alberghiera. Successivamente ad un incremento delle presenze nei primi anni ottanta, si e' avuta negli ultimi anni una leggera flessione nelle presenze; l'arresto della crescita economica del settore dell'attivita' turistica e' probabilmente dovuto, da una parte, alla vocazione industriale dell'area e, dall'altra, ad una ricettivita' qualitativamente non orientata ad un turismo per vacanza.

Per quanto riguarda l'analisi dei fabbisogni e delle disponibilita' di risorse ed infrastrutture, l'esame e' stato condotto in relazione alle problematiche di approvvigionamento idrico, depurazione acque, infrastrutture di smaltimento e/o trattamento rifiuti, infrastrutture di trasporto e di produzione energetica. L'approvvigionamento idrico per uso civile della zona registra un valore di dotazione pro capite (circa 210 litri al giorno per abitante e ancora inferiore nel periodo estivo) tra i piu' bassi della regione e la qualita' delle acque potabili, che non e' in generale mai ottimale, peggiora nei periodi di siccita'. L'intera rete acquedottistica della zona usufruisce delle seguenti fonti di approvvigionamento principali, ubicate all'esterno dell'area:

- invaso sul Rio Mannu di Narcao, sbarrato in localita' Bau Pressiu (circa 20 chilometri ad Est di Carbonia). Tale invaso ha una capacita' di 8.5x10 (alla sesta) metri cubi, con un bacino imbrifero sotteso di 28.7 chilometri quadrati ed un deflusso medio annuo di 6.2x10 (alla sesta) metri cubi. Le sue acque sono destinate ad uso civile;
- invaso sul Rio Palmas a Monte Pranu (in prossimita' di Tratalias), con una capacita' di circa 50x10 (alla sesta) metri cubi, un bacino imbrifero di circa 436 chilometri quadrati ed un deflusso medio annuo di circa 79x10 (alla sesta) metri cubi. La destinazione di tali acque e' a prevalente uso industriale ed irriguo;
- invaso sul Rio Cixerri a Genna Is Abis, con un volume utile pari a 23.9x10 (alla sesta) metri cubi. Tale invaso fornisce all'area in esame un volume limitato a circa 4x10 (alla sesta) metri cubi all'anno per integrare la disponibilita' all'impianto di potabilizzazione di Bau Pressiu, nei periodi di carenza di risorsa. La piu' importante infrastruttura acquedottistica civile e' il Nuovo Acquedotto del Sulcis, avente origine dall'invaso di Bau Pressiu.

Esistono inoltre due acquedotti industriali, uno a servizio dell'area di Portovesme ed uno dello stabilimento Sardamag di S. Antioco, ed una rete di canali a pelo libero e canalette ad uso irriguo, in particolare nell'area di S. Giovanni Suergiu.

A fronte di un fabbisogno idrico annuo teorico per usi civili di circa 7x10 (alla sesta) metri cubi, risulta disponibile solamente l'acqua dell'invaso di Bau Pressiu capace di erogare nell'area annualmente, in condizioni ottimali, circa 4.5x10 (alla sesta) metri cubi.

Alla disponibilit  dell'invaso di Bau Pressiu si possono sommare i quantitativi provenienti da altre fonti (pozzi, altri invasi, ecc.), difficilmente quantificabili singolarmente in quanto eroganti portate discontinue volte a coprire periodiche punte di richiesta, ma valutabili globalmente in circa 1.0x10 (alla sesta) metri cubi. Appare quindi chiara la carenza di risorsa idrica della zona, carenza che si cerca di tamponare temporaneamente con la perforazione di nuovi pozzi e con volumi prelevati dagli invasi a scopo irriguo- industriale di Monte Pranu (sul Rio Palmas) e di Genna Is Abis (sul Rio Cixerri).

Allo stato attuale e' possibile stimare i consumi industriali in circa 8x10 (alla sesta) metri cubi: tale valore tiene conto delle industrie dell'area di Portovesme e dello stabilimento Sardamag di S. Antioco, che peraltro contribuisce per circa il 50 per cento a tali consumi (oltre ad utilizzare circa 40x10 (alla sesta) metri cubi annui di acqua di mare).

L'attuale fabbisogno industriale e' comunque attualmente soddisfatto in condizioni normali, mentre quello irriguo, stimato pari a circa 15x10 (alla sesta) metri cubi ed anch'esso attualmente soddisfatto, sara' in crescita per l'aumento previsto delle aree irrigabili.

In generale l'utilizzazione delle risorse idriche disponibili risente delle ingenti perdite nel trasporto e nella distribuzione.

Lo stato attuale delle reti fognarie e degli impianti di depurazione e' generalmente precario e non esiste nella zona nessun impianto di depurazione consortile per acque sia civili che industriali. Ogni centro abitato ed ogni insediamento industriale di rilevanti dimensioni dispone in genere di un proprio impianto di depurazione e, per quanto riguarda la depurazione civile, gli impianti, pur essendo in numero elevato, non assolvono alla loro funzione essendo o inattivi o, quando in esercizio, in condizioni di scarsa efficienza. La produzione di rifiuti solidi urbani (RSU) per l'area e' stata stimata pari a circa 22000 tonnellate all'anno e rappresenta circa il 60 per cento della produzione dell'intero Bacino No. 2 definito dal Piano Regionale di Smaltimento dei Rifiuti Solidi. Carbonia contribuisce per oltre il 50 per cento a tale quantitativo di rifiuti prodotti.

Particolarmente rilevante e' l'entita' della produzione di rifiuti industriali dell'area di Portovesme, come si evince dalla Tabella 1:

tale produzione supera annualmente le 840000 tonnellate di rifiuti speciali (circa l'85 per cento) e tossico-nocivi e costituisce la quasi totalita' dei rifiuti speciali prodotti nell'intera area a rischio, ammontando ad appena circa 15000 tonnellate annue la produzione di tale tipologia di rifiuti derivante da attivita' di servizio (circa 13300 tonnellate all'anno) e da utenze diffuse in ambito urbano (circa 1800 tonnellate all'anno). Per quanto riguarda la problematica dello smaltimento dei rifiuti, essa e' quindi principalmente riconducibile alle attivita' industriali presenti che, come detto, producono quantitativi di rifiuti speciali in proporzioni tali da renderne critico lo smaltimento nel territorio circostante. Dal punto di vista dello smaltimento dei rifiuti solidi urbani, infatti, le iniziative pubbliche gia' avviate e/o programmate (in particolare la realizzata discarica controllata consortile con una volumetria di 920000 metri cubi e il previsto impianto centralizzato per il trattamento e recupero materiali riutilizzabili) sono in grado di coprire i fabbisogni nel medio-lungo periodo (durata in esercizio della discarica pari a 15 anni) e di permettere la chiusura e la bonifica delle quattro discariche comunali esistenti, in esercizio dagli anni settanta.

Va rilevato che per lo smaltimento dei rifiuti prodotti del polo industriale di Portovesme le diverse industrie hanno operato in generale in modo non coordinato, individuando ciascuna proprie vie di smaltimento. L'ubicazione delle discariche sul territorio e' mostrata in Figura 5, dove sono indicate anche le localizzazioni delle discariche di RSU. In particolare:

- le ceneri di carbone prodotte dalle Centrali ENEL sono state accumulate nell'area di Cuccuru Is Arenas, ubicata tra le centrali ed il bacino dei fanghi rossi Sa Foxi. Tale deposito e' in corso di completa bonifica e le ceneri non riutilizzabili sono smaltite nella discarica controllata di Serdiana;
- i fanghi rossi prodotti nello stabilimento Eurallumina vengono stoccati dal 1977 nel bacino "fanghi rossi" in localita' Sa Foxi.
- Tale bacino e' stato concepito come un bacino drenante, ossia senza impermeabilizzazione di fondo ne' della parete interna dell'argine;
- all'interno dello stabilimento Alumix, e' ubicata una discarica interna di rifiuti speciali non tossici e non nocivi (200000 tonnellate) di cui e' prevista la bonifica. Circa la meta' dei rifiuti speciali e speciali tossico-nocivi prodotti annualmente (circa 21000 tonnellate) vengono attualmente stoccati all'interno dello stabilimento;
- la discarica Sa Piramide in Comune di Portoscuso ospita un volume di oltre 2500000 metri cubi di scorie classificate tossico-nocive della Nuova Samim. Tale discarica e' in corso di bonifica e, parallelamente, e'

stato avviato da parte della Nuova Samim l'esercizio della discarica S'Acqua Sa Canna in Comune di Gonnese, in grado di ricevere circa 600000 metri cubi di rifiuti;

- la discarica controllata di Seconda Categoria Tipo B, ubicata all'interno delle proprietà Palmas Cave in Comune di S. Antioco, viene utilizzata dallo stabilimento Sardamag per lo smaltimento dei rifiuti speciali prodotti ed al termine delle operazioni di discarica, in ragione dell'ampliamento richiesto, essa conterra' un volume di rifiuti pari a circa 134000 metri cubi.

L'approvvigionamento energetico dell'area in termini di energia elettrica e' ampiamente coperto dalle produzioni delle due centrali ENEL ed anzi l'area esporta energia e costituisce uno dei maggiori poli di produzione di energia elettrica dell'isola.

Le materie prime utilizzate dall'ENEL (olio combustibile e carbone) e dalle altre industrie principali (minerali di piombo e zinco, bauxite, ecc.) provengono quasi totalmente dall'esterno dell'area in oggetto, utilizzando in gran parte il porto industriale di Portovesme.

L'asse viario centrale dell'area e' costituito dalla tratta Iglesias-S.Antioco della Strada Statale No. 126 di cui e' previsto l'ammodernamento.

La rete ferroviaria isolana arriva a Carbonia con un ramo che si distacca dalla Decimomannu-Iglesias all'altezza di Domusnovas- Villamassargia e che e' ad oggi sottoutilizzato rispetto alla sua potenzialita'; il Piano Regionale dei Trasporti prevede l'elettrificazione della linea ed il suo prolungamento fino a S. Antioco con un raccordo Carbonia-Portovesme.

Il sistema portuale nell'area e' costituito dai porti di Portovesme, Portoscuso e S. Antioco.

Il porto di Portovesme e' il primo dell'isola per il trasporto industriale (circa 4300000 tonnellate nel 1990) e viene anche utilizzato per il collegamento passeggeri con Carloforte. Tale vocazione bimodale per il sistema portuale dell'area di Portoscuso-Portovesme e' confermata dalla pianificazione regionale, che indica per il futuro la necessita' di una profonda ristrutturazione e della separazione dei flussi industriale e passeggeri.

2.2 PRINCIPALI FONTI CAUSALI

Il territorio del Sulcis Iglesiente e' fortemente caratterizzato dalla presenza di un insieme di stabilimenti industriali di grandi dimensioni, il cui impatto ambientale e' largamente preponderante rispetto ad ogni altro insediamento industriale ed ogni altra attivita' antropica nella zona. La forte presenza di industrie nei settori energetico e chimico- metallurgico, con dimensioni ragguardevoli per produzioni annue, determina infatti, nell'attuazione dei diversi processi, un insieme di rilasci (atmosferici, idrici e di rifiuti) che vanno ad impattare negativamente sull'ambiente circostante. La relativa vetusta' di alcuni impianti contribuisce inoltre ad esaltare il problema della coesistenza di tali processi produttivi con le sempre piu' evidenti e sentite necessita' di salvaguardia dell'ambiente. Sulla spinta quindi di queste necessita', oltre che seguendo l'evoluzione di un quadro normativo sempre piu' stringente nella tutela ambientale, le industrie presenti nell'area hanno cominciato ad attuare processi di ristrutturazione tecnologica degli impianti per mitigare le emissioni di inquinanti e ad attuare azioni di risanamento e bonifica per eliminare i fenomeni pregressi di degrado. Queste azioni hanno portato ad una riduzione e contenimento di una parte di tali impatti, con un conseguente miglioramento delle condizioni ambientali, sebbene su di esse gravino ancora gli effetti di talune situazioni pregresse, in particolare per quanto riguarda le problematiche dei suoli. Al fine di fornire un quadro sintetico di tali aspetti vengono qui di seguito, per gli impianti con piu' rilevanti effetti ambientali, evidenziati i principali impatti ambientali.

2.2.1 CENTRALI ENEL

Le Centrali ENEL costituiscono fonti causali di emissioni gassose e liquide e di rifiuti solidi. Per quanto riguarda le emissioni convogliate in atmosfera, i rilasci riguardano essenzialmente particolato, biossido di zolfo ed ossidi di azoto. Per tali inquinanti le centrali ENEL sono responsabili della maggioranza delle emissioni nella zona industriale (Tabella 2) ed, in particolare, le concentrazioni delle emissioni alla bocca dei camini risultano superiori ai limiti definiti nelle "linee guida" di cui al DM 12 Luglio 1990. I fenomeni di polverosita' diffusa sono ridotti da un insieme di misure di contenimento, che pero' non permettono di risolvere adeguatamente il problema soprattutto in relazione alla movimentazione ed al trasporto del carbone dall'area portuale.

Per quanto concerne la componente idrica, la principale interazione con l'ambiente avviene relativamente al mare, in ragione del prelievo e successivo scarico dell'acqua di raffreddamento, che non subisce alcuna alterazione delle caratteristiche chimiche e che determina un modesto impatto di tipo termico, limitatamente all'area portuale ed all'area antistante (gli unici dati disponibili mostrano condizioni ai limiti di quanto prescritto dalla normativa). Gli scarichi delle acque di processo e servizi sono trattate in un apposito impianto di trattamento, entrato in esercizio nel 1988.

Per quanto attiene ai residui solidi, la produzione annua totale ammonta ad oltre 116000 tonnellate e la tipologia maggiormente rilevante a causa dei quantitativi prodotti (oltre 115000 tonnellate all'anno) e' costituita dalle

ceneri di combustione di carbone fossile, peraltro, fino alla recente sentenza della Corte di Cassazione relativa alle materie prime seconde, per il 94 per cento vendute a terzi per il recupero produttivo. In sintesi, le centrali ENEL sono fonti soprattutto di:

- rilasci aeriformi, in particolare biossido di zolfo, ossidi di azoto e particolato;
- scarichi di acqua di raffreddamento in mare;
- produzione di oltre 100000 tonnellate all'anno di ceneri.

2.2.2 STABILIMENTO EURALLUMINA

Gli impatti ambientali più importanti dello stabilimento Eurallumina sono da attribuire a:

- emissioni di polveri conseguenti a: movimentazione della bauxite, emissioni di particolato dalle caldaie e emissioni di particolato dai forni;

- emissioni di biossido di zolfo conseguenti ai processi di combustione nella centrale termica e nei forni di calcinazione;

- produzione di rifiuti solidi dalla lavorazione della bauxite;

- perdite di liquidi caustici e loro diffusione nel suolo.

La movimentazione della bauxite, in particolare la bauxite polverosa Boke', produce un significativo impatto ambientale negativo determinato dalla polverosità diffusa lungo tutta la linea di trasporto, dal terminale del porto fino allo stoccaggio all'interno dello stabilimento, anche se le recenti misure adottate (umidificazione di tale materia prima e percentuale di fini inferiore al 7 per cento) ne riducono l'impatto. Tale impatto appare comunque evidente dal tipico colore rosso che ricopre tutte le superfici e terreni del lato bauxite dello stabilimento Eurallumina.

Il trasporto dell'allumina dai forni di calcinazione ai silos viene effettuato mediante trasporto pneumatico, mentre quello dai silos al porto e allo stabilimento Alumix Mediante nastri. L'abbattimento delle polveri viene attuato essenzialmente mediante filtri a manica. Emissioni convogliate di particolato e di biossido di zolfo, risultate superiori ai limiti di norma, provengono dalle caldaie della centrale termica e dai forni di calcinazione.

Per quanto concerne i rifiuti solidi, sono prodotti in totale circa 540000 tonnellate all'anno di rifiuti speciali, di cui circa 40000 tonnellate all'anno di sabbie e circa 500000 tonnellate all'anno di fanghi, che vengono depositati (dopo trasporto mediante pompaggio) nel bacino "fanghi rossi" in località Sa Foxi, realizzato con le caratteristiche di un bacino drenante e quindi senza impermeabilizzazione di fondo e pareti. Tali prodotti mantengono un contenuto alcalino, che contribuisce al problema ambientale più tipicamente connesso alla presenza dello stabilimento: il rilascio di fluidi alcalini nel sottosuolo e la conseguente alcalinizzazione degli acquiferi sabbiosi.

E' inoltre assai rilevante l'impatto paesaggistico di tale bacino, che copre un'estensione di 125 ettari ed e' delimitato da un argine alto mediamente otto metri sul piano di campagna.

Il maggiore impatto negativo sull'ambiente idrico sotterraneo e' determinato dai rilasci nel sottosuolo di fluidi alcalini, dovuti principalmente a platee inadeguate o degradate e che si verificano in corrispondenza di tutti gli stadi di processo con rilevante presenza di liquido (quali attacco della bauxite, separazione dell'allumina, isolamento e lavaggio dei fanghi e delle sabbie), ma soprattutto nello stadio di precipitazione. E' da segnalare che sono state rilevate nella falda idrica superiore due zone, all'interno dello stabilimento, con pH prossimo a 12.

In sintesi, lo stabilimento Eurallumina e' fonte soprattutto di:

- polverosità diffusa;
- rilasci aeriformi, in particolare biossido di zolfo e particolato;
- rilasci di liquidi alcalini in falda;
- produzione di circa 500000 tonnellate all'anno di fanghi e sabbie (rifiuti speciali) raccolte nel bacino "fanghi rossi" in località Sa Foxi.

2.2.3 STABILIMENTO ALUMIX

Le emissioni aeriformi dello stabilimento Alumix sono generate sia da sorgenti concentrate (camini) che da sorgenti diffuse. I principali inquinanti emessi sono particolato, fluoro (come gas e come particolato) e ossidi di zolfo, sebbene vada notato che un insieme di impianti di abbattimento permette un generale rispetto delle prescrizioni normative vigenti.

Tuttavia gli aspetti critici delle emissioni (che determinano in genere concentrazioni non compatibili con le norme vigenti) sono:

- emissioni di biossido di zolfo dalla caldaia del circuito dell'olio diatermico di riscaldamento dei mescolatori della fabbrica anodi;
- emissione dei fumi di combustione e cottura, in particolare di fluoro gas, nel forno cottura anodi;
- emissioni di particolato e fluoro particolato dal reparto Rodding della fabbrica anodi;
- emissioni di cloruri dal forno a sale.

Avendo sostanzialmente risolto il problema critico delle emissioni di fluoro dal processo di elettrolisi con rilevanti interventi strutturali (tali emissioni sono state ridotte da oltre 12 kilogrammi per tonnellata di alluminio prodotto nel 1984 a circa 1 kilogrammo per tonnellata nel 1991 e si prevede che decrescano a circa 0.4 kilogrammi per tonnellata nel 1993, al completamento degli interventi previsti), lo stabilimento Alumix si situa attualmente nella media internazionale per l'emissione di fluoro totale, ben al di sotto per le emissioni di biossido di zolfo, mentre le emissioni di particolato risultano ancora superiori ai livelli di emissione raggiunti all'estero (anche per il fluoro la situazione e' piu' critica per il particolato che per il gas). Per quanto riguarda gli effluenti liquidi, va notato che non si sono individuati impatti rilevanti, poiche' lo stabilimento ricircola totalmente l'acqua industriale utilizzata e scarica unicamente l'acqua di mare, impiegata nel vecchio impianto, ancora in servizio, di lavaggio dei fumi di elettrolisi, ampiamente entro i limiti della Legge 319/76.

Va inoltre evidenziato che anche questo ridotto impatto e' destinato a diminuire, in concomitanza con la piena potenzialita' dell'impianto di abbattimento "a secco" ed il completo funzionamento delle celle a coperchi chiusi, da raggiungersi nei tempi piu' brevi, con un adeguato addestramento del personale. La produzione annua di rifiuti dello stabilimento Alumix e' di circa 20000 tonnellate di rifiuti speciali, oltre ad una non rilevante quantita' di rifiuti assimilabili agli urbani (500 t/anno). Inoltre 30000 tonnellate annue di residui vengono riciclati all'interno dello stabilimento.

L'aspetto piu' critico nel comparto rifiuti e' costituito dalle polveri di sale esausto proveniente dall'impianto di frantumazione coppelle di sale e scorie, le quali costituiscono circa la meta' di tutti i rifiuti prodotti e costituiscono un rifiuto da inertizzare.

A fine ottobre 1991, nell'area della discarica interna dello stabilimento erano stoccate in via provvisoria circa 17000 tonnellate di sali esausti, di cui circa 4000 tonnellate di polveri in big bags e 13000 tonnellate sotto forma di coppelle in attesa di lavorazione.

All'interno dello stabilimento Alumix e' inoltre presente una discarica in cui sono state abbancate nel passato circa 200000 tonnellate di materiali, di cui circa il 70 per cento, sulla base delle informazioni disponibili, dovrebbe essere costituito da assimilabili urbani ed inerti. E' stata esclusa da una indagine specifica eseguita da Alumix la presenza di rifiuti tossico-nocivi.

Per tale discarica e' stata prevista la bonifica.

Per le caratteristiche dei processi produttivi, si puo' quindi sinteticamente rilevare che lo stabilimento Alumix e' fonte soprattutto di:

- emissioni di particolato e fluoro (soprattutto fluoro particolato);
- produzione di 10000 tonnellate all'anno di polveri di sale esausto (provenienti dal forno a sale), che e' un rifiuto da inertizzare ed attualmente non ha destinazione certa di smaltimento.

2.2.4 STABILIMENTO NUOVA SAMIM

La complessita' dei processi produttivi e le quantita' di materiali presenti danno luogo, in ciascuna fase della produzione, al rilascio di diverse sostanze verso l'ambiente.

Come per gli altri stabilimenti le emissioni in atmosfera della Nuova Samim provengono sia da sorgenti puntuali che da sorgenti diffuse.

Per quanto riguarda le emissioni puntuali, esse sono costituite da polveri, piombo zinco, cadmio e biossido di zolfo. La limitazione della concentrazione degli inquinanti e' ottenuta mediante la presenza di un sistema di impianti di depurazione e abbattimento, sebbene siano stati rilevati superamenti dei valori limite di legge per tutti gli inquinanti sopra citati. In particolare, alcune unita' del ciclo produttivo Imperial Smelting hanno maggiori difficolta' a rispettare tali limiti. Esiste inoltre un rilevante problema di polverosita' diffusa associato alla movimentazione e trattamento della materia prima (galena e blenda), e che si situa tra l'area portuale e l'area dello stabilimento.

Per quanto riguarda gli effluenti liquidi, lo stabilimento produce mediamente da 500 a 700 metri cubi all'ora di reflui, di cui il 70-80 per cento viene riciclato e la restante parte viene scaricata dopo idoneo trattamento. Va pero' segnalato che il rispetto dei limiti della Tabella A della Legge 319/76 e' problematico in alcune condizioni operative, per quanto riguarda in particolare il cadmio ed in minore misura altri metalli quali piombo, rame, zinco. Va inoltre notato che l'impianto di depurazione ha una sola linea (anche se e' in progetto il suo raddoppio) per cui, in caso di avarie o problemi di gestione, il trattamento non puo' piu' essere assicurato. I rifiuti prodotti sono principalmente scorie silicatiche da trattamento termico, classificate come rifiuti tossico-nocivi per la presenza di arsenico, piombo e loro composti; esse ammontano a circa 130000 tonnellate all'anno e, fino al recente passato, sono state trasportate da terzi nella discarica Sa Piramide, che e' stata a lungo

esercitata in regime di deroga e funzionalmente alla sua ormai avviata bonifica, mentre attualmente vengono abbancate nella discarica autorizzata S'Acqua Sa Canna in Comune di Gonnese. All'interno dello stabilimento esistono inoltre aree di stoccaggio provvisorio di alcuni sottoprodotti, quali i fanghi prodotti nella fase di lisciviazione dell'elettrolisi zinco. In particolare il fango paragoethite e' stoccato attualmente in quantita' di oltre 30000 tonnellate; esiste peraltro un programma di smaltimento mediante i due forni Waelz, che dovrebbe consentire, entro il 1993, di ridurre e mantenere tale stoccaggio interno in quantitativi inferiori a 10000 tonnellate.

Per le caratteristiche dei processi produttivi, si puo' quindi sinteticamente rilevare che lo stabilimento Nuova Samim e' fonte soprattutto di:

- emissioni di piombo, zinco, cadmio, biossido di zolfo e polveri;
- produzione di circa 130000 tonnellate all'anno di rifiuti tossico-nocivi (smaltibili in discarica di Seconda Categoria Tipo B), nel passato abbancati nella discarica Sa Piramide, in corso di bonifica, ed attualmente nella discarica autorizzata S'Acqua Sa Canna.

2.2.5 ALTRI STABILIMENTI.

Relativamente al comparto produttivo, nell'area a rischio sono individuabili altre minori fonti causali d'impatto, tra cui lo stabilimento Comsal, lo stabilimento Sardamag e gli impianti Carbosulcis. Per quanto riguarda lo stabilimento Comsal, esso ha un impatto ambientale minore degli altri insediamenti presenti nell'agglomerato industriale di Portovesme. Esso e' fonte soprattutto di:

- emissioni di biossido di zolfo e polveri;
- produzione di non rilevanti quantita' di rifiuti speciali (circa 200 tonnellate all'anno) e tossico-nocivi (circa 80 tonnellate all'anno).

Lo stabilimento Sardamag, localizzato all'ingresso del paese di S. Antioco, e' fonte soprattutto di:

- emissioni puntuali di biossido di zolfo e polveri, che non rispettano i limiti normativi;
- polverosita' diffusa;
- utilizzi rilevanti di acqua dolce (12000 metri cubi al giorno) e di mare (120000 metri cubi al giorno) nel processo di produzione;
- scarichi di acque esauste di processo.

I principali impatti diretti prevedibili a causa del previsto avvio delle attivita' minerarie della Carbosulcis, ubicata in Comune di Gonnese, sono relativi al degrado paesaggistico (realizzazione di discariche e bacini per gli sterili) e possibili fenomeni di polverosita' connessi alle attivita' ed alla presenza di infrastrutture di movimentazione e stoccaggio del carbone.

Permangono comunque rilevanti incertezze sul maggiore impatto indotto prevedibile di tale attivita' mineraria, e cioe' su quanto avverra' a valle, in relazione all'uso del carbone del Sulcis; in considerazione delle caratteristiche di questo carbone ed in particolare del suo elevato tenore di zolfo (dal 6 al 8.7 per cento), va evidenziato che il suo impiego ha una ragione d'essere solo se il ciclo tecnologico ad esso associato e' tale da minimizzare gli evidenti impatti ambientali negativi che ne potrebbero risultare.

2.3 QUALITA' DELL'AMBIENTE.

Nel presente paragrafo vengono riassunte le principali conclusioni formulate sulla base dei dati e le informazioni disponibili, relativamente ai fondamentali aspetti di inquinamento delle componenti ambientali rilevanti nell'area.

Benche' le principali fonti causali siano costituite dalle attivita' produttive (in particolare, quelle concentrate nell'area industriale di Portovesme), come si vedra', i fenomeni di degrado rilevabili non sono tutti determinati da tali sorgenti puntuali, ma ad essi contribuiscono, in alcuni casi in modo determinante, anche altre tipologie di sorgenti di inquinamento.

2.3.1 INQUINAMENTO ATMOSFERICO.

La valutazione dell'inquinamento atmosferico appare critica per la rilevanza di tale fenomeno nel contesto delle problematiche ambientali dell'area. Va peraltro rilevato che i dati di monitoraggio della qualita' dell'aria raccolti, pur non essendo quantitativamente limitati, non permettono di delineare un quadro sintetico e complessivo sui livelli di contaminazione in atto per tutte le diverse sostanze inquinanti di interesse, essenzialmente per i seguenti motivi:

- alcune indagini risalgono ai primi anni ottanta, per cui corrispondono ad una situazione passata degli impianti, che risultano oggi notevolmente modificati;
- vi sono rilevanti differenze nella distribuzione spaziale e temporale delle misure condotte dai vari organismi;
- modalita' di campionamento, caratteristiche delle centraline di rilevamento e tecniche analitiche utilizzate differiscono sovente tra loro, e l'affidabilita' dei risultati ne e' sostanzialmente influenzata;
- gli inquinanti monitorati variano sovente da un'indagine periodica all'altra, ed alcuni di essi sono stati poco

indagati.

In sostanza per l'area in esame non si dispone di serie di dati omogenee e continuative nel tempo, con la sola eccezione di qualche periodo sufficientemente rappresentativo per polveri, biossido di zolfo e piombo. La presenza del polo industriale, a cui sono associate caratteristiche emissioni inquinanti, costituisce indubbiamente il fattore determinante il degrado della qualità dell'aria nell'area del Sulcis-Iglesiente. Il carico inquinante derivante da attività civili (traffico urbano, extraurbano, riscaldamento) o produttive minori appare infatti sostanzialmente di entità trascurabile rispetto alle sorgenti principali connesse alle attività industriali. I problemi di qualità quindi si concentrano nell'area dell'agglomerato industriale di Portovesme: come risulta dall'analisi dei processi produttivi, l'inquinamento atmosferico deriva infatti da un lato dalle emissioni puntuali dai numerosi camini degli impianti e dall'altro dalle emissioni diffuse legate allo stoccaggio, alla movimentazione e manipolazione di materie prime e prodotti, nonché a perdite e fuoriuscite dovute alla imperfetta tenuta di alcune sezioni degli impianti. Le prime, essendo confinate ed associate a punti di emissioni ben precisi, possono venire convogliate e trattate più facilmente mediante adeguati sistemi di disinquinamento dei fumi, mentre le seconde, proprio perché diffuse, sono più difficili da identificare e quantificare, non sono facilmente canalizzabili e quindi possono venire ridotte principalmente attraverso un migliore controllo ed una migliore conduzione di certe operazioni. Analizzando la situazione dell'area a rischio per quanto riguarda le principali fonti causali di tale inquinamento, si può rilevare globalmente che le maggiori industrie hanno già attuato alcune iniziative di risanamento, in particolare per quanto riguarda le emissioni puntuali. Si è così assistito ad una non trascurabile riduzione dei quantitativi di inquinanti che fuoriescono in atmosfera dalle sorgenti puntuali, mentre non si può dire che si sia raggiunto un simile ed altrettanto significativo risultato per quanto riguarda l'inquinamento diffuso; la polverosità ambientale rimane quindi un serio problema per l'intera area, in particolare in determinate condizioni meteorologiche.

In questo contesto, gli inquinanti più significativi per l'area in esame sono le polveri sospese, gli ossidi di zolfo (biossido di zolfo in particolare) e il piombo, e in secondo ordine il fluoro totale, lo zinco e il cadmio. Come rilevato, per l'area in esame, non si dispone di serie di dati omogenee e continuative nel tempo, con la sola eccezione di qualche periodo sufficientemente rappresentativo per polveri, biossido di zolfo e piombo. Su tali basi è possibile affermare che:

- per quanto riguarda le polveri sospese, emesse in maggiore o minore misura da tutte le industrie, non sono stati rilevati superi dei valori limite fissati dalla normativa. Va peraltro rilevato che dal 1986 si osservano valori di concentrazione rilevanti superiori ai valori guida indicati dal DPR 203/88. I valori massimi giornalieri, anche recenti, sono stati in alcuni casi molto elevati (oltre 800 microgrammi per metro cubo), a testimonianza che si verificano nell'area episodi di elevata polverosità;
- per quanto riguarda il piombo, emesso essenzialmente dalla Nuova Samim (ed in certa misura, peraltro non quantificabile, dalla Centrale Sulcis), si sono rilevati valori costantemente al di sotto del valore limite fissato dalla normativa, anche se prossimi allo stesso;
- gli ossidi di zolfo, essenzialmente biossido di zolfo, vengono generati da tutte le maggiori industrie della zona. I dati rilevati nelle due reti di monitoraggio esistenti presentano notevoli diversità, anche per postazioni vicine. In ogni caso va evidenziato che le concentrazioni misurate appaiono inferiori ai valori limite normativi, con la sola eccezione per la postazione di Portoscuso (rete comunale), nel 1988-89, per quanto riguarda i valori medi annui.

In sintesi può essere affermato che lo stato di qualità dell'aria rilevato è sostanzialmente quello tipico per una zona industriale con attività quali quelle presenti. Per gli inquinanti sufficientemente monitorati (piombo, biossido di zolfo e polveri), le concentrazioni appaiono al di sotto dei valori limite normativi, ma generalmente superiori ai valori guida. Pertanto, se per i singoli inquinanti la situazione ambientale appare non critica, non devono essere sottovalutati i possibili effetti sinergici e combinati determinati da una costante pressione sull'ambiente.

Va infine sottolineato che i dati recenti sono purtroppo scarsi e carenti, in particolare per alcune sostanze inquinanti, e che non permettono di valutare compiutamente quale sia l'evoluzione dello stato di qualità dell'aria e quale sia l'impatto delle misure già adottate per il contenimento delle emissioni. Per qualche inquinante (ossidi d'azoto, ad esempio, od acido cloridrico) si tratta di raccogliere addirittura i primi dati significativi.

2.3.2 INQUINAMENTO DEL SUOLO.

Sebbene manchi un dettagliato monitoraggio dello stato di qualità del suolo per quanto riguarda gli inquinanti significativi per l'area (piombo, cadmio, zinco e fluoro), il quadro conoscitivo disponibile, pur entro certi limiti in termini di confrontabilità, affidabilità ed uso dei dati, permette di fare alcune osservazioni e di trarre alcune conclusioni sufficientemente supportate circa lo stato dell'inquinamento del suolo. L'insieme di studi ed indagini disponibili conferma globalmente l'esistenza di una situazione di inquinamento non trascurabile e caratteristica della natura delle attività produttive presenti; tale situazione determina una qualità dei suoli inferiore a quella della maggior parte delle aree urbane e residenziali, e a maggior ragione di quelle rurali.

Più in particolare, per quanto riguarda due inquinanti significativi e sufficientemente monitorati (piombo e

cadmio), va rilevato che:
 - sulla base di valori medi di riferimento, la zona immediatamente adiacente agli impianti della Nuova Samim, fino ad un massimo di 3 chilometri nella direzione Sud-Est, presenta livelli di inquinamento da piombo caratteristici di un'area industriale contaminata. A distanze superiori la contaminazione è quella di un'area urbana a densità di traffico e di attività industriali ed artigianali relativamente basse. Oltre i 10 chilometri nella direzione maggiormente esposta alle ricadute si ritrovano i valori "tipici" di aree rurali;
 - analoghe considerazioni possono essere eseguite per quanto riguarda la presenza di cadmio nel suolo, sebbene nelle vicinanze degli impianti siano state rilevate concentrazioni tipiche di un inquinamento piuttosto elevato di origine industriale;
 - le analisi eseguite sulla vegetazione confermano l'inquinamento del suolo da parte di tali metalli nelle vicinanze dell'area industriale, superando in alcuni casi la soglia di fitotossicità. I più limitati dati disponibili sulle concentrazioni di zinco nel suolo permettono di evidenziare, per le aree più prossime al polo industriale, un livello di contaminazione piuttosto elevato, in particolare se confrontato con i limiti di riferimento. Le analisi eseguite sulla vegetazione per i soli campionamenti disponibili hanno rilevato una condizione che può ritenersi costantemente al limite dei valori ritenuti normali. Per ciò che concerne il fluoro, le informazioni disponibili, piuttosto datate, evidenziano una situazione pregressa di inquinamento, peraltro localizzata entro cinque chilometri circa dalle sorgenti industriali di emissione.
 Per quanto riguarda il degrado da attività estrattive può essere segnalato che l'abbandono progressivo delle miniere ha contribuito ai fenomeni di inquinamento del suolo, essenzialmente a causa del dilavamento dei depositi non controllati degli sterili di miniera (che sovente contengono elevate percentuali di metalli pesanti) e del sollevamento di polveri in tali aree. Va infine rilevato che le numerose cave di sabbia aperte nell'ambiente dunale costiero determinano un impatto paesaggistico non trascurabile.

2.3.3 SMALTIMENTO DEI RIFIUTI INDUSTRIALI.

Mentre la produzione di RSU non presenta particolari aspetti problematici e il fabbisogno di smaltimento sembra soddisfatto dalle strutture previste, l'insieme degli stabilimenti di Portovesme presenti nella zona produce ingenti quantitativi di rifiuti industriali (oltre 800000 tonnellate all'anno di rifiuti speciali di cui oltre 100000 tonnellate all'anno di rifiuti tossico-nocivi) che determinano un rilevante problema ambientale. In sintesi, dall'analisi condotta e con riferimento ai rifiuti quantitativamente più significativi, le principali problematiche legate alla produzione, anche pregressa, di rifiuti industriali appaiono le seguenti:
 - ceneri di carbone prodotte dalle Centrali ENEL: le quantità prodotte prima della separazione tra leggere e pesanti (1987) e del conseguente avvio della loro vendita a terzi per il recupero produttivo sono state accumulate nell'area di "Cuccuru Is Arenas" che l'ENEL sta provvedendo a bonificare rimuovendo le ceneri e trasportandole alla discarica di Sordiana. Al Dicembre 1991 restavano nell'area di "Cuccuru Is Arenas" 150000 tonnellate di ceneri. La bonifica è in fase di completamento;
 - fanghi rossi prodotti nello stabilimento Eurallumina: dal 1977 gli ingenti quantitativi di residui (circa 500000 tonnellate all'anno di fanghi e 40000 tonnellate all'anno di sabbie silicee, su base secca), che inizialmente venivano versati in mare, vengono stoccati nel bacino "fanghi rossi" in località Sa Foxi. Il bacino è stato concepito e realizzato come bacino drenante, ossia senza impermeabilizzazione né del fondo né delle pareti interne dell'argine. Va notato a tale proposito che, nonostante il trattamento, i fanghi presentano, al momento della sospensione in acqua di mare per il trasporto al bacino, ancora elevate concentrazioni sodiche;
 - rifiuti prodotti nello stabilimento Alumix: per taluni rifiuti, accumulati in una discarica interna allo stabilimento e contenente circa 200000 tonnellate di rifiuti vari non tossico-nocivi, è prevista la bonifica con la successiva trasformazione dell'area a verde;
 - scorie prodotte nello stabilimento Nuova Samim: circa 4 milioni di tonnellate di scorie classificate tossico-nocive sono accumulate nella discarica Sa Piramide, in corso di bonifica; Nuova Samim è stata autorizzata a scaricarvi le scorie fino alla recente entrata in esercizio della discarica S'Acqua Sa Canna a Gonnessa, della capacità di circa 600000 metri cubi ed autorizzata all'esercizio per i quattro anni;
 - rifiuti speciali e tossico-nocivi privi di destinazione apparente e stoccati negli stabilimenti: tra i quantitativi evidenziati vanno segnalate le polveri di sale esausto provenienti dal forno a sale dello stabilimento Alumix (rifiuto speciale da inertizzare prima della messa in discarica, con produzione annua di circa 10600 tonnellate e quantità stoccata in stabilimento pari a circa 17000 tonnellate), i residui di verniciatura della Comsal (rifiuto tossico-nocivo, con produzione annua di circa 80 tonnellate e quantità stoccata di circa 280 tonnellate) e le terre filtranti della Comsal (rifiuti speciali, con produzione annua di 70 tonnellate e quantità stoccata di 50 tonnellate).

2.3.4. INQUINAMENTO DELLE ACQUE.

L'impatto del sistema industriale sulle acque interne risulta sostanzialmente modesto in quanto tutte le industrie hanno sviluppato negli ultimi anni sistemi di trattamento e riciclo ed operano quasi completamente a ciclo chiuso (con le rilevanti eccezioni della Sardamag e delle acque di raffreddamento dell'ENEL). Pertanto, per

quanto il sistema di collettamento e depurazione civile appaia inadeguato, la qualita' delle acque interne e' generalmente discreta.

Piu' critica la situazione delle acque marine, sia per il perdurare degli scarichi industriali non completamente trattati, sebbene assai piu' limitate rispetto al passato, sia, soprattutto, per il perdurare degli effetti degli scarichi passati e del dilavamento delle superfici (stoccaggi, discariche, area portuale e industriale) che hanno determinato rilevanti livelli di contaminazione dei sedimenti (soprattutto nell'area portuale di Portovesme e nella Laguna di Is Pruinis). Tali acque costiere sono inoltre da lungo tempo soggette agli apporti dovuti al dilavamento delle aree minerarie.

INQUINAMENTO

IDRICO

SUPERFICIALE.

L'area non possiede una rete di rilevamento della qualita' delle acque superficiali, ne' sono state mai condotte campagne sistematiche che consentano di valutare compiutamente lo stato qualitativo dell'ambiente idrico superficiale.

Sebbene sia necessaria una verifica mediante un monitoraggio ambientale sistematico, si puo' ritenere che lo stato di qualita' delle acque superficiali dell'area non sia compromesso in modo grave, essendo per lo piu' interessato da limitati fenomeni di inquinamento organico d'origine civile, determinati dalla scarsa efficienza della rete depurativa.

Fenomeni di inquinamento da metalli pesanti (piombo e zinco) sono stati segnalati lungo i corsi d'acqua (per lo piu' artificiali) piu' prossimi all'area industriale; tale inquinamento appare comunque circoscritto a tale area e non appare interessare la risorsa idrica utilizzata a scopi di approvvigionamento produttivo (irriguo o industriale), e tanto meno quella destinata al consumo umano. In particolare:

- nel settore settentrionale dell'area, il Rio di Gonnese e lo stagno Sa Masa sono interessati da fenomeni di degrado, principalmente a causa delle acque drenate dalle aree minerarie presenti nel bacino idrografico e a causa degli scarichi reflui provenienti dai locali insediamenti civili;
- fenomeni di inquinamento da metalli pesanti (in particolare zinco e piombo) sono stati rilevati nei canali artificiali minori del settore terminale del bacino del Rio Flumentepido, sebbene nel Canale di Paringianu, che costituisce il trattato terminale di tale rio, tale contaminazione appaia sensibilmente ridotta per effetto della diluizione;

- tutta la rete idrografica superficiale e' a tratti interessata da fenomeni di inquinamento organico, a causa della generalmente inefficiente depurazione dei reflui civili;
- l'inquinamento rilevato connesso alla presenza del polo industriale di Portovesme non sembra tale da rappresentare un potenziale pericolo per la risorsa idropotabile, in considerazione della localizzazione delle principali fonti di approvvigionamento.

INQUINAMENTO

IDRICO

SOTTERRANEO.

I dati analitici disponibili sulla qualita' delle acque sotterranee sono essenzialmente quelli contenuti in specifici studi condotti per situazioni particolarmente critiche e quelli relativi a rilevamenti discontinui non omogeneamente distribuiti sul territorio. Esiste un unico rilevamento a scala territoriale piu' ampia che e' quello effettuato nell'ambito dello studio condotto dal dipartimento di Scienze della Terra dell'Universita' di Cagliari per l'area di Portoscuso nel 1989-1990, che peraltro e' limitato al rilevamento dei soli parametri piombo, zinco, cadmio e mercurio e non consente quindi la caratterizzazione idrochimica delle falde idriche sotterranee. Per quanto riguarda la vulnerabilita' delle falde, va notato che:

- gli acquiferi piu' profondi delle aree piu' interne possono essere considerati vulnerabili, particolarmente in ragione delle intense attivita' minerarie, che hanno determinato un'alterazione degli equilibri idraulici ed idrochimici;

- le falde idriche piu' esposte al rischio di contaminazione a causa delle attivita' industriali di Portovesme sono quelle ospitate nel complesso vulcanico, affiorante in proximita', e soprattutto quelle presenti negli stessi terreni di copertura estesi lungo la fascia costiera;
- in tale area, la vulnerabilita' di tali acquiferi superficiali (soprattutto quello del complesso vulcanico) non sembra comunque particolarmente elevata a causa della presenza di terreni a permeabilita' medio-bassa nei primi 20 metri di profondita', che possono ridurre e/o ritardare la diffusione in profondita' di eventuali contaminanti e che dovrebbero permettere di tenere sotto controllo lo stato di qualita' idrochimica della falda piu' superficiale.

La valutazione della qualita' delle acque sotterranee ha consentito di evidenziare, limitatamente al territorio di Portoscuso e in ragione dei limitati dati disponibili, che il degrado della risorsa idrica sotterranea, pur rilevato dalle indagini, appare per lo piu' circoscritto al sottosuolo delle aree industriali e quindi non particolarmente esteso. In particolare esiste un problema di alcalinita' della falda al di sotto dello stabilimento Eurallumina, conseguente al percolamento di soluzioni sodiche. L'assenza di pozzi di emungimento idropotabile in proximita' di tali aree, le direzioni dei deflussi, il ridotto gradiente idraulico e la permeabilita' non elevata dei terreni superficiali sono fattori che riducono la gravita' della problematica e consentono di pianificare gli interventi di risanamento, senza rischi immediati di diffusione del degrado.

In particolare l'unico studio a scala territoriale piu' ampia, sebbene rappresenti una fotografia istantanea dello stato di qualita' e non consenta la caratterizzazione idrochimica delle acque di falda campionate, ha permesso di rilevare una qualita' scadente, anche se non decisamente compromessa, di tali acque per quanto riguarda la presenza di cadmio, piombo e zinco, essendo state riscontrate concentrazioni piuttosto elevate di tali metalli (sopra i valori guida), ma un solo valore di concentrazione (rilevato per il cadmio) oltre i limiti di normativa (Concentrazione Massima Ammissibile) per le acque destinate al consumo umano.

INQUINAMENTO

MARINO.

L'ambiente marino risente, oltre agli effetti degli scarichi civili non completamente depurati ed a quelli del rilascio delle acque di eduazione dalle aree minerarie, della rilevante pressione esercitata dal polo industriale. L'inquinamento marino appare essenzialmente circoscritto, a causa del regime correntometrico litoraneo, a quattro zone corrispondenti all'area portuale Portovesme, alla laguna di Bau Cerbus, al litorale di Fontanamare ed allo stagno Is Pruinis. L'area portuale di Portovesme e il tratto di mare antistante il bacino "fanghi rossi" (compresa la laguna di Bau Cerbus) sono i settori marini piu' esposti all'inquinamento, anche se fenomeni di degrado non secondario sono rilevabili in corrispondenza della laguna Is Pruinis (Comune di S. Antioco) soprattutto a causa delle passate modalita' di scarico di reflui, caratterizzati da eccesso di calcio e magnesio e da presenza di metalli pesanti, da parte della Sardamag.

In particolare, il bacino portuale di Portovesme e' senz'altro lo specchio di mare sottoposto ai maggiori carichi inquinanti: al suo interno, infatti, sono ubicati i punti di prelievo e gli scarichi idrici delle Centrali ENEL, dell'Alumix, della Nuova Samim e dell'Eurallumina (che effettua solo prelievi). Le acque prossime a tale bacino sono interessate da fenomeni di perturbazione termica (i dati disponibili, per il periodo 1987-1988 e con le centrali all'80 per cento della potenza massima, evidenziano infatti un incremento termico di circa 3 gradi centigradi a circa un kilometro dallo scarico e quindi condizioni ai limiti di quanto disposto dalla normativa), mentre sembrano esenti da rilevanti sintomi di degrado, quali carenza di ossigeno o scarsa trasparenza.

Peraltro, sono state rinvenute consistenti presenze di metalli pesanti e di alluminio nei sedimenti dell'area portuale, nonche' nelle carni di alcune specie marine (in particolare cadmio e zinco). Per cio' che concerne l'area di mare comprendente la laguna di Bau Cerbus, sono stati rilevati significativi tenori di piombo, cadmio, alluminio, ferro e titanio nei sedimenti e di piombo, mercurio e cadmio su campioni di molluschi, mentre le acque possono ritenersi esenti da gravi sintomi di compromissione. Con riferimento al litorale di Fontanamare, appare di rilievo l'apporto idrico proveniente dallo stagno Sa Masa, corpo ricettore delle acque reflue civili del bacino di monte e delle acque, contaminate da materiali pesanti, provenienti dalle aree minerarie limitrofe.

2.3.5 ASPETTI IGIENICO-SANITARI ED EPIDEMIOLOGICI.

Per quanto riguarda gli aspetti epidemiologici e igienico-sanitari sono stati esaminati gli studi e le relazioni redatte nel corso dell'ultimo decennio. Sebbene tale base conoscitiva non costituisca un corpo omogeneo e completo e comunque tale da giustificare conclusioni piu' specifiche circa le interazioni possibili tra attivita' industriali e salute pubblica, i risultati (spesso non concordi) degli studi e delle indagini realizzate disponibili hanno una non trascurabile valenza di "spia" di una situazione ambientale critica che necessita di una valutazione epidemiologica e sanitaria completa ed accurata, secondo appropriate metodologie riconosciute a livello scientifico internazionale.

I controlli sanitari effettuati in questi ultimi anni su alcuni campioni della popolazione, essenzialmente per accertare i livelli di piombo nel sangue e nelle urine, evidenziano (a parte alcuni valori di punta) una situazione mediamente al di sotto delle soglie di rischio normalmente adottate, ma che richiede d'essere tenuta sotto controllo con notevole accuratezza, data la generale pressione inquinante su diversi comparti ambientali. Le indagini epidemiologiche condotte non hanno dimostrato una sicura correlazione tra malformazioni congenite, patologie non tumorali, tumori, e livelli di inquinamento ambientale, anche se tale correlazione non puo' essere neppure esclusa.

Per quanto concerne il rischio di introduzione, di taluni inquinanti (piombo, fluoro, in maggior misura, ed altri metalli quali zinco, cadmio ed alluminio) nella catena alimentare, va evidenziato che analisi passate e recenti hanno confermato l'esistenza di tale problematica, in particolare per le aree piu' vicine agli impianti.

2.3.6. ALTRI ASPETTI DI INQUINAMENTO E DEGRADO.

Per quanto riguarda l'inquinamento acustico, emerge, dai limitati dati disponibili, che tutte le misurazioni effettuate hanno rilevato generalmente livelli contenuti e non critici di inquinamento acustico sia nel centro urbano di Portoscuso, sia nell'area industriale di Portovesme. Per quanto riguarda la compromissione degli ecosistemi, va evidenziato che gli studi e le indagini disponibili mirati alla valutazione dell'impatto dovuto all'industrializzazione di Portovesme si riferiscono quasi esclusivamente alle aree urbane ed industriali.

I dati oggettivi sulle compromissioni del territorio circostante sono piuttosto scarsi o mancano del tutto. Tuttavia

si puo' rilevare, sulla base dell'attuale livello conoscitivo, che i biotopi di interesse naturalistico con il piu' alto indice di compromissione sono lo stagno di Bau Cerbus, Is Pruinis, lo stagno di Gonnese (Sa Masa) e Su Cannoni, seguiti da Capo Altano, dalla Laguna di S. Antioco e Barbusi. I biotopi apparentemente meno compromessi sono le isole della Vacca e del Toro, seguiti dagli stagni di S. Caterina, Mulargia, Porto Botte e Baiocca e dalla costa sud-occidentale di S. Antioco.

Oltre ai menzionati aspetti di degrado paesaggistico del territorio determinati da un'intensa attivita' mineraria ed estrattiva, va segnalato un non trascurabile degrado urbanistico nell'area del Comune di Portoscuso, in relazione alla presenza dell'agglomerato industriale. Per l'area di Portovesme si rilevano in particolare:

- l'assenza di una fascia di rispetto opportuna all'intorno dell'agglomerato industriale;
- una condizione di visibile degrado della infrastrutture di urbanizzazione;
- un'insufficiente definizione dei limiti di espansione della zona industriale ed identificazione nei singoli insediamenti produttivi;
- la presenza di diffusi accumuli di materiali inerti, rottami, ecc., nelle aree adiacenti agli stabilimenti.

Di grande rilievo e', infine, l'impatto negativo determinato dalla sovrapposizione e dalla mancata diversificazione infrastrutturale della funzione industriale e di quella turistico-commerciale (utenza civile) nell'area portuale di Portovesme.

2.4

SINTESI

CONCLUSIVA.

L'analisi dei dati e delle informazioni disponibili, condotta nel corso della fase conoscitiva dello studio, ha permesso di effettuare una valutazione dello stato di qualita' dell'ambiente per l'area, sebbene il quadro informativo sia caratterizzato da non trascurabili limiti qualitativi e quantitativi. In particolare l'esame condotto per le diverse componenti ambientali ha messo in evidenza le principali problematiche in atto ad esse relative, che possono essere cosi' gerarchizzate:

- le problematiche ambientali relative allo stato di qualita' della componente atmosferica possono essere ritenute di primo ordine, in considerazione delle consistenti emissioni puntuali del comparto industriale ed, ancor piu', in considerazione delle rilevanti emissioni diffuse, che determinano una notevole polverosità ambientale, talvolta anche critica;
- le problematiche connesse alla produzione ed allo smaltimento dei rifiuti industriali sono da ritenersi altrettanto prioritarie, in ragione degli ingenti volumi da smaltire in assenza di soluzione a medio-lungo termine, della tipologia dei rifiuti prodotti e dell'esistenza di impianti di smaltimento non idonei e da bonificare;
- le problematiche ambientali relative allo stato di qualita' del suolo possono essere parimenti ritenute di primo ordine, in considerazione dei riscontri analitici disponibili, che almeno per il settore territoriale prossimo al polo industriale, evidenziano non trascurabili livelli di contaminazione da metalli pesanti. Va peraltro evidenziato che esse costituiscono un impatto indiretto delle attivita' industriali, essendo essenzialmente connesse alle ricadute atmosferiche;
- gli aspetti di degrado paesaggistico ed urbanistico e di inquinamento marino connessi alla presenza del polo industriale di Portovesme, sebbene di entita' non trascurabile, appaiono di secondo ordine, soprattutto in considerazione della loro limitata estensione (essenzialmente circoscritta alle aree piu' prossime al polo, in Comune di Portoscuso), verificata sulla base dei dati disponibili;
- le problematiche relative al degrado delle risorse idriche e determinate dalle attivita' industriali sono relativamente di entita' ridotta, in quanto impatti negativi diretti (contaminazione delle acque superficiali e sotterranee) sono stati riscontrati solo in prossimita' degli impianti, mentre va notato che ai fenomeni di degrado riscontrati a scala territoriale piu' vasta contribuiscono anche fonti causali extraindustriali, quali il sistema depurativo civile generalmente in condizioni di scarsa efficienza o il comparto minerario dell'Iglesiente;
- per quanto riguarda gli aspetti di compromissione degli ecosistemi naturali, le problematiche in atto rilevate, determinate dal polo industriale, possono essere considerate sostanzialmente limitate.

3.0

OBIETTIVI

DI

QUALITA'

AMBIENTALE.

Per obiettivi di qualita' ambientale si intendono le caratteristiche qualitative dell'aria, dei corpi idrici e del suolo che occorre perseguire, mediante l'attuazione delle iniziative di Piano, al fine di ripristinare, ove siano alterate, le caratteristiche specifiche dell'ambiente in esame e consentire la corretta fruizione delle risorse. A livello operativo si e' proceduto ad una definizione preliminare di tali obiettivi, ove possibile in termini quantitativi, al fine di avviare la risoluzione delle principali problematiche emergenti, pur nella consapevolezza delle notevoli incertezze conoscitive (che non permettono di identificare compiutamente i fenomeni di scambio tra le diverse matrici ambientali, nonche' eventuali sinergie tra gli inquinanti) e della necessita' di periodiche revisioni e di ridefinizioni di tali obiettivi, una volta attivato il previsto sistema di monitoraggio ambientale. Nella loro configurazione finale si ritiene che gli obiettivi di qualita' fissati siano tali da:

- garantire il miglioramento progressivo dello stato di qualita' per le singole componenti ambientali;
- salvaguardare le risorse ambientali disponibili e contribuire ad evitare il loro depauperamento;

- salvaguardare le risorse paesaggistiche e naturalistiche dell'area. Gli obiettivi di qualita' nel seguito indicati devono quindi essere intesi non come limiti "normativi" sotto cui scendere e/o da rispettare entro un preciso termine temporale, e quindi non come specifici standard di qualita', ma propriamente come obiettivi a cui tendere con la realizzazione delle iniziative di Piano e su cui basare le verifiche d'efficacia degli interventi realizzati. Da un punto di vista temporale, in un primo periodo di breve termine gli obiettivi di qualita' ambientale coincideranno con la fase di adeguamento a norma e con la verifica del rispetto degli standard normativi limite di qualita' ambientale. In un secondo periodo (medio-lungo termine) si procedera' per il raggiungimento di obiettivi intermedi e finali con la definizione di possibili successive graduazioni e affinamenti attraverso le opportune verifiche intermedie dell'efficacia degli interventi di Piano. In senso spaziale gli obiettivi potranno avere validita' generale, se riferiti a tutta l'area in esame, o specifica, per porzioni limitate di territorio e particolari problematiche ambientali.

3.1 OBIETTIVI DI QUALITA' PER LA COMPONENTE ATMOSFERICA.

Tenuto conto della specifica dell'area del Sulcis-Iglesiente, in cui sono presenti in larga misura fenomeni di polverosita' conseguente alla movimentazione dei materiali di alimentazione e di risulta dei cicli produttivi e in cui si ha l'immissione in atmosfera di diversi microinquinanti da parte degli impianti del comprensorio industriale di Portoscuso, appare ipotizzabile che il semplice rispetto dei limiti per le emissioni possa non garantire compiutamente la tutela della qualita' dell'aria. Occorre, inoltre, tenere presente i fenomeni pregressi di accumulo di inquinanti nell'ambiente circostante il polo industriale, come dimostrano i dati disponibili sulla qualita' dei suoli e dell'ambiente faunistico-vegetazionale. Nel breve termine ed in attesa dei risultati del monitoraggio ambientale e delle prime verifiche di compatibilita' degli impianti industriali e dell'efficacia degli interventi, sara' assunto come obiettivo di qualita' quello conseguibile attraverso la realizzazione degli interventi per il rispetto dei limiti di emissione fissati dalla normativa nazionale (D.M. 12 Luglio 1990), fermo restando il rispetto dei valori limite di qualita' atmosferica definiti dalla normativa vigente.

Gli obiettivi nel medio-lungo termine sono stati determinati con riferimento alle caratteristiche qualitative dell'ambiente atmosferico come regolate mediante i corrispondenti limiti normativi (DPCM 28 Marzo 1983 e DPR 203/88).

In termini operativi, nel medio-lungo periodo sara' perseguito l'obiettivo di attestarsi intorno ai valori guida previsti dalla normativa per quanto riguarda le particelle sospese totali, in tal modo riducendo i quantitativi presenti in atmosfera di sostanze che presentano fenomeni di accumulo pregresso nel suolo e nella vegetazione (piombo, cadmio, zinco, fluoro), e quindi contenendo e riducendo gli eventuali effetti sinergici e persistenti dovuti alla concentrazione di insediamenti industriali nell'area. Si tiene cosi' conto, in accordo a quanto previsto dallo stesso DPR 203/88 (Articolo 4, Comma C), delle peculiarita' della zona in esame, per quanto concerne l'inquinamento atmosferico attuale e soprattutto pregresso, che per tale ragione potra' essere soggetta in prospettiva a valori limite di qualita' dell'aria piu' restrittivi. I risultati del monitoraggio ambientale potranno consentire di definire piu' accuratamente, nel corso della prima verifica biennale, le specifiche concentrazioni medie dei suddetti microinquinanti, da assumere come valori obiettivo.

Eventuali modulazioni su scenari intermedi, funzione della scansione temporale degli interventi di riduzione delle emissioni, potranno essere identificate per inquinanti che possono determinare effetti sinergici con gli inquinanti particellari (in particolare SOx), sulla base dei risultati del monitoraggio ambientale disponibili dopo la prima fase di implementazione del Piano (primo biennio). In tale fase sara' inoltre possibile definire, ove necessario, limiti di emissione, per alcuni inquinanti e per sorgenti puntuali ubicate in posizione critica, piu' restrittivi dei limiti di emissione imposti dalla normativa vigente, al fine di contenere il piu' possibile eventuali effetti sinergici o di accumulo nell'ambiente circostante.

3.2 OBIETTIVI DI QUALITA' PER LA COMPONENTE IDRICA.

Gli obiettivi di qualita' riferiti alla componente acqua sono strettamente legati alla quantita' e qualita' di prodotti inquinanti che le diverse attivita' presenti nell'area immettono nell'ambiente, e in linea di principio, devono essere individuati con riferimento agli usi specifici cui la risorsa e' soggetta. Nel breve termine verra' assunto per le acque superficiali, quale obiettivo di qualita', il miglioramento qualitativo conseguibile mediante il rispetto tassativo dei limiti imposti dalla normativa vigente (Tabella A della Legge 319/76) per gli scarichi idrici. Per le acque di falda, si e' evidenziato nel corso della fase conoscitiva come le falde presenti nell'area siano soggette ad uno sfruttamento molto contenuto e limitato ad usi non pregiati, in virtu' fra l'altro delle loro esigue potenzialita'. Pur in assenza di informazioni estese ed approfondite sull'effettivo stato di qualita' di tale risorsa nell'area in esame, e' possibile identificare nel breve termine come obiettivo il ripristino della qualita' per le situazioni locali di degrado riscontrate nell'area (area dello Stabilimento Eurallumina). Nel medio-lungo termine, allorquando si potra' fare riferimento ad una maggiore disponibilita' di dati,

attualmente estremamente carenti e mal distribuiti, sarà possibile definire più accurati obiettivi. In particolare, per i corsi d'acqua superficiali naturali, si potrà perseguire una riduzione progressiva del divario tra lo stato di qualità dei vari corpi ricettori e lo standard di riferimento rappresentato dalla Classe A3 per le acque superficiali destinabili al consumo idropotabile ai sensi del DPR 515/82. Per le acque di falda si definiranno obiettivi più stringenti e validi a scala territoriale più vasta; con riferimento alle acque marine, dovrà essere garantita la balneabilità delle stesse ai sensi della vigente normativa in ogni punto del litorale, fatta eccezione per l'ambito portuale e per il tratto di costa antistante l'agglomerato industriale di Portovesme/Portoscuso.

3.3 OBIETTIVI DI QUALITÀ PER LA COMPONENTE SUOLO.

Con riferimento alle problematiche indotte dal polo industriale nell'area, la componente ambiente suolo deve essere considerata, in termini di obiettivi di qualità, principalmente quale risorsa da non assoggettare ad attività estrattive non regolamentate e controllate o quale risorsa da proteggere in relazione anche agli usi. In tale seconda prospettiva, gli obiettivi da perseguire devono essere la compatibilizzazione degli usi ai livelli di qualità del suolo (come risultanti dal previsto monitoraggio ambientale), tenendo in particolare presente i fenomeni di accumulo conseguenti alla deposizione degli inquinanti atmosferici, ed il risanamento delle situazioni puntuali di degrado conseguenti agli smaltimenti non controllati di rifiuti.

4.0 OBIETTIVI E STRATEGIE DEL RISANAMENTO AMBIENTALE.

Il presente capitolo definisce gli obiettivi (Paragrafo 4.1) e le strategie (Paragrafo 4.2) del Piano di Disinquinamento del territorio del Sulcis-Iglesiente. In particolare vengono definiti gli obiettivi generali del Piano, gli obiettivi specifici per il raggiungimento degli obiettivi di qualità fissati per le componenti ambientali fondamentali e gli obiettivi specifici per la riqualificazione e valorizzazione territoriale, che prescindono dagli aspetti quantitativi proposti per il recupero della qualità ambientale. Le strategie di risanamento sono state dirette a privilegiare interventi di tipo strutturale rispetto a quelli di tipo infrastrutturale, al fine di limitare alla fonte l'inquinamento e il degrado ambientale in genere, anziché intervenire a valle delle sorgenti di inquinamento.

4.1 OBIETTIVI DEL RISANAMENTO AMBIENTALE.

Nel presente paragrafo vengono delineati gli obiettivi generali del Piano di Disinquinamento e gli obiettivi specifici per il recupero della qualità ambientale e per la riqualificazione e valorizzazione naturalistica e paesaggistica, anche tenendo conto delle peculiarità del territorio dell'area a rischio. Gli obiettivi definiti sono mirati a livello generale ad un miglioramento della qualità ambientale per le componenti atmosferica, idrica e del suolo, al risanamento ed eliminazione di situazioni puntuali di inquinamento del suolo, all'ottimizzazione dell'uso delle risorse, comprese quelle di natura paesaggistica, ed alla loro salvaguardia.

Allo scopo di integrare l'azione di risanamento in un progetto che tenga conto delle vocazioni socio-economiche e territoriali, tra gli obiettivi del Piano rientra anche il sostegno al migliore sviluppo economico e sociale dell'area, attraverso una concreta valorizzazione delle risorse naturali e culturali, effettuata compatibilmente alle attività presenti.

Relativamente al risanamento atmosferico (Sottoparagrafi 4.1.1 e 4.1.2), si deve operare al fine di:

- ridurre le emissioni puntuali di sostanze inquinanti dal comparto industriale;
- limitare la polverosità diffusa, che interessa soprattutto il comprensorio industriale di Portovesme e sembra estendersi su un'ampia superficie ad esso circostante.

In materia di inquinamento del suolo e smaltimento dei rifiuti (Sottoparagrafi 4.1.3, 4.1.4 e 4.1.5), gli obiettivi a cui tendere sono:

- la riduzione progressiva dell'entità dei rifiuti da smaltire;
- la realizzazione di adeguate strutture per il trattamento e/o smaltimento dei rifiuti industriali;
- il ripristino della qualità del suolo in presenza di siti di stoccaggio e discarica non controllati di rifiuti industriali;
- l'adeguamento degli utilizzi del suolo alla qualità.

Relativamente agli obiettivi di risanamento idrico, compreso quello dell'ambiente marino (Sottoparagrafi 4.1.6, 4.1.7, 4.1.8, 4.1.9), è necessario;

- ricondurre a norma la situazione registrata nell'area portuale;
- contenere e progressivamente eliminare le situazioni puntuali di inquinamento rilevate, anche per quanto riguarda le acque salmastre e marine;
- razionalizzare il sistema depurativo e ridurre l'inquinamento idrico sotterraneo e superficiale;
- assicurare e salvaguardare per le acque sotterranee di maggior pregio un livello qualitativo idoneo alla destinazione idropotabile;
- assicurare e salvaguardare per le acque superficiali di maggior pregio un livello qualitativo idoneo all'uso

potabile ed irriguo e alla conservazione dell'ambiente naturale;
 - assicurare e salvaguardare per le acque marine un livello qualitativo idoneo alla balneazione ed alla conservazione dell'ambiente naturale e delle risorse ittiche;
 - razionalizzare l'approvvigionamento idrico civile, industriale ed agro-zootecnico, in modo da evitare utilizzi non ottimali e dispersioni di risorsa.
 Relativamente al patrimonio paesaggistico e agli ecosistemi naturali (Sottoparagrafi 4.1.10, 4.1.11 e 4.1.12), gli obiettivi del Piano sono:
 - promuovere interventi di riqualificazione urbana e territoriale e su infrastrutture localizzate in modo da ridurre e compensare gli effetti negativi inevitabili determinati dalla presenza di un polo industriale di notevoli dimensioni;
 - risanare gli ecosistemi degradati (in particolare Stagno di Sa Masa e Is Pruinis);
 - promuovere interventi di sostegno allo sviluppo socio-economico e turistico secondo azioni direttrici coerenti con la destinazione industriale dell'area e che rivalutino ed incentivino la fruizione delle aree di interesse naturalistico, paesaggistico e culturale.
 In questo quadro, va sottolineata la necessita' della compatibilita' tra Piano di Disinquinamento e sviluppo territoriale. Tale compatibilita' deve avere una doppia direzione di verifica: gli interventi proposti dal Piano tengono infatti conto della pianificazione territoriale esistente, in alcuni casi promuovendola integralmente, in altri integrandola. Analogamente dovra' essere garantita la compatibilita' degli interventi "esterni" al presente Piano, aventi origine dagli indirizzi di sviluppo regionale e degli Enti competenti, con gli obiettivi, le strategie e gli interventi promossi dal Piano medesimo.

4.1.1 RIDUZIONE DELLE EMISSIONI PUNTUALI DI SOSTANZE INQUINANTI.
 La principale fonte causale di inquinamento atmosferico e' costituita dalle attivita' industriali, particolarmente concentrate nell'area di Portovesme. Per la riduzione delle emissioni puntuali di sostanze inquinanti, le singole industrie stanno gia' operando od hanno sviluppato programmi autonomi di intervento che si trovano a diversi stadi di avanzamento. E' necessario procedere quindi al coordinamento, integrazione ed incentivazione di tali programmi, al fine di soddisfare completamente gli obiettivi di qualita' fissati per il comprensorio. Nel primo biennio di implementazione del Piano (breve termine), bisogna procedere all'adeguamento a norma delle emissioni inquinanti convogliate. Al termine di tale fase le emissioni di anidride solforosa e particolato dal comparto industriale risulteranno ridotte del 70-75 per cento rispetto ai livelli attuali. Successivamente (medio-lungo termine), in ragione della non comune concentrazione di sorgenti inquinanti nell'area di Portovesme, il semplice rispetto dei limiti normativi di emissione potrebbe rivelarsi un'azione insufficiente a raggiungere gli obiettivi di qualita' per gli indicatori critici e potrebbe risultare necessario imporre limiti piu' restrittivi, eventualmente definiti nel corso della fase di adeguamento stessa, soprattutto per le emissioni di metalli pesanti e altri microinquinanti per cui si siano accertati, mediante le analisi previste, evidenti fenomeni di bioaccumulo o accumulo nei suoli. Contestualmente a tali iniziative, bisogna sostenere l'impegno di ricerca da parte delle industrie mirato alla riduzione delle emissioni degli inquinanti. La riduzione delle emissioni puntuali in atmosfera di microinquinanti (in particolare piombo, cadmio, zinco e fluoro), cosi' come la limitazione della polverosita' diffusa (indicata nel seguito), ha due finalita' fondamentali: una, diretta, per il miglioramento della qualita' dell'ambiente atmosferico e una, indotta per la tutela della qualita' del suolo nel territorio circostante il polo industriale di Portovesme.

4.1.2 LIMITAZIONE DELLA POLVEROSITA' DIFFUSA.
 Il fenomeno piu' evidente del degrado ambientale nell'area considerata e' risultato la considerevole polverosita' diffusa, rilevabile in particolare all'interno e nelle immediate vicinanze dell'agglomerato industriale di Portovesme ed accentuato dalla notevole ventosita' della regione. E' necessario quindi operare al fine di limitare tale polverosita' riducendo numero ed estensione dei punti di emissione ed ottimizzando le operazioni di movimentazione e stoccaggio delle materie prime, dei prodotti finiti e dei materiali di risulta. Nel primo periodo a breve termine l'obiettivo e' quello di ridurre tali fenomeni, intervenendo sulle operazioni e sulle aree che presentano i piu' alti fattori di emissione. In tal senso si potra' intervenire per il contenimento delle fonti di emissione dell'ENEL, della Nuova Samim e dell'Eurallumina e la verifica della funzionalita' del previsto impianto di pelletizzazione della bauxite Boke' dell'Eurallumina medesima. Sempre nel breve termine la polverosita' diffusa potra' essere ridotta intervenendo per il risanamento di aree pubbliche (aree esterne agli stabilimenti e porto). Gli obiettivi di medio termine si prefiggono di ridurre ulteriormente fenomeni di polverosita' diffusa, in alcuni casi intervenendo in modo opportuno, dopo aver verificato la realizzazione degli obiettivi di breve termine, in altri casi operando per il risanamento di altri impianti e aree industriali (Alumix, Sardamag). L'intervento si avvarra' anche di misure "tampone", che generalmente non avranno pero' la caratteristica di semplici misure provvisorie, ma che rimarranno disponibili ed operanti, anche successivamente la realizzazione di interventi piu' articolati per l'eliminazione dei fenomeni di sollevamento di polveri. La razionalizzazione degli stoccaggi, che interessa l'area industriale in genere, ha tra le sue principali finalita'

anche la protezione delle acque superficiali e sotterranee da fenomeni di contaminazione.

4.1.3 RIDUZIONE DEI QUANTITATIVI DI RIFIUTI INDUSTRIALI DA SMALTIRE.

In considerazione degli ingenti quantitativi e delle caratteristiche dei rifiuti prodotti dalle attività industriali, dei programmi di sviluppo esistenti (in particolare la realizzazione della desolforazione e l'eventuale utilizzo di carbone Sulcis da parte dell'ENEL) e dell'inevitabile, seppure contenuto, impatto ambientale determinato dalle infrastrutture di smaltimento controllato dei rifiuti, e' necessario sviluppare e mettere a punto su scala industriale tecniche avanzate di trattamento e riciclo, che consentano un maggiore recupero dei sottoprodotti, una loro maggiore valorizzazione anche economica e conseguentemente una complessiva riduzione delle quantità di rifiuti da smaltire.

Va peraltro notato che, a causa dell'attuale stato di fatto (con particolare riferimento alla situazione per gli stabilimenti Eurallumina e Nuova Samim), del prevedibile incremento delle produzioni di ceneri e gessi da parte delle Centrali ENEL-Sulcis e dell'assenza di concrete prospettive a breve termine per l'applicazione su scala industriale dei risultati di sperimentazioni condotte nel settore, la riduzione dei quantitativi di rifiuti da smaltire rappresenta ad oggi un obiettivo di difficile quantificazione in termini specifici ed operativi. Esso potrà tuttavia essere meglio definito nel corso delle verifiche a valle della prima fase di attuazione del Piano. Va inoltre favorito il riutilizzo dei rifiuti, assicurando di non pregiudicare quanto già sviluppato in passato (in particolare l'ENEL ha avviato a riutilizzo oltre 100000 tonnellate di ceneri per anno) ed incentivando nuove possibilità.

4.1.4 REALIZZAZIONE DI ADEGUATE INFRASTRUTTURE DI SMALTIMENTO DEI RIFIUTI INDUSTRIALI.

Alla luce delle specifiche esigenze delle locali realtà industriali e delle dimensioni del problema dei rifiuti industriali, determinato dai notevoli quantitativi in gioco e dalle loro caratteristiche, ed alla luce dei programmi di sviluppo esistenti, occorre predisporre strutture autonome e specifiche per il trattamento e lo smaltimento di tali rifiuti. Tali interventi devono attuarsi in via prioritaria e indipendentemente dall'esito delle ricerche, che vanno comunque incentivate, per l'applicazione su scala industriale di appropriate tecniche riduzione dei rifiuti e di riciclo.

Pur confermando la validità delle analisi e delle conclusioni delle elaborazioni relative al nuovo Piano Regionale di Smaltimento Rifiuti Speciali, lo specifico approfondimento dello studio di tali problematiche per l'area industriale di Portoscuso ha evidenziato la necessità di strutture specifiche che siano in grado di soddisfare i futuri fabbisogni stimabili in circa 150000-200000 tonnellate all'anno, pari a circa 1.5-2 milioni di tonnellate per un orizzonte temporale di dieci anni, senza considerare i residui (fanghi rossi) prodotti da Eurallumina.

Al fine di ridurre l'impatto ambientale di tali strutture e, nel contempo, di contribuire a ridurre l'impatto paesaggistico delle attività estrattive e minerarie dismesse, e' obiettivo del Piano promuovere interventi localizzati in siti degradati da tali attività che, per la struttura del substrato e per la loro ubicazione rispetto ai centri abitati, risultino idonei ad ospitare un deposito controllato in sicurezza.

4.1.5 RECUPERO E TUTELA DELLA QUALITÀ DEI SUOLI

A fronte dei fenomeni di degrado rilevati a seguito degli smaltimenti non conformi alle caratteristiche richieste per le discariche di Seconda Categoria Tipo B, occorre provvedere alla completa bonifica ed all'adeguamento di tali smaltimenti esterni ai perimetri industriali.

Per quanto riguarda gli stoccaggi ed i depositi interni a tali perimetri, deve essere assicurato il controllo ed l'eliminazione del pericolo di inquinamento delle acque di falda e superficiali. Per quanto riguarda il problema di inquinamento dei suoli, rilevato in particolare nell'intorno dell'area industriale di Portovesme, la riduzione delle emissioni convogliate in atmosfera e la limitazione della polverosità diffusa, di cui ai Sottoparagrafi 4.1.1 e 4.1.2, determineranno un impatto positivo sulla qualità dei suoli nel territorio circostante le aree industriali.

Partendo da tali interventi, sarà necessario, inoltre, procedere ad attività di riorganizzazione e di ridefinizione dell'uso dei suoli, per compatibilizzarlo ai livelli di qualità degli stessi.

4.1.6 RECUPERO DELLA QUALITÀ DELLE ACQUE MARINE

La base conoscitiva disponibile ha evidenziato che l'inquinamento marino appare principalmente circoscritto, anche a causa del regime correntometrico litoraneo, a quattro zone corrispondenti all'area portuale di Portovesme, alla laguna di Bau Cerbus, al litorale di Fontanamare ed allo stagno Is Prunis. Il risanamento della qualità idrochimica e biologica e' direttamente connesso alla soluzione degli estesi problemi di inefficienza e insufficienza dei sistemi depurativi ed alla bonifica delle situazioni di contaminazione acuta del territorio (discariche non controllate) che costituiscono obiettivi di Piano. Per l'area di Fontanamare, inoltre, risulta evidente la necessità di intervenire per mitigare gli effetti di fonti causali di degrado

(dilavamento di discariche non controllate di sterili di miniera e scarico di acque di eduazione ricche in metalli pesanti) del comparto minerario presente ed attivo nel bacino, soprattutto nel limitrofo Comune di Iglesias. E' inoltre necessario operare al fine di:

- bonificare i fondali interessati da fenomeni di contaminazione dei sedimenti da parte di sostanze inquinanti di origine industriale;
- eliminare i fenomeni di perturbazione termica riscontrati nell'area antistante il bacino portuale di Portovesme.

Deve essere garantito infine un livello qualitativo delle acque marine idoneo alla balneazione lungo tutta la costa, allo sfruttamento della risorsa ittica ed alla conservazione dell'ambiente naturale, con la sola possibile eccezione delle acque dei bacini portuali.

4.1.7 RISANAMENTO DELLA QUALITA' DELLE ACQUE SOTTERRANEE

L'assenza di un monitoraggio sistematico della qualita' delle acque di falda non consente di definire, se non puntualmente, lo stato attuale della risorsa. Tuttavia, obiettivo del Piano deve essere la salvaguardia della qualita' di tali acque: si dovra', quindi, garantire la possibilita' di utilizzo a scopi idropotabili delle falde risultate di maggior pregio. La carenza di informazioni non consente attualmente di quantificare tale obiettivo: il sistema di monitoraggio previsto fornira' i dati necessari nel corso della prima fase di implementazione del Piano. Per quanto concerne l'agglomerato industriale di Portovesme, occorre circoscrivere e contenere progressivamente i fenomeni di contaminazione della risorsa idrica sotterranea all'area destinata agli insediamenti produttivi (falda idrica nell'area di Stabilimento Eurallumina).

4.1.8 RISANAMENTO DELLA QUALITA' DELLE ACQUE SUPERFICIALI

E' innanzitutto necessario assicurare il rispetto per tutti gli scarichi dei limiti fissati nella Tabella A della Legge 10 Maggio 1976 No.319 e razionalizzare il sistema depurativo civile ed industriale.

In ambito industriale occorre inoltre:

- incentivare i programmi (del resto gia' parzialmente sviluppati) per il ricircolo delle acque di processo al fine di ridurre gli scarichi;
- controllare i fenomeni di sversamento accidentale di sostanze inquinanti;
- regimare le acque scolanti su superfici potenzialmente contaminate e su aree di stoccaggio e/o scarica di rifiuti.
- Per quanto riguarda il comparto civile, il principale obiettivo e' il ripristino e l'adeguamento della funzionalita' dei depuratori dei reflui civili ed, in secondo ordine, il miglioramento dello stato delle reti fognarie.

Deve essere garantito un livello qualitativo della risorsa di maggior pregio idoneo all'uso potabile (almeno classe A3) ed irriguo ed alla conservazione dell'ambiente naturale. Per quanto riguarda la qualita' della risorsa idropotabile, si ritiene utile segnalare l'opportunita' di una piu' approfondita analisi della situazione depurativa a monte degli attuali bacini di approvvigionamento, ubicati nei comuni al di fuori dell'area a rischio.

Livelli qualitativi idonei all'uso irriguo delle acque devono essere garantiti, in particolare, per il territorio di S. Giovanni Suergiu interessato da una diffusa attivita' agricola.

4.1.9 RAZIONALIZZAZIONE DEGLI APPROVVIGIONAMENTI IDRICI

In considerazione della carenza di risorsa per l'approvvigionamento idropotabile rilevata per l'area a rischio, oltre a cercare comunque di ridurre globalmente le dispersioni, occorre perseguire l'obiettivo di una drastica riduzione dei prelievi idrici per usi industriali da risorsa pregiata. E' quindi necessario incentivare l'adozione di processi che prevedano il ricircolo delle acque, secondo una tendenza peraltro gia' manifestata dalla stessa industria, e l'utilizzo di acque di inferiori caratteristiche qualitative, liberando risorse pregiate per usi idropotabili ed agrozootecnici.

Tale obiettivo puo' essere quantificato, per il comparto industriale, nella riduzione dei prelievi idrici da risorse di pregio a circa cinque milioni di metri cubi annui nel medio termine, con un decremento dei livelli attuali di circa tre milioni di metri cubi (pari al 35 per cento circa).

Cio' consentira' il recupero di risorsa idrica da destinare ad usi potabili, il cui fabbisogno si puo' stimare attualmente superiore alla disponibilita' di almeno 1.5 milioni di metri cubi. Nel medio-lungo termine si deve infine operare per migliorare il sistema di approvvigionamento irriguo, in particolare nel settore meridionale, in considerazione del previsto aumento del fabbisogno.

4.1.10 RIQUALIFICAZIONE URBANA E TERRITORIALE DEL POLO INDUSTRIALE

Il degrado territoriale dell'area (a cui ha contribuito anche una intensa attivita' mineraria ed estrattiva) trova la sua massima espressione nel comune di Portoscuso, in relazione alla presenza dell'agglomerato industriale di Portovesme.

E' pertanto necessario operare al fine di:

- creare una fascia di rispetto opportuna all'intorno dell'agglomerato industriale;
- mitigare l'impatto paesaggistico determinato dalle infrastrutture e dalle operazioni industriali;
- migliorare l'organizzazione urbanistica dell'area industriale.

4.1.11 RECUPERO E VALORIZZAZIONE PAESAGGISTICI E NATURALISTICI

Fatta salva la prioritaria bonifica di eventuali siti contaminati (Sottoparagrafo 4.1.5), occorre intervenire per il recupero di aree degradate di particolare rilevanza naturale e paesaggistica, per la protezione e la valorizzazione delle aree e dei biotopi di pregio naturalistico, preservandoli dall'interazione antropica, e per il recupero di siti di particolare interesse culturale e di particolare rilevanza di archeologia industriale ed artigianale. In tale contesto rappresentano un obiettivo di risanamento gli interventi di recupero degli stagni di Sa Masa e Is Pruinis.

4.1.12 SOSTEGNO ALLO SVILUPPO SOCIO-ECONOMICO E TURISTICO

In considerazione dell'attuale situazione dell'area e delle ipotesi di sviluppo previste, occorre intervenire sul sistema infrastrutturale, ed in particolare sulla rete viaria e le infrastrutture portuali, al fine di ridurre gli impatti diretti ed indotti determinati dalla presenza del nucleo industriale e prevenire la formazione di eventuali nodi e punti critici per l'accessibilita'.

Occorre inoltre promuovere interventi compatibili con i programmi di sviluppo dei diversi settori, contribuendo all'ottimizzazione delle attivita' secondo le principali vocazioni territoriali rilevate. In particolare:

- si deve contribuire allo sviluppo della pratica agricola e zootecnica nel territorio comunale di S. Giovanni Suergiu;

- occorre sostenere la vocazione e le aspirazioni di sviluppo turistico di S. Antioco, Portoscuso e Gonnese, compatibilmente con le attivita' industriali presenti, promuovendo la valorizzazione dei beni culturali e di aree ad elevato pregio ambientale e paesaggistico e la realizzazione di itinerari turistici specifici;
- occorre sostenere la riqualificazione di Carbonia, come centro dei servizi, con particolare riferimento ad iniziative di ricerca e recupero ambientale e territoriale.

4.1.13 INTERVENTI DI SUPPORTO E CONTROLLO DEL PIANO

Per fornire al Piano gli strumenti tecnici necessari di supporto, occorre in primo luogo realizzare un efficiente sistema di monitoraggio integrato per il controllo della qualita' ambientale e dell'efficacia delle iniziative di Piano e un sistema informativo di controllo dell'avanzamento del Piano medesimo. Sara' inoltre necessario prevedere un'attivita' di formazione su due distinti livelli:

- formazione iniziale di laureati e tecnici per la prevenzione dei fenomeni di inquinamento e l'utilizzo delle migliori tecnologie;
- promozione di occupazione giovanile aggiuntiva nel campo del risanamento e tutela ambientale.
- I campi d'azione devono essere i seguenti:
- gestione delle iniziative permanenti del Piano;
- gestione dei sistemi di monitoraggio;
- controllo dello stato di qualita' ambientale;
- controllo delle tecnologie applicate su scala industriale per la riduzione ed il contenimento dell'impatto ambientale; d
- diffusione dell'informazione ambientale.

Oltre al controllo sistematico della qualita' dell'ambiente per le diverse componenti ed all'analisi dell'evoluzione ambientale e dell'efficacia degli interventi, e' necessario prioritariamente avviare alcuni studi di supporto al Piano, con particolare riferimento agli aspetti di riduzione dei quantitativi di rifiuti industriali prodotti da smaltire ed alla valutazione degli effetti delle attivita' industriali sulla salute della popolazione. Dovranno quindi essere eseguite indagini epidemiologiche, condotte con criteri scientificamente provati, ed analisi delle catene alimentari al fine di accertare l'assenza di effetti dannosi delle attivita' industriali presenti nell'area. Tale obiettivo e' stato stabilito in ragione della necessita' di fare chiarezza su tali problematiche di massimo rilievo e di colmare le notevoli lacune rilevate in tale settore, che hanno condotto in passato a discordanti interpretazioni.

In particolare, per quanto riguarda gli aspetti di informazione pubblica, e' necessario stabilire gli obiettivi di una informazione corretta ed accessibile circa lo stato di qualita' dell'ambiente e gli interventi di Piano, perseguendo un consenso consapevole e motivato da parte della popolazione coinvolta e, quindi, realizzando una sua reale partecipazione. Occorre quindi predisporre ipotesi di intervento appropriate e articolate per specifici settori di

popolazione.

4.2 STRATEGIE DI RISANAMENTO

Il presente Piano di Disinquinamento non si limita ad essere uno strumento di programmazione e pianificazione settoriale e puntuale, ma rappresenta uno strumento procedurale da cui deve scaturire un processo di indirizzo e gestione degli interventi per il disinquinamento e la tutela ambientale, rapportati e vincolati al contesto territoriale e socio-economico dell'area interessata.

Tale scelta di fondo si traduce:

- nella necessita' di caratterizzare l'area come un sistema aperto e complesso, costituito dalle componenti ambientali e dalle componenti antropiche tra loro interagenti;
- nella diversificazione degli interventi e delle iniziative di Piano.
- Per raggiungere gli obiettivi di risanamento delineati, si e' previsto un articolato insieme di interventi che si configurano secondo le tre linee d'azione seguenti:
- influire sui progressi;
- realizzare gli impianti di disinquinamento;
- ottimizzare la gestione.
- Conseguentemente vengono definite le seguenti valenze di indirizzo del Piano:
- risorse di prevenzione;
- risposte di investimento;
- risposte di gestione.

Il primo fondamento strategico su cui e' articolato il Piano di Disinquinamento prevede l'indifferibilita' degli interventi necessari a garantire il rispetto dei valori limite normativi, che devono essere attuati, con risorse proprie, nel piu' breve tempo possibile del soggetto responsabile. In fase d'avvio del Piano, in considerazione delle attuali carenze ed incertezze conoscitive denunciate, si e' ritenuto pertanto opportuno adottare, in particolare per quanto riguarda il controllo delle emissioni industriali, un approccio di tipo BACT (Best Available Control Technology), e cioe' sostanzialmente svincolato dall'evoluzione delle caratteristiche ambientali valutata sulla base di indicatori critici.

L'attivazione del sistema di monitoraggio ambientale integrato e del sistema informativo per il controllo dell'avanzamento del Piano permettera' di passare ad un approccio piu' evoluto di tipo AQM (Ambient Quality Management), in cui la conoscenza approfondita del reale stato dell'ambiente e l'analisi e valutazione degli scenari evolutivi dovrebbero chiarire gli effetti cumulativi determinati dall'insistere sul territorio di tutte le attivita' produttive, fissare in modo piu' puntuale e preciso (anche dal punto di vista temporale) gli obiettivi di qualita' e gli obiettivi funzionali specifici e condizionare pertanto le scelte per il contenimento degli impatti, incentivando in ultima analisi la ricerca "ambientale" da parte del comparto industriale. Gli interventi e le iniziative di ricerca mirati al miglioramento progressivo delle condizioni ambientali ed al raggiungimento degli obiettivi di qualita' ambientale, per situazioni gia' contenute o rientrate entro gli standard normativi, devono essere incentivati e promossi opportunamente. Il risanamento deve quindi assegnare prioritariamente alle risposte di prevenzione e pertanto essere il piu' possibile strutturale, limitando l'inquinamento, e le problematiche ambientali in genere, alla fonte (i processi) piuttosto che prevedendo infrastrutture di disinquinamento a valle dei processi.

Nella maggior parte dei casi le tecnologie per la realizzazione di interventi strutturali di risanamento sono gia' disponibili su scala industriale, mentre in taluni casi tale sviluppo non e' ancora stato raggiunto. E' pertanto necessario in tali casi, a fianco degli opportuni interventi infrastrutturali nel breve-medio termine, incentivare gli sviluppi tecnologici per soluzioni strutturali nel lungo termine.

Tuttavia, privilegiare la prevenzione e, quindi, soluzioni strutturali pone problemi di implementazione non trascurabili. Si tratta di fornire indirizzi per politiche di orientamento e sostegno dei comportamenti e di assicurare la realizzazione di un insieme di interventi da parte dei soggetti operanti nel territorio, sovente autonomi nelle scelte. Per raggiungere tale obiettivo occorre realizzare un equilibrato coagulo di strumenti di sensibilizzazione, iniziative di partecipazione e vincoli normativi, prescrizioni tariffarie e/o incentivazioni agli interventi tali da:

- rendere economicamente conveniente l'adozione degli interventi ritenuti necessari;
- non penalizzare l'attivita' economica nell'area rispetto alla concorrenza sia nazionale che internazionale;
- favorire, se possibile, un parallelo processo di innovazione tecnologica che incrementi la produttivita' e l'occupazione (nei limiti posti dall'andamento dei mercati);
- non "premiare" una situazione pregressa di inquinamento, trasferendo a carico dello Stato oneri che, anche a norma di legge, spettano ai soggetti responsabili.

Dove l'intervento di disinquinamento a valle dei processi e' indifferibile e dove si sia verificata la necessita' di infrastrutture dedicate, sono necessari investimenti per la realizzazione dei progetti ed iniziative che consentano il raggiungimento degli obiettivi di Piano fissati. I soggetti titolari di tali attivita' sono principalmente gli Enti competenti e gli organismi delegati. Vengono definiti in tal caso gli adeguati strumenti per la pianificazione del disinquinamento, che possono essere costituiti da:

- proposte progettuali;
- soluzioni tecnologiche;
- criteri per la determinazione dell'efficacia degli interventi.

Sono stati, inoltre, previsti idonei strumenti di gestione, rappresentati da tutte le procedure e le strutture organizzative mirate all'avvio e al mantenimento del controllo ed al governo del sistema di iniziative e di investimenti. Per la completa ed efficiente gestione delle iniziative, pertanto, verranno realizzati.

- un sistema di controllo integrato ambientale;
- un sistema informativo di controllo dell'attuazione del Piano;
- un sistema di formazione tecnica specialistica;
- un sistema di raccordo e relazione tra i soggetti;
- un sistema per la ricerca applicata;
- un sistema di informazione ambientale.

L'assenza di un adeguato sistema di monitoraggio integrato della qualità ambientale determina, in particolare, notevoli carenze nella base di dati necessari allo sviluppo di un completo ed ampio quadro conoscitivo dell'ambiente dell'area a rischio. Il previsto sistema di monitoraggio integrato consentirà di controllare in modo continuo e con sufficiente uniformità ed estensione le diverse componenti ambientali ed i parametri indicatori critici e, specificamente, potrà:

- integrare le conoscenze attuali;
- controllare lo stato di qualità dell'aria e del suolo e lo stato qualitativo-quantitativo delle risorse idriche e valutare l'andamento spazio-temporale delle concentrazioni di inquinanti specifici;
- verificare il rispetto delle norme di legge, relativamente alle emissioni;
- soddisfare le esigenze di controllo per la protezione igienico-sanitaria in area a rischio;
- produrre opportuni feed-back di piano e consentire la valutazione dell'efficacia degli interventi di risanamento ed eventuali correzioni di linea e revisioni di tali interventi;
- consentire di produrre un'adeguata informazione al pubblico circa le problematiche ambientali in atto e l'evoluzione dello stato dell'ambiente;
- fornire un'adeguata base informativa per i programmi e le ipotesi di sviluppo futuro e per valutare preventivamente l'impatto ambientale di eventuali nuovi insediamenti sul territorio.

Pur nella consapevolezza che l'insieme degli interventi debba essere definito il più compiutamente possibile, un elevato grado di flessibilità caratterizza il presente Piano, che verrà aggiornato con continuità al fine di adeguare periodicamente gli interventi stessi a:

- informazioni aggiuntive che si acquisiranno nel corso del loro sviluppo;
- mutate situazioni tecnologiche che si andranno configurando nel periodo di realizzazione degli interventi stessi;
- effettive risposte dell'ambiente agli interventi proposti;
- mutata disponibilità delle risorse finanziarie.

In tal senso sono stati previsti momenti di verifica a cadenza biennale, per valutare le attività fino ad allora sviluppate, per identificare ulteriori iniziative di risanamento necessarie e, eventualmente, per riorientare o ridefinire alcune delle attività previste.

È stato comunque fornito, fin da ora, un attento inquadramento degli interventi, allo scopo di permettere la chiara identificazione degli interventi dovuti per norma e degli interventi inclusi in piani e programmi già esistenti, rispetto alle nuove iniziative di risanamento e valorizzazione proposte.

Va infine rilevato che il successo degli interventi di risanamento è fortemente condizionato dal supporto che essi otterranno dal sistema industriale. Ciò è vero in particolare per gli interventi strutturali che devono essere attuati dalle singole industrie, ma è anche vero per gli interventi infrastrutturali che devono risultare un servizio apprezzato ed utilizzato dall'industria. In tal senso è stata prevista una presenza attiva sul territorio nel periodo di attuazione del Piano con attività di controllo, informazione, formazione ed avviamento. Le previste attività di avviamento sono, in particolare, necessarie per:

- assicurare al completamento del Piano l'esistenza di sistemi operativamente funzionanti;
- garantire la fornitura dei servizi all'immediato completamento degli impianti prima che sia interamente sviluppata la politica tariffaria che deve assicurare le risorse per la gestione.

5.0 INTERVENTI DI RISANAMENTO

Il presente capitolo illustra in dettaglio l'articolazione del programma degli interventi di risanamento (Paragrafo 5.1). Per la rilevanza che tali problematiche hanno per l'area a rischio, i successivi Paragrafi 5.2 e 5.3 presentano poi alcune indicazioni preliminari sulla compatibilità dei programmi Carbosulcis ed ENEL (preventivamente agli ulteriori approfondimenti necessari) e sul bacino "fanghi rossi" in località Sa Foxi (situazione che verrà riconsiderata nel corso della prima verifica biennale del Piano alla luce dei nuovi dati ed informazioni disponibili).

5.1 ARTICOLAZIONE DEGLI INTERVENTI.

Sulla base dell'analisi dei dati esistenti e disponibili relativi allo stato di inquinamento ambientale, alle caratteristiche delle infrastrutture esistenti, nonché alle indicazioni di piani e progetti previsti dagli Enti competenti e dai soggetti responsabili, si è proceduto alla individuazione delle tipologie e delle caratteristiche fondamentali degli interventi necessari per il raggiungimento degli obiettivi di risanamento e riqualificazione territoriale dell'area a rischio. Tra gli interventi di Piano sono incluse anche iniziative di studio, ricerca, pianificazione e indagine.

Gli interventi risultano generalmente meglio definiti per il breve termine, mentre quelli da attuare nel medio-lungo termine vengono per lo più forniti a livello di indirizzi generali. Solo i risultati del monitoraggio mirato a valutare l'efficacia ed il buon esito degli interventi prioritari implementati ed a completare la base conoscitiva consentiranno di formulare in forma compiuta gli interventi per il lungo termine ed, eventualmente, modificare alcune tra le indicazioni del presente documento. Tale impostazione è coerente con il carattere aperto e flessibile del Piano, voluto nella consapevolezza della necessità di ulteriori e più approfondite verifiche delle attuali valutazioni e della necessità di evitare l'avvio di iniziative che si rivelino poi inutili od economicamente troppo onerose. Gli interventi sono articolati per finalità, tipologia e priorità e sono caratterizzati da un codice del tipo: Xm-n dove X è un codice letterale che indica la finalità, m è un codice numerico che indica la tipologia, mentre n è il numero progressivo per finalità e tipologia. La priorità è indicata separatamente. In relazione alla finalità, gli interventi sono divisi in gruppi e precisamente:

- interventi per la riduzione delle emissioni puntuali in atmosfera (codice A);
- interventi per la limitazione della polverosità diffusa (codice B);
- interventi per la realizzazione di adeguare infrastrutture di smaltimento rifiuti (codice C);
- interventi per il recupero e la tutela della qualità dei suoli (codice D);
- interventi per la riqualificazione urbana e territoriale del polo di Portovesme (codice E);
- interventi per il recupero della qualità delle acque marine e costiere (codice F);
- interventi per il risanamento della qualità delle acque superficiali e la razionalizzazione degli scarichi (codice G);
- interventi per la razionalizzazione degli approvvigionamenti idrici (codice H);
- interventi per il risanamento della qualità delle acque sotterranee (codice L);
- interventi per il recupero e la valorizzazione paesaggistici e naturalistici (codice M);
- interventi per il sostegno allo sviluppo socio-economico e turistico (codice N);
- studi e ricerche (codice P);
- strumenti per il supporto e il controllo del Piano (codice Q).

In relazione alla tipologia, gli interventi sono divisi in due gruppi:

- interventi addizionali rispetto alla messa a norma e/o quanto previsto nei programmi già finanziati (codice 1);
- interventi di messa a norma (da parte di soggetti privati) o previsti in programmi già finanziati (codice 2).

Tale suddivisione è principalmente finalizzata all'analisi dei fabbisogni finanziari, in quanto gli interventi del secondo tipo non incidono sui fabbisogni di risorse pubbliche per il Piano. A maggior chiarimento è specificato, nelle schede in appendice, se gli interventi del secondo gruppo siano interventi di messa a norma e/o siano interventi già finanziati.

Per quanto riguarda gli interventi di messa a norma (relativi ai soli soggetti privati), va rilevato che essi includono:

- interventi di adeguamento ai limiti di emissione;
- interventi di adeguamento ai limiti di scarico;
- interventi di ripristino conseguenti a fenomeni di degrado ambientale chiaramente attribuibile ad uno specifico soggetto privato.
- Per quanto riguarda la priorità, gli interventi sono classificati come:
 - PRIORITA' I: interventi fondamentali rispetto alle problematiche principali dell'area a rischio;
 - PRIORITA' II: interventi complementari rispetto alle problematiche principali oppure fondamentali per problematiche minori (o subordinati a esiti di interventi di Priorità I);
 - PRIORITA' III: interventi di completamento del risanamento (o subordinati a esiti di interventi di Priorità II);
 - PRIORITA' IV: interventi di valorizzazione o di sostegno allo sviluppo economico e turistico.

Dal punto di vista dell'articolazione temporale degli interventi (meglio esaminata nel Paragrafo 6.2), le varie classi di priorità corrispondono approssimativamente ad una scansione biennale dell'avvio degli interventi stessi.

Per quanto riguarda ENEL e Nuova Samim, e' inoltre incluso nel Piano un intervento, descritto in Allegato B al decreto, per la limitazione immediata dei fenomeni di polverosità diffusa durante le operazioni di scarico e movimentazione delle materie prime nell'area portuale di Portovesme ed esterna agli stabilimenti. Tale intervento costituisce una prescrizione temporanea a carattere gestionale da adottare nelle more della realizzazione degli interventi permanenti B1-6 (per Nuova Samim) e B2-8 (per ENEL), descritti in appendice al presente Piano.

Va infine precisato che gli interventi di Piano sono per lo più interventi tesi a migliorare gli aspetti di carattere strutturale ed infrastrutturale risultati critici per l'ambiente ed il territorio dell'area a rischio. E' peraltro risultata evidente la necessità di realizzare una corretta gestione territoriale ed ambientale dell'area, in particolare migliorando l'organizzazione e l'efficienza dei controlli dello stato delle componenti ambientali e delle principali fonti causali di impatto, ottimizzando l'utilizzo delle risorse, utilizzando in maniera ottimale le infrastrutture di disinquinamento e protezione ambientali, sia esistenti che di nuova realizzazione, e pervenendo ad un completo coordinamento delle autorizzazioni per quanto riguarda le attività con possibile impatto ambientale.

A tale scopo sono finalizzati alcuni studi ed interventi previsti, ed in modo particolare tutti gli strumenti per il supporto ed il controllo del Piano (interventi di codice Q).

Per quanto concerne tutti gli interventi, ed in particolare le attività di studio e ricerca previste nei diversi settori, dovranno essere tenuti in debita considerazione i risultati e concertati i collegamenti con i programmi di ricerca applicata in corso a livello comunitario e nazionale, quali i progetti dimostrativi di cui all'Art. 12 della Legge 9 Gennaio 1991, No. 10, ed alcune aree di ricerca del Programma nazionale di ricerca e di formazione per l'ambiente, coordinamento dal Ministero per l'Università e la Ricerca Scientifica e Tecnologica.

Gli interventi sono riassunti in Tabella 3 e sono descritti sinteticamente nelle schede riportate in appendice al presente Piano.

In tali schede gli interventi sono principalmente definiti in termini funzionali, dopo aver verificato la loro fattibilità tecnologica, rinviando alla fase di definizione operativa degli interventi la definizione delle modalità di intervento e dei relativi elementi progettuali. In tale situazione si è quindi proceduto a fornire indicazioni di costi e tempi di realizzazione degli interventi, le quali, per le ragioni suddette, sono ovviamente approssimate, ma la cui funzione deve intendersi finalizzata alle stime globali (per le quali le singole approssimazioni tenderanno statisticamente a compensarsi) necessarie per la definizione delle risorse complessive per l'attuazione del Piano.

5.2 COMPATIBILITÀ DEI PROGRAMMI ENEL E CARBOSULCIS

Nel presente paragrafo vengono brevemente esaminati i programmi di sviluppo a medio-lungo termine di ENEL e la loro connessione con il Progetto Carbosulcis per lo sfruttamento minerario del bacino carbonifero del Sulcis.

In particolare tali programmi prevedono:

- nel breve termine, la realizzazione dell'unità di desolforazione della Centrale del Sulcis;
- nel breve-medio termine, l'utilizzo di carbone del Sulcis come principale combustibile della Centrale;
- nel lungo termine, la possibile realizzazione di una centrale a ciclo combinato mediante un impianto di gassificazione del carbone del Sulcis.

La realizzazione di tali programmi dovrebbe determinare, da una parte, un generale impatto positivo sulla qualità dell'ambiente atmosferico e, dall'altra, interferire con lo stato della componente suolo, con particolare riferimento alla produzione di ceneri e gessi ed alle problematiche connesse al loro riutilizzo, trattamento e/o smaltimento ambientalmente compatibile.

Il progetto di coltivazione del bacino carbonifero del Sulcis promosso dal Carbosulcis è il progetto più rilevante per rivitalizzare il comparto minerario e la sua importanza appare notevole sia in termini occupazionali (occupazione a regime di circa 1900 unità lavorative), che per le sue indubbe ricadute ambientali. Va notato che, secondo i programmi annunciati, la produzione annua a regime di circa 1.7 milioni di tonnellate di carbone lavato dovrebbe andare, per oltre il 75 per cento, ad alimentare la Centrale del Sulcis. La stretta interdipendenza creata tra tale progetto e quelli per l'adeguamento delle infrastrutture di produzione energetica pone una serie di quesiti che risultano ancora sostanzialmente aperti:

- la destinazione e l'eventuale riutilizzo produttivo dei notevoli quantitativi annui di gesso chimico, generati dall'impianto di desolforazione in programma da parte dell'ENEL. Sebbene anche l'utilizzo di carbone importato ed olio combustibile possa dare origine a non trascurabili produzioni di gesso (fino a circa 150000 tonnellate annue), il funzionamento della Centrale con il prevalente utilizzo di carbone Sulcis incrementerebbe tali quantitativi a valori stimati pari ad oltre 500000 tonnellate all'anno;

- l'individuazione delle soluzioni più idonee per il recupero degli ingenti quantitativi di calcare necessario per la desolforazione, senza determinare ulteriori rilevanti danni paesaggistico-ambientali nella regione;
- la soluzione delle problematiche relative alla movimentazione, trasporto e stoccaggio temporaneo di considerevoli quantitativi di carbone, calcare, gesso e delle possibili conseguenze ambientali;

- nel lungo termine, la compatibilità ambientale della realizzazione di una nuova centrale ENEL a ciclo combinato mediante gassificazione per l'utilizzo del carbone del Sulcis.

5.2.1 PRODUZIONE E SMALTIMENTO DEL GESSO E DELLE CENERI

Per l'abbattimento dell'anidride solforosa nelle emissioni, l'ENEL ha optato per i desolforatori calcare-gesso, in quanto essi dovrebbero permettere, in linea generale, di ottenere un gesso chimico di buona qualità commerciale e come tale più facilmente riciclabile come materia prima seconda. La quantità di gesso chimico prodotta dalla Centrale del Sulcis dovrebbe variare a seconda del tipo di combustibile utilizzato. In particolare:

- il funzionamento con carbone d'importazione (circa 1 per cento di zolfo) ne dovrebbe produrre circa 80000 t/anno;
- il funzionamento con olio combustibile (circa 3 per cento di zolfo) ne dovrebbe produrre circa 150000 t/anno;
- il funzionamento con carbone del Sulcis (6-8 per cento di zolfo) ne dovrebbe produrre circa 650000 t/anno.
- Va inoltre notato che l'unità di desolforazione in via di realizzazione potrebbe produrre gesso a due livelli:
- gesso risultante dal primo stadio di assorbimento dell'anidride solforosa, probabilmente carico di impurezze, per un quantitativo massimo di 500000 t/anno;
- gesso prodotto dalla seconda torre di assorbimento, molto più puro e la cui produzione massima potrebbe raggiungere circa 170000 t/anno.

Per quanto riguarda le ceneri, già attualmente ne vengono prodotte dalla Centrale del Sulcis, con l'impiego di carbone d'importazione, circa 115000 t/anno; di esse circa il 94 per cento è stato in passato riutilizzato in cementifici ed industrie dei calcestruzzi.

L'utilizzo del carbone del Sulcis potrebbe condurre a quantitativi di ceneri circa raddoppiati e stimabili pari a circa 200000 t/anno di ceneri leggere a 40000 t/anno di ceneri pesanti.

È quindi possibile in via preventiva stimare, nell'ipotesi di utilizzo sistematico di carbone del Sulcis, e rispetto alle attuali condizioni, un'eccedenza di circa 800000 t/anno di residui industriali che, sulla base dell'evoluzione in campo normativo, dovrebbero essere in modo ambientalmente compatibile riutilizzati, con o senza trattamento, e/o smaltiti.

Va rilevato che, per quanto si riferisce al gesso, stime preliminari indicano che, anche sostituendo totalmente l'attuale consumo di gesso naturale (circa 50000 t/anno) in Sardegna con gesso chimico da desolforazione, resterebbe un surplus di gesso variabile tra 30000 e 600000 t/anno, in funzione della tipologia di combustibile utilizzato nella Centrale.

5.2.2 IMPIANTO DI GASSIFICAZIONE DEL CARBONE

ENEL ha deliberato nell'Ottobre 1991 la realizzazione, nell'area del Sulcis, di un impianto termoelettrico a ciclo combinato della potenza di circa 340 MWe, alimentato da un sistema di gassificazione del carbone. Al di là dei motivi di interesse dell'ENEL allo sviluppo ed alla messa a punto industriale ed all'affermazione su base economica degli impianti di gassificazione, la scelta di localizzare questo impianto nell'area del Sulcis risulta legata alla utilizzazione del carbone estratto dalle miniere di quest'area: le sue caratteristiche potrebbero rendere più competitivi i costi di produzione dell'energia elettrica da un impianto di gassificazione. In base a quanto annunciato l'impianto sarà articolato in due sezioni, ciascuna utilizzando una diversa tecnologia di gassificazione ed alimentante un turbogas standard ENEL. Ciascuna delle due sezioni di gassificazione potrà essere alimentata o con carbone del Sulcis, in questo caso con un consumo globale di carbone pari a circa 170 t/h, o con carbone di importazione eventualmente miscelato con carbone del Sulcis, nel qual caso il consumo globale sarebbe pari a circa 140 t/h.

Le due differenti tecnologie previste per le due sezioni di gassificazione sono rispettivamente:

- processo a letto fisso con alimentazione del carbone in pezzatura;
- processo a letto trascinato con alimentazione a base di miscela acqua-carbone.

Un esame preliminare degli aspetti ambientali del processo di gassificazione, sulla base della documentazione tecnico-scientifica disponibile a livello internazionale, ha evidenziato che:

- i processi di gassificazione presentano alcune caratteristiche di natura ambientale che sembrano renderli preferibili ai sistemi convenzionali di produzione di energia alimentati direttamente a carbone. In generale, le quantità di rifiuti solidi, liquidi e gassosi che possono essere prodotti da un processo di gassificazione a ciclo combinato sono inferiori a quanto risulta da impianti convenzionali pur in presenza di opportuni sistemi di trattamenti dei fumi (ivi esclusa la desolforazione); anche il consumo di materie prime, quali carbone e acqua, risulta significativamente contenuto;
- i processi di gassificazione generano sostanzialmente i seguenti sottoprodotti:
- ceneri estratte dal reattore di gassificazione, eventualmente frammiste a sorbenti o ad additivi;
- ceneri volanti originate dall'abbattimento del materiale particellare a secco o ad umido;
- prodotti solidi derivanti dai sistemi di trattamento dei gas e delle acque;

- residui solidi, quali catalizzatori esausti, frammenti di materiale refrattario, ecc;
- tanto le scorie che le ceneri provenienti dal processo di gassificazione possono trovare un potenziale impiego in diversi settori merceologici. Esse possono rappresentare dei sostituti alternativi dei materiali tradizionali, il cui reperimento comporta abitualmente il consumo di risorse nazionali. L'utilizzo dei sottoprodotti di gassificazione, comuni in parte anche ai tradizionali impianti energetici a carbone, consentirebbe, in un quadro normativo certo che tenga conto della importanza economica di alcuni residui industriali e della compatibilità ambientale di un loro impiego, di affrontare in modo ambientalmente corretto ed alternativo al conferimento in discarica il problema dello smaltimento dei consistenti quantitativi di residui solidi comunemente prodotti durante il processo;

- un ulteriore aspetto interessante di tale sistema è riconducibile alla capacità di controllare in modo efficiente le emissioni in atmosfera, che rappresentano, nei sistemi tradizionali di produzione di energia, uno dei principali fattori di inquinamento.

I processi di gassificazione, infatti, dovrebbero realizzare una completa trasformazione del carbone in gas e la rimozione, direttamente nel sistema di pulizia del gas combustibile, prima che esso venga avviato alla turbina, delle impurità contenute nel gas grezzo;

- le acque di rifiuto (acque di raffreddamento rapido o di trattamento dei gas) derivanti dai processi di gassificazione e depurazione dei gas contengono, in percentuali che dipendono dalla composizione chimica della materia prima e dal tipo di processo impiegato, ammoniaca, carbonati, solfiti, cianati, metalli in tracce, idrocarburi liquidi quali olii e catrami, fenoli e acido solfidrico.

Tutti i flussi di queste acque devono essere trattati con una combinazione di processi (defenolazione, trattamenti biologici, stripping dell'ammoniaca e dei componenti volatili, carboni attivi, filtrazioni di vario tipo). La maggior parte dei reflui trattati può essere reimpressa nel ciclo, mentre la parte solida residua viene generalmente smaltita.

5.2.3 VALUTAZIONI CONCLUSIVE.

Sebbene si ritenga necessario, vista la rilevanza per la definizione degli scenari ambientali futuri per l'area, un approfondimento specifico delle analisi sui programmi di ENEL e Carbosulcis e sulle loro possibili interazioni e rimodulazioni, sulla base delle analisi preliminari ad oggi effettuate emerge che:

- il sistematico utilizzo del carbone del Sulcis con tecnologie convenzionali (anche con desolforazione) dovrebbe avere rilevante impatto ambientale, in particolare per quanto riguarda la produzione di gesso chimico, e appare difficilmente compatibile in un'area critica come Portoscuso;

- l'impianto di gassificazione potrebbe determinare impatti ambientali estremamente contenuti, in particolare per quanto riguarda le emissioni in atmosfera, e potrebbe rappresentare una scelta compatibile nell'area, per un futuro incremento di potenza;

- l'ubicazione dell'impianto di gassificazione rappresenta un problema cruciale per la compatibilità dell'impianto medesimo.

Sulla base dei dati ad oggi disponibili e nell'ipotesi di utilizzo di carbone del Sulcis, sembrerebbe più opportuna una sua localizzazione al di fuori del nucleo industriale di Portovesme (quale una localizzazione a bocca di miniera);

- l'impianto di desolforazione della Centrale del Sulcis deve comunque essere realizzato, indipendentemente dalle prospettive di impiego del carbone del Sulcis, per la messa a norma delle emissioni di anidride solforosa;

- esiste il problema della possibile discrasia temporale tra l'inizio di una rilevante attività estrattiva dalle miniere del Sulcis e l'avvio dell'impianto di gassificazione.

Alla luce di quanto sopra ed in considerazione sia della rilevante valenza, sia economica che di potenziale impatto ambientale, delle scelte connesse con tali programmi sia della necessità di un maggior dettaglio informativo in particolare in relazione agli effettivi tempi di sviluppo dei diversi programmi in atto, si ritiene necessario provvedere ad un approfondimento specifico di tali problematiche, rinviando a tale approfondimento la definizione di indirizzi conclusivi. In particolare, tenendo anche conto dei diversi tempi di realizzazione di sviluppo dei vari programmi, l'approfondimento dovrà anche analizzare gli stadi intermedi a breve termine e a breve-medio termine.

5.3 BACINO "FANGHI ROSSI" IN LOCALITÀ SA FOXI.

Il bacino "Fanghi Rossi" in località Sa Foxi, in attività dal 1977 per lo smaltimento dei residui della lavorazione della bauxite da parte di Eurallumina, è stato recentemente oggetto di uno studio di compatibilità ambientale, concordato da Eurallumina stessa e l'Assessorato Regionale della Difesa dell'Ambiente. Tale studio, concluso nel 1991, ha espresso un parere positivo circa l'autorizzazione allo scarico dei fanghi rossi nell'attuale bacino fino al termine programmato.

Nell'Ottobre 1991, la Regione Sardegna ha pertanto autorizzato l'esercizio del bacino per cinque anni, vincolando l'autorizzazione medesima al rispetto di alcune prescrizioni.

Alla luce dell'esame della situazione ambientale e delle infrastrutture dell'intera area e in considerazione dello stato dell'arte in materia di smaltimento di fanghi rossi e dell'attuale dipendenza vitale dello stabilimento dall'esercizio del bacino, va rilevato che:

- non esiste allo stato attuale un'altra soluzione percorribile per lo smaltimento degli ingenti quantitativi di fanghi rossi prodotti da Eurallumina;
- non devono essere consentiti ampliamenti su altre superfici limitrofe di tale bacino, in considerazione delle sue caratteristiche relativamente alla normativa vigente, dello stato di fatto per i luoghi e delle indicazioni del Piano Paesistico in itinere sull'area della confinante Peschiera di Bau Cerbus;
- in ogni caso deve predisporre un programma di prima priorit  per l'esecuzione di sondaggi geognostici e geochimici atti ad accertare lo stato di integrit  delle strutture del bacino e del fondo dello stesso agli effetti del corretto contenimento dei fanghi. Sulla base dei riscontri obiettivi, quindi, dovranno essere decisi gli eventuali interventi di risanamento del bacino o l'individuazione di soluzioni alternative;
- deve essere prioritariamente attivato un progetto di ricerca per l'individuazione di soluzioni alternative di riutilizzo e/o smaltimento dei fanghi rossi (Intervento P1-5/S);
- devono essere prioritariamente realizzati un sistema di contenimento dell'impatto visivo, mediante barriere (alberature, ecc.), ed un idoneo sistema di recinzione e controllo degli accessi, al fine di garantire il solo smaltimento in sito dei fanghi rossi, per cui Eurallumina avr  diretta responsabilit .

Sulla base delle ulteriori informazioni raccolte in considerazione delle recenti prescrizioni e dei dati del sistema di monitoraggio e controllo dell'avanzamento del Piano, la situazione del bacino verr  riconsiderata nel corso della verifica prevista dopo il primo biennio di implementazione del Piano, anche alla luce dei risultati disponibili del monitoraggio ambientale e del progetto di ricerca e della realizzazione ed efficacia di tutte le misure di contenimento e controllo dell'impatto prescritte.

6.0 VALUTAZIONE DEGLI EFFETTI E PIANO OPERATIVO DEGLI INTERVENTI.

Il presente capitolo illustra i risultati della valutazione degli effetti degli interventi di risanamento (Paragrafo 6.1) al fine di delineare uno scenario prevedibile nel breve e di ipotizzarne, per quanto possibile, l'evoluzione nel medio-lungo termine.

Come gi  evidenziato, gli effetti attesi degli interventi risultano infatti ben delineati per quanto riguarda il breve termine (primo biennio), mentre per il medio-lungo periodo sono stati sovente forniti indirizzi che necessitano di una verifica a valle dell'implementazione degli interventi prioritari e/o di adeguamento a norma. A conclusione del capitolo viene inoltre definito il piano operativo degli interventi con la relativa tempistica di attuazione (Paragrafo 6.2).

6.1 VALUTAZIONE DEGLI EFFETTI DEGLI INTERVENTI.

La valutazione degli effetti degli interventi   stata condotta per le principali componenti ambientali, facendo riferimento agli obiettivi di risanamento descritti nel Paragrafo 4.1.

6.1.1 AMBIENTE ATMOSFERICO.

Gli interventi individuati e mirati alla riduzione delle emissioni puntuali di sostanze inquinanti sono per lo pi  interventi di adeguamento a norma e tendono a ridurre in primo luogo le emissioni di biossido di zolfo e, quindi, di particolato e ossidi di azoto. In Tabella 4   presentato il quadro di sintesi degli effetti degli interventi previsti. Le emissioni di biossido di zolfo risultano attualmente assai consistenti, raggiungendo nel totale un quantitativo annuo pari ad oltre 65000 tonnellate. Gli interventi di prima priorit  dovrebbero permettere una riduzione di tali quantitativi per circa il 75 per cento: si pu  pertanto stimare che tali emissioni scendano a valori dell'ordine di 15000 tonnellate all'anno. A tale riduzione contribuiscono soprattutto gli interventi previsti per le Centrali ENEL e lo Stabilimento Eurallumina (cui vanno attribuite le principali sorgenti di emissione di tale inquinante) e l'uso di combustibile BTZ negli impianti a maggior impatto ambientale dell'area. In tali condizioni si dovrebbero ottenere indiscutibili miglioramenti della qualit  dell'aria nei confronti di tale parametro, non soltanto a livello medio annuo, ma soprattutto con riferimento ai valori massimi nell'area, che passerebbero dagli attuali valori (compresi tra 500 e 1000 microgrammi per metro cubo) a valori prossimi ai valori guida del DPR 203/88 (100-150 microgrammi per metro cubo).

Nel medio-lungo termine si pu  prevedere una riduzione ulteriore di tali quantitativi, in particolare qualora i dati di qualit  dell'aria disponibili evidenzino condizioni prossime pi  ai valori limite che ai valori guida del DPR 203/88. Tale riduzione, che in via preventiva si pu  stimare pari a circa 1500-3000 tonnellate all'anno, dovrebbe essere assicurata dall'installazione di sistemi di desolfurazione o altri sistemi di abbattimento idonei nei principali punti di emissione degli stabilimenti. Per quanto riguarda le emissioni di particolato, si deve evidenziare che la loro prevista riduzione con le misure individuate consentir  di abbattere anche le emissioni di piombo, zinco, cadmio, fluoro particolato ed altri microinquinanti particellari. Al termine della realizzazione degli interventi di prima priorit , i quantitativi di particolato emessi, attualmente pari ad oltre 4000 tonnellate

all'anno, risulteranno ridotti di circa 75 per cento e quindi prossimi a circa 1000 tonnellate all'anno. Interventi mirati a tale obiettivo sono stati sostanzialmente individuati per tutti gli stabilimenti principali dell'area.

Nel medio termine si potrà ottenere un ulteriore miglioramento con l'implementazione degli interventi individuati per gli Stabilimenti Eurallumina e Nuova Samim.

Per quanto concerne le emissioni di piombo, il rispetto dei limiti normativi, ottenuto con gli interventi previsti per Nuova Samim, permetterà di ridurre tali emissioni di circa il 20 per cento nel breve-medio termine. Sarà in tal modo possibile ridurre considerevolmente il rischio di fenomeni di deposizione di inquinanti, essenzialmente metalli pesanti, sul terreno.

Le emissioni di ossidi di azoto possono essere, in prima approssimazione, associate alle Centrali ENEL. Le modifiche previste (nuovi bruciatori) per l'adeguamento ai limiti normativi delle due centrali dovrebbero consentire di ridurre di circa il 75 per cento tali emissioni, che dovrebbero scendere dalle attuali 16500 tonnellate all'anno a valori dell'ordine di 4000 tonnellate all'anno.

Si può quindi rilevare che già gli interventi di messa a norma consentiranno di ridurre consistentemente le attuali emissioni puntuali di inquinanti e tale riduzione determinerà positive, e probabilmente molto rilevanti, ripercussioni sullo stato di qualità dell'atmosfera, per cui dovrebbe registrarsi un notevole miglioramento rispetto alle condizioni attuali caratterizzate da concentrazioni di inquinanti per lo più prossime, sebbene inferiori, ai valori limite.

Il sistema di controllo e monitoraggio ambientale permetterà una verifica diretta (rete di monitoraggio delle emissioni) ed indiretta (monitoraggio della qualità dell'aria) dell'efficacia di tali interventi. Per quanto riguarda la limitazione della polverosità diffusa, sono stati previsti interventi prioritari sul sistema di ricezione, movimentazione e stoccaggio delle materie prime. L'implementazione di tali interventi, prevalentemente articolati in diverse fasi, e degli altri interventi per il contenimento dei fenomeni di polverosità (barriere vegetazionali, ecc.) nel breve termine consentirà di evitare l'insorgere di episodi critici di sollevamento di polveri dalle aree principali di movimentazione e stoccaggio, episodi che si sono verificati con una certa frequenza nel passato.

La configurazione finale prevista per tutti i sistemi dell'area dovrebbe determinare nel medio-lungo termine una riduzione di tale tipologia di impatto determinato dalle attività industriali a livelli che si possono ritenere trascurabili o molto ridotti per le caratteristiche e la destinazione d'uso dell'area.

6.1.2 SUOLO E RIFIUTI.

Il miglioramento della situazione emissiva e la riduzione e contenimento dei fenomeni di sollevamento di polveri avranno effetti decisivi anche sulla componente suolo, limitando drasticamente l'accumulo degli inquinanti (in particolare i metalli pesanti) negli strati superficiali del suolo stesso. Si ritiene, pertanto, che verranno sostanzialmente evitati ulteriori ed eventuali fenomeni di contaminazione di entità rilevabile, con particolare riferimento alle aree circostanti il polo industriale di Portovesme. La realizzazione della fascia territoriale di rispetto e dell'area verde circostante tale polo costituisce inoltre una ulteriore misura di protezione e tutela della salute pubblica, impedendo utilizzi comunque non opportuni di terreni estremamente vicini a sorgenti emissive di notevole importanza. Nel breve-medio termine saranno messe in sicurezza e bonificate le situazioni puntuali più critiche di degrado del suolo, costituite dalle discariche non controllate note dell'area. Il parallelo avvio di indagini sistematiche specifiche sulle discariche abusive, sulle aree di cava e sui depositi degli sterili di miniera consentirà di promuovere nel medio-lungo periodo l'eventuale completamento di bonifica, risanamento e recupero geoambientale delle ulteriori situazioni critiche esistenti nel territorio in esame. Nel settore rifiuti le iniziative programmate nel breve termine doteranno l'area di un impianto di smaltimento controllato, che, per la sua flessibilità e modularità, sarà sia un impianto "polmone", controllato ed eventualmente ampliabile, in attesa di convincenti risultati delle ricerche per la riduzione e/o l'inertizzazione dei rifiuti industriali da smaltire, sia un'infrastruttura disponibile per far fronte ad eventuali emergenze ed accresciuti fabbisogni e necessaria in ragione delle attuali incertezze nei piani di sviluppo aziendali e, soprattutto, delle attuali incertezze normative nel settore.

6.1.3 AMBIENTE IDRICO

Nel breve termine gli interventi previsti determineranno l'adeguamento a norma di tutti gli scarichi del comparto industriale;

in ragione della realizzazione del depuratore consortile, che assumerà una funzione di secondo livello di tali scarichi, si otterrà nel breve-medio periodo una riduzione delle concentrazioni di contaminanti con ogni probabilità ben oltre i requisiti normativi, dotando inoltre l'area di un prezioso strumento di controllo per gli scarichi del comparto industriale.

Come già evidenziato per il settore rifiuti, verranno inoltre risanate in prima fase le situazioni critiche di contaminazione note e connesse alle attività industriali dell'agglomerato di Portovesme, procedendo quindi a risanare le altre aree contaminate che sono state rinvenute nel territorio in esame e che peraltro non

costituiscono un elemento di rischio per la salute pubblica. Sarà in tal modo possibile ovviare ai contributi inquinanti provenienti per dilavamento meteorico da tali aree contaminate. Nel medio termine risulterà infine migliorata anche la situazione della rete depurativa civile, e conseguentemente eliminata la causa primaria dell'attuale stato di cattiva qualità della maggior parte dei corpi d'acqua dell'area, ivi incluse le acque marine antistanti il litorale di Portoscuso. Parallelamente gli interventi implementati determineranno un miglioramento della situazione relativa agli approvvigionamenti idrici e si ritiene che sarà possibile ottenere un recupero di circa tre milioni di metri cubi annui di risorsa idrica al fine di destinarla ad usi più pregiati degli attuali. Sulla base dei dati disponibili, la riduzione delle perdite, in particolare, dovrebbe determinare una minimizzazione del deficit idropotabile segnalato.

6.1.4 INIZIATIVE DI RECUPERO E VALORIZZAZIONE TERRITORIALE

Sebbene non necessarie per il disinquinamento e il risanamento, le iniziative di recupero e valorizzazione territoriale previste dal Piano saranno alla base di un progressivo miglioramento della qualità ambientale e territoriale dell'area del Sulcis-Iglesiente.

Esse determineranno nel breve-medio termine l'eliminazione in alcuni casi, e il contenimento in altri, degli impatti non trascurabili sul paesaggio e sul territorio delle attività produttive presenti e delle infrastrutture ad esse associate.

Nel lungo termine saranno avviate iniziative di più ampio respiro, necessarie per intraprendere il recupero di siti di interesse degradati dall'azione del tempo e dall'incuria e per riqualificare il territorio e rivitalizzare il comparto economico.

6.2 PIANO OPERATIVO DI ATTUAZIONE DEGLI INTERVENTI

Nel presente paragrafo viene presentato il piano operativo di attuazione degli interventi, predisposto secondo le ipotesi di priorità identificate nel Paragrafo 5.1 e assegnate ad ogni intervento ed iniziativa del Piano di Disinquinamento.

Il piano operativo di attuazione, che ha natura programmatica a medio termine, sistematizza la programmazione temporale degli interventi. In particolare, tale programmazione temporale ha condotto alla definizione del cronogramma delle attività (Tabella 5), che è stato corredato con le indicazioni dei vincoli esistenti tra i diversi interventi.

Come si può rilevare, sono stati anche indicati su tale cronogramma i quattro momenti biennali di verifica previsti per il controllo dell'attuazione del Piano.

Gli interventi sono stati quindi suddivisi su un'estensione temporale complessiva di otto anni, prevedendo il loro avvio secondo una scansione biennale, sulla base del loro livello di priorità, eccetto quando esista una differente e più stringente tempistica di attuazione definita in programmi preesistenti. Va infine rilevato che appare opportuno cercare di sviluppare interventi di tipologia simile in gruppi organici al fine di ottimizzare i risultati e ridurre i costi di realizzazione del Piano.

7.0. FABBISOGNI E COPERTURE FINANZIARIE.

Nel presente capitolo si riportano in sintesi l'analisi degli interventi dal punto di vista amministrativo e dei fabbisogni finanziari (Paragrafo 7.1) e un'analisi delle risorse disponibili per la copertura finanziaria di tali fabbisogni (Paragrafo 7.2).

7.1 FABBISOGNI FINANZIARI.

Nelle Tabelle da 6a a 6f è riportato per ciascuna azienda il quadro economico dei costi degli interventi sugli impianti delle aziende operanti nell'area e individuati come necessari per il risanamento. In tali tabelle è inoltre indicato se tali interventi sono già finanziati o meno e, in tale secondo caso, se tali costi devono essere a totale carico dell'azienda (interventi di messa a norma) oppure se sono ammissibili a contributo pubblico (nel limite massimo del 50 per cento) ai sensi di quanto stabilito nella deliberazione del CIPE del 3 Agosto 1990. Le Tabelle 7 ed 8 riportano l'analogo quadro di costi e di situazione di finanziamento per gli interventi pubblici e gli altri interventi di iniziativa privata previsti nell'area. Nella Tabella 9 è riportato il riepilogo degli interventi già finanziati; da tale tabella si evidenzia che per il risanamento ambientale del territorio del Sulcis-Iglesiente sono già stati stanziati circa 565 Miliardi, di cui circa 550 da parte delle aziende ed il resto da parte di soggetti pubblici. Il riepilogo degli ulteriori fabbisogni di investimento è riportato nelle Tabelle 10, 11 e 12. Da tali tabelle si evidenzia che per completare il risanamento ambientale dell'area a rischio sono necessari, sulla base delle conoscenze acquisite nello sviluppo del Piano, circa 95 Miliardi di Lire di ulteriori investimenti da parte delle aziende, circa 200 Miliardi di Lire di ulteriori investimenti con risorse pubbliche (prevedendo un contributo

pubblico del 50 per cento per interventi sugli impianti ammissibili a contributi) e circa 20 Miliardi di altri investimenti privati.

Tali investimenti privati previsti sono quelli stimati (con larga massima) per la realizzazione della discarica di Seconda Categoria Tipo B (con una volumetria di 1.5 milioni di metri cubi), necessaria ad assicurare nel medio termine il corretto smaltimento dei rifiuti prodotti nell'area. Tale investimento e' attribuito all'iniziativa privata in accordo agli indirizzi fissati dal DPR 915/82, che ricomprende nella sfera dell'iniziativa economica privata la realizzazione di impianti di smaltimento di rifiuti industriali.

Tuttavia, nel caso in cui, entro un anno dall'approvazione del Piano, non si concretizzassero iniziative private appropriate (dal punto di vista tecnico, economico ed ambientale), la Regione Sardegna attivera' gli opportuni processi di iniziativa pubblica secondo le procedure di cui agli articoli 5 e 7 della legge 7 Novembre 1988 No. 475.

Riferendosi alle risorse pubbliche per le sole priorit  I e II, per le quali i fabbisogni possono considerarsi ben definiti allo stato attuale, indipendentemente dai futuri aggiornamenti ed adeguamenti del Piano, sono necessari investimenti netti (a valore attuale) per circa 127 Miliardi (Lire 1992), sulla base delle stime attuali. Tenendo conto degli imprevisti (stimati nel 7 per cento), degli aggiornamenti prezzi (sulla base di un tasso di inflazione del 4 per cento), degli oneri per le attivita' di coordinamento tecnico dell'attuazione del Piano (stimati nel 13 per cento) e dell'IVA (19 per cento), i fabbisogni di risorse pubbliche per l'attuazione del Piano nel primo quadriennio risultano pari a 202.65 Miliardi di Lire.

7.2 DISPONIBILITA' DI COPERTURA FINANZIARIA.

Fatta salva la possibilit  di eventuali futuri provvedimenti legislativi ed amministrativi che modifichino il quadro delle disponibilit  finanziaria, la copertura dei fabbisogni per il risanamento dell'area deve essere affidata alle risorse di cui all'Art. 6 della Legge 28 Agosto 1989 No. 305 (aree a rischio) e della Legge 19 Dicembre 1992 No. 488 (rifinanziamento della Legge 64/86).

La legge 23 Dicembre 1992 No. 500 (Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato) prevede per interventi nelle aree a rischio (capp. 7705 e 8501 del bilancio del Ministero dell'Ambiente) complessivi 900 Miliardi di Lire per il triennio 1993-1995, di cui 100 Miliardi di Lire per l'anno 1993 e 400 Miliardi di Lire rispettivamente, per gli anni 1994 e 1995. Inoltre la Legge 31 Dicembre 1991 No. 415 (Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato) prevedeva, per l'anno 1992, per interventi nelle aree a rischio (capp. 7705 e 8501 del bilancio del Ministero dell'Ambiente) 100 miliardi di Lire, parte dei quali non sono ancora stati impegnati.

La Legge 19 Dicembre 1992, No. 488 di conversione del decreto-legge 22 Ottobre 1992 No. 415 prevede, all'articolo 1, comma 8 del decreto, l'autorizzazione a contrarre mutui per il complessivo importo di 10000 Miliardi di Lire, di cui 3000 Miliardi per ciascuno degli anni 1992, 1993 e 1994 e 1000 Miliardi per il 1995 per la realizzazione di progetti strategici funzionali agli investimenti nelle aree a maggior ritardo di sviluppo. Tra i progetti strategici rientra quello relativo alla Difesa e Valorizzazione dell'Ambiente nel Mezzogiorno, previsto dall'intesa di Programma stipulata il 10 Aprile 1990 tra i Ministri dell'Ambiente, dell'Intervento Straordinario del Mezzogiorno e del Bilancio e Programmazione Economica, ed inserita nel Programma Triennale di Tutela Ambientale 1989-91, approvato con delibera CIPE del 3 Agosto 1990. La destinazione delle risorse sopra identificate all'attuazione degli interventi del Piano avverra' secondo le procedure di allocazione delle risorse stesse previste dalla normativa vigente.

TABELLE

TABELLA 1

STIMA DELLE PRODUZIONI TOTALI DI RIFIUTI SOLIDI INDUSTRIALI PRINCIPALI INDUSTRIE DELL'AREA (1)

PIANO DI DISINQUINAMENTO DEL TERRITORIO DEL SULCIS-IGLESIENTE

	ASSIMILABILI RSU (2)	SPECIALI (2)	TOSSICO-NOCIVI (2)
ENEL	217	116000	< 0.001
Eurallumina	N.D.	541000	-
Alumix	500	10600	10600 (4)

Comsal (3)	100	200	80
Nuova Samin	721	-	130000 (5)
Sardamag	N.D.	35000	-
TOTALE	1538	702800	140680

NOTE:

(1) Dati al 1990

(2) In tonnellate/anno.

(3) Dati all'anno 1991.

(4) Polveri di sale esausto, da inertizzare prima della messa in discarica.

(5) Smaltibili in discarica di Seconda Categoria Tipo B.

TABELLA 2

QUADRO DI SINTESI DELLE EMISSIONI CONVOGLIATE (1)

PIANO DI DISINQUINAMENTO DEL TERRITORIO DEL SULCIS IGLESIENTE

INQUINANTE	SO _x	%	POLVERI	%	PIOMBO	FLUORURI TOTALI
STABILIMENTO	(t/anno)		(t/anno)		(t/anno)	(t/anno)
ENEL	50000	73.8	2500	57.3	-	-
NUOVA SAMIM	2100	3.1	76	1.7	12-13	-
EURALLUMINA	10000-13500	16.8	1100	23.8	-	-
COMSAL	200	0.3	25	0.6	-	-
ALUMIX	3000	4.3	500-600	12.8	-	100-150
SARDAMAG	1000	1.5	100	3.8	-	-
TOTALI	65000-69000	100	4400	100	12-13	100-150

NOTA:

(1) Dati disponibili.

TABELLA 3

ELENCO DEGLI INTERVENTI

PIANO DI DISINQUINAMENTO DEL TERRITORIO DEL SULCIS IGLESIENTE

No.COD	TITOLO	TITOLARE
	ICE	
1	A1-1 INTERVENTI SU PRERISCALDAMENTO ARIA E RICICLO PARZIALE GAS COMBUSTIONE EURALLUMINA	EURALLUMINA
2	A1-2 INSTALLAZIONE SISTEMA DI DESOLFORAZIONE EURALLUMINA	EURALLUMINA
3	A1-3 CONVERSIONE FORNI DI CALCINAZIONE ROTATIVI IN STATICI EURALLUMINA	EURALLUMINA
4	A1-4 UTILIZZO COMBUSTIBILE BTZ COMSAL	COMSAL
5	A1-5 IMPIANTO DI ASPIRAZIONE E ABBATTIMENTO VAPORI OLIO DI LAMINAZIONE COMSAL	COMSAL
6	A1-6 MODIFICA SISTEMA BRICCHETTATURA NUOVA SAMIM	NUOVA SAMIM
7	A1-7 REALIZZAZIONE NUOVO CAMINO SARDAMAG	SARDAMAG
8	A2-1 UTILIZZO COMBUSTIBILE BTZ EURALLUMINA	EURALLUMINA
9	A2-2 ADEGUAMENTO IMPIANTO COMBUSTIONE CENTRALE TERMICA EURALLUMINA	EURALLUMINA
10	a2-3 INSTALLAZIONE ELETTROFILTRI CAMINI CENTRALE TERMICA EUOLLUMINA	EUOLLUMINA
11	A2-4 POTENZIAMENTO E ADEGUAMENTO ELETTROFILTRI FORNI CALCINAZIONE EURALLUMINA	EURALLUMINA

12	A2-5 UTILIZZO COMBUSTIBILE BTZ ALUMIX	ALUMIX
13	A2-6 IMPIANTO TRATTAMENTO FUMI DEI FORNI COTTURA ANODI ALUMIX	ALUMIX
14	A2-7 RIDUZIONE FUMOSITA' IMPIANTI FUSIONE E COLATE GHISA - REPARTO RODDING ALUMIX	ALUMIX
15	A2-8 ADEGUAMENTO IMPIANTO DEPURAZIONE FUMI FORNO A SALE ALUMIX	ALUMIX
16	A2-9 IMPIANTO ABBATTIMENTO POLVERI FORNI DI FONDERIA COMSAL	COMSAL
17	A2-10 UTILIZZO COMBUSTIBILE BTZ NUOVA SAMIM	NUOVA SAMIM
18	A2-11 SISTEMA TRATTAMENTO FUMI FORNI WAELEZ NUOVA SAMIM	NUOVA SAMIM
1	A2-12 SISTEMA TRATTAMENTO FUMI FORNO BRICCHETTE NUOVA SAMIM	NUOVA SAMIM
20	A2-13 ADEGUAM. SISTEMI FILTRAZIONE, RISTRUTT. CAMINO IMPIANTO ACIDO, INTRODUC. DOPPIA CATALISI-IMPIANTO AGGLOMERAZIONE	NUOVA SAMIM
21	A2-14 REVAMPING FORNO IMPERIAL SMELTING NUOVA SAMIM	NUOVA SAMIM
22	A2-15 UTILIZZO COMBUSTIBILE BTZ CENTRALE ENEL PORTOSCUSO	ENEL
23	A2-16 INSTALLAZIONE NUOVI BRUCIATORI CENTRALE ENEL PORTOSCUSO	ENEL
24	A2-17 INSTALLAZIONE SISTEMA CAPTAZIONE POLVERI CENTRALE ENEL PORTOSCUSO	ENEL
25	A2-18 UTILIZZO COMBUSTIBILE A BASSO IMPATTO AMBIENTALE CENTRALE ENEL-SU	ENEL
26	A2-1 IMPIANTO DI DESOLFORAZIONE FUMI CENTRALE ENEL-SULCIS	ENEL
27	A2-20 INSTALLAZIONE NUOVI BRUCIATORI CENTRALE ENEL-SULCIS	ENEL
28	A2-21 INSTALLAZIONE SISTEMA DI DESOLFORAZIONE CALDAIE SARDAMAG	SARDAMAG
29	A2-22 LINEA DI STAND-BY SISTEMA DI ABBATTIMENTO AD UMIDO E POTENZIAMENTO ELETTROFILTRI FORNI VERTICALI SARDAMAG	SARDAMAG
30	A2-23 MODIFICA SISTEMA DI ABBATTIMENTO AD UMIDO FORNI ORIZZONTALI SARDAMAG	SARDAMAG
31	A2-24 SISTEMA DI TENUTA CAMERA FUMI E SEZIONE INIZIALE FORNI ORIZZONTALI SARDAMAG	SARDAMAG
32	B1-1 INSTALLAZIONE DI RETI FRANGIVENTO PARCO STOCCAGGIO BAUXITE EURALLUMINA	EURALLUMINA
33	B1-2 INTERVENTI MIGLIORATIVI SUL PARCO STOCCAGGIO BAUXITE EURALLUMINA	EURALLUMINA
34	B1-3 ADEGUAMENTO SISTEMI DI MOVIMENTAZIONE (ESTERNI E INTERNI) BAUXITE EURALLUMINA	EURALLUMINA
35	B1-4 ADEGUAMENTO IMPIANTI PER UTILIZZO PECE LIQUIDA ALUMIX	ALUMIX
36	B1-5 INSTALLAZIONE BOX MOBILI STOCCACCIO NUOVA SAMIM	NUOVA SAMIM
37	B1-6 ADEGUAMENTO SISTEMI RICEZIONE E MOVIMENTAZIONE (ESTERNI E INTERNI) MATERIE PRIME NUOVA SAMIM	NUOVA SAMIM
38	B1-7 SISTEMA DI TRATTAMENTO CALCARE A PIEDE CAVA E SISTEMAZIONE AMBIENTALE AREA CAVA SARDAMAG-PALMAS CAVE	SARDAMAG
39	B1-8 CAPANNONI STOCCAGGIO MATERIE PRIME, SISTEMAZ. STOCCAGGIO PROVVIS. ARGILLE E SISTEMAZ. PIAZZALI E STRADE INTERNE .	SARDAMAG
40	B2-1 SISTEMA DI INNAFFIAMENTO BACINO FANGHI ROSSI EURALLUMINA	EURALLUMINA
41	B2-2 IMPIANTO RACCOLTA E SMALTIMENTO POLVERI NON	ALUMIX

	RICICLABILI ALUMIX	
42	B2-3 CAPTAZIONE E ABBATTIMENTO POLVERI IMPIANTO MACINAZIONE RESTI ANODICI ALUMIX	ALUMIX
43	B2-4 AREE DI STOCCAGGIO PROVVISORIO RESIDUI DI LAVORAZIONE ALUMIX	ALUMIX
44	B2-5 SISTEMAZIONE AREE INTERNE E VIABILITA' ALUMIX	ALUMIX
45	B2-6 INTERVENTI SU SEZIONI IMPIANTISTICHE NUOVA SAMIM	NUOVA SAMIM
46	B2-7 RISTRUTTURAZIONE STOCCAGGIO E RIPRESA FINI SINTERIZZAZIONE NUOVA SAMIM	NUOVA SAMIM
47	B2-8 ADEGUAMENTO SISTEMI RICEZIONE, MOVIMENTAZIONE E STOCCAGGIO CARBONE ENEL	EENEL
48	C1-1 REALIZZAZIONE DISCARICA 2B	SOGGETTI PRIVATI AI SENSI L. 915/82
49	C1-2 IMPIANTO DI INERTIZZAZIONE/TRATTAMENTO RIFIUTI	SOGGETTI PRIVATI AI SENSI L. 915/82
50	C1-3 SISTEMA RECUPERO RESIDUI LAVORAZIONE COMSAL	COMSAL
51	D1- INDAGINE SISTEMATICA DISCARICHE NON CONTROLLATE 1/S	REGIONE SARDEGNA
52	D1- INDAGINE SISTEMATICA AREE DI CAVA 2/S	REGIONE SARDEGNA
53	D1- INDAGINE SISTEMATICA DEPOSITI DI STERILI DI MINIERA 3/S	REGIONE SARDEGNA
54	D1-4 RISANAMENTO E BONIFICA DISCARICA COMUNALI RSU CARBONIA	REGIONE SARDEGNA, COMUNE CARBONIA
55	D1-5 RISANAMENTO E BONIFICA DISCARICA COMUNALE RSU PORTOSCUSO	REGIONE SARDEGNA, COMUNE PORTOSCUSO
56	D1-6 RISANAMENTO E BONIFICA DISCARICA COMUNALE RSU GONNESA	REGIONE SARDEGNA, COMUNE GONNESA
57	D1-7 RISANAMENTO E BONIFICA DISCARICA COMUNALE RSU S. ANTIOCO	REGIONE SARDEGNA, COMUNE S. ANTIOCO
58	D1-8 BONIFICA DISCARICHE DI STERILI DI MINIERA DI SEDDAS MODDITZIS	REGIONE SARDEGNA, COMUNE GONNESA
5	D1-9 ULTERIORI BONIFICHE E RECUPERI GEOAMBIENTALI	REGIONE SARDEGNA, COMUNI
60	D2-1 BONIFICA DISCARICA SA PIRAMIDE NUOVA SAMIM	NUOVA SAMIM
61	D2-2 BONIFICA DISCARICA INTERNA ALUMIX	ALUMIX
62	D2-3 REGOLAZIONE AREE DI STOCCAGGIO INTERNE NUOVA SAMIM	NUOVA SAMIM
63	E1-1 REALIZZAZIONE DI AREA VERDE CIRCOSTANTE IL POLO INDUSTRIALE DI PORTOVESME	CONSORZIO NUCLEO INDUSTRIALIZZAZIONE
64	E1-2 RIVALUTAZIONE DESTINAZIONI D'USO DEI SUOLI E REALIZZAZIONE FASCIA DI RISPETTO	COMUNE DI PORTOSCUSO, REGIONE SARDEGNA
65	E1-3 BONIFICA AREE ESTERNE STABILIMENTI	CONSORZIO NUCLEO INDUSTRIALIZZAZIONE
66	E1-4 RIORGANIZZAZIONE TRAFFICO E SISTEMAZIONE AREE IMBARCO PORTO PORTOVESME	COMUNE DI PORTOSCUSO, CONSORZIO NUCLEO INDUSTRIALE
67	E1-5 REALIZZAZIONE DI INTERVENTI DI RECUPERO QUALITA' URBANISTICA	CONSORZIO NUCLEO DI INDUSTRIALIZZAZIONE
68	E1-6 DELOCALIZZAZIONE I.T.I. MINERARIO	COMUNE DI PORTOSCUSO
69	F1-1 BONIFICA FONDALI PORTUALI PORTOVESME	REGIONE SARDEGNA, COMUNE PORTOSCUSO
70	F1-2 RISANAMENTO DELLO STAGNO SA MASA	REGIONE SARDEGNA, COMUNE GONNESA
71	F1-3 BONIFICA E RIPRISTINO BIO-ECOLOGICO STAGNO IS PRUINIS	REGIONE SARDEGNA, COMUNE S. ANTIOCO
72	F2-1 MODIFICA DEGLI SCARICHI INDUSTRIALI PORTOVESME	ENEL
73	G1-1 COMPLETAMENTO RETE FOGNARIA POLO INDUSTRIALE	CONSORZIO NUCLEO INDUSTRIALIZZAZIONE
74	G1- VERIFICA FUNZIONALITA' RETI FOGNARIE CIVILI E 2/S SCHEMI DEPURATIVI	REGIONE SARDEGNA
75	G1-3 COMPLETAMENTO SCHEMA DEPURATIVO GONNESA- BACU ABIS	ESAF, COMUNE GONNESA

76	G1-4 VERIFICA FUNZIONALITA' E ADEGUAMENTO DEPURATORI COMUNI DI CARBONIA E BARBUSI, CARTOGHIANA, FLUMENTEPIDO, NURAXI FIGUS GONNESA, ESAF	
77	G1-5 RISTRUTTURAZIONE E POTENZIAMENTO DEPURATORE	COMUNE DI CARBONIA, ESAF
78	G1-6 RIPRISTINO E ADEGUAMENTO DEPURATORE S. GIOVANNI SUERGIU E COLLEGAMENTO FRAZIONI NUOVA PALMAS E IS URIGUS	COMUNE DI S. GIOVANNI SUERGIU, ESAF
79	G1-7 RIPRISTINO E ADEGUAMENTO RETI FOGNARIE E SCHEMI DEPURATIVI	
80	G2-1 REVAMPING IMPIANTO TRATTAMENTO ACQUE VERNICIATURA COMSAL	COMSAL
81	G2-2 ADEGUAMENTO IMPIANTO TRATTAMENTO E DEPURAZIONE EFFLUENTI LIQUIDI NUOVA SAMIM	NUOVA SAMIM
82	G2-3 REALIZZAZIONE RETE FOGNARIA ACQUE NERE ALUMIX	ALUMIX
83	G2-4 REALIZZAZIONE DEPURATORE CONSORTILE PORTOVESME	CONSORZIO NUCLEO INDUSTRIALIZZAZIONE
84	G2- ESTENSIONE RETE FOGNARIA PORTOSCUSO-PARINGIANU 85	CONSORZIO NUCLEO INDUSTRIALIZZAZIONE
85	B1- VERIFICA FUNZIONALITA' RETI IDRICHE DI 1/S APPROVVIGIONAMENTO POTABILE	REGIONE SARDEGNA
86	H1-2 UTILIZZO ACQUE REFLUE PER USI INDUSTRIALI S. ANTIOCO	COMUNE S. ANTIOCO, ESAF
87	H1-3 RIPRISTINO FUNZIONALITA' RETI IDRICHE DI APPROVVIGIONAMENTO POTABILE	COMUNE S. ANTIOCO, ESAF
88	L2-1 COMPLETAMENTO RIPRISTINO FUNZIONALITA' PLATEE EURALLUMINA	EURALLUMINA
89	L2-2 BONIFICA DELLE FALDE AREA DI STABILIMENTO EURALLUMINA	EURALLUMINA
90	M1- AZIONI PER LA CONSERVAZIONE E SALVAGUARDIA 1/S NATURALISTICA	REGIONE SARDEGNA
91	M1- SISTEMAZIONE SITI DI INTERESSE PAESAGGISTICO E 2 CULTURALE	REGIONE SARDEGNA
92	M1- RECUPERO AREA MINERARIA MONTE ONIXEDDU 3	REGIONE SARDEGNA, COMUNE DI GONNESA
93	M1- RECUPERO TONNARA DI PORTO PAGLIA 4	REGIONE SARDEGNA, COMUNE DI GONNESA
94	M1- RECUPERO TONNARA DI PORTOSCUSO 5	REGIONE SARDEGNA, COMUNE DI PORTOSCUSO
95	M1- RECUPERO TONNARA DI CALA SAPONE 6	REGIONE SARDEGNA, COMUNE DI S. ANTIOCO
96	N1- INDIVIDUAZIONE INTERVENTI DI VALORIZZAZIONE 1/S TURISTICA E SOCIO-ECONOMICA AREE DI PREGIO	REGIONE SARDEGNA
97	N1-2 ESTENDIMENTO IRRIGAZIONE COMPENSORIO IRRIGUO CONSORZIO BONIFICA BASSO SULCIS-DISTRETTO 5, LOCALITA' IS URIGUS	CONSORZIO BONIFICA BASSO SULCIS
98	N1-3 ADEGUAMENTO STRADA PROVINCIALE PORTOSCUSO-GONNESA	PROVINCIA DI CAGLIARI
99	N1-4 INTERVENTI DI VALORIZZAZIONE TURISTICA E SOCIO-ECONOMICA AREE DI PREGIO	
100	P1- METODO DI ACQUISIZIONE DATI CARATTERISTICHE CICLI 1/S TECNOLOGICI	PROVINCIA DI CAGLIARI
101	P1- INDAGINE EPIDEMIOLOGICA E MONITORAGGIO 2/S SANITARIO	REGIONE SARDEGNA
102	P1- PROGRAMMA DI MONITORAGGIO DELLO STATO DEGLI 2/S ECOSISTEMI	REGIONE SARDEGNA
103	P1- PROGETTO PER TRATTAMENTO SALI ESAUSTI FONDERIA 4/S ALLUMINIO SECONDARIO ALUMIX	REGIONE SARDEGNA
104	P1- RIUTILIZZO FANGHI ROSSI EURALLUMINA 5/S	REGIONE SARDEGNA
105	P1- PROCESSO DI INERTIZZAZIONE SCORIE PROCESSI 6/S PIROMETALLURGICI NUOVA SAMIM	
106	Q1-1 REALIZZAZIONE SISTEMA DI MONITORAGGIO INTEGRATO	

6		
10	Q1-2 REALIZZAZIONE SISTEMA INFORMATIVO	REGIONE SARDEGNA
7		
10	Q1-3 INTEGRAZIONI LABORATORI ORGANISMI DI CONTROLLO	REGIONE SARDEGNA, PROV. DI
8		CAGLIARI, PMP PORTOSCUSO,
		COMUNI
10	Q1-4 STRUMENTI DI INFORMAZIONE AMBIENTALE	REGIONE SARDEGNA, COMUNI
9		
11	Q1-5 ATTIVITA' DI FORMAZIONE PERSONALE	REGIONE SARDEGNA
0		

TABELLA 4

**QUADRO DI SINTESI DEGLI EFFETTI DEGLI INTERVENTI
PER IL CONTENIMENTO ELLE EMISSIONI PUNTUALI IN ATMOSFERA**

PIANO DI DISINQUINAMENTO DEL TERRITORIO DEL SULCIS IGLESIENTE

STABILIMENTO		EMISSIONI DI INQUINANTE (t/anno)											
		SOx			PARTICOLATO			NOx			PIOMBO		
		A (1)	B	M	A (1)	B	M	A (1)	B	M	A (1)	B	M
ENEL	49100				2500			16500			-		-
		9100				600		3800			-		-
			9100				600	3800			-		-
EURALLUMINA													
	10000-13500				1100			900			-		-
	4200-5600					230		-			-		-
	3000					180-200		-			-		-
ALUMIX													
	3000				500-600			-			-		100-150
		2400				450		-			-		85-100
			2200				400		-		-		80-100
COMSAL	200				25			-			-		-
		200				20		-			-		-
			160				20		-		-		-
NUOVA SAMIM													
	2100				76			-			12-13		-
		1500				62		-			11		-
			1500				50		-		10		-
SARDAMAG													
	1000 (2)				150			800			-		-
		450				100		-			-		-
			350				70-80		-		-		-
TOTALE ARROTONDATO													
	65400-68900				4350-4450			(3)			-		-
		17850-19250				1450		-			-		-
			16300				1300		-		-		-

NOTE:

(1) Dati disponibili.

(2) Con il recente utilizzo di combustibile BTZ si puo' stimare che il quantitativo emesso di anidride solforosa si sia ridotto a circa 600 (t/anno).

(3) Non e' riportato il valore totale in considerazione della indisponibilita' di dati per alcuni stabilimenti.

LEGENDA:

A = Situazione attuale

B = Breve termine

C = Medio termine

TABELLA 5

CRONOGRAMMA DELLE ATTIVITA'

PIANO DI DISINQUINAMENTO DEL TERRITORIO DEL SULCIS-IGLESIENTE

CODICE	I ANNO	II ANNO	III ANNO	IV ANNO	V ANNO	VI ANNO	VII ANNO	VIII ANNO
PRIORITÀ								
A1-1	II		xxxxxxxxxx	xxxxxxxxxx				
A1-2	II		xxxxxxxxxx	xxxxxxxxxx				
A1-3	II		xxxxxxxxxx	xxxxxxxxxx	xxxxxxxxxx	xxxxxxxxxx		
A1-4	II		(1)					
A1-5	II		xxxxxxxxxx	xxxxxxxxxx				
A1-6	II		xxxxxxxxxx	xxxxxxxxxx				
A1-7	II		xxxxxxxxxx	xxxxxxxxxx				

[(segue - tabella in fase di caricamento)]

NOTE:

- (1) Sulla base dei risultati del monitoraggio delle emissioni o nel quadro di un ulteriore miglioramento della qualita' dell'aria, dopo la prima fase di implementazione del Piano.
- (2) Misura prioritaria.
- (3) Avvio prioritario in funzione del successo dell'intervento A2-2. Possibile estensione al 3° anno.
- (4) Intervento su impianti con emissioni fuori norma.
- (5) In accordo ai programmi dell'azienda
- (6) Nel primo biennio dovra' essere realizzata la sezione del sistema per la movimentazione e lo stoccaggio in sicurezza del carbone proveniente dall'area portuale di Portovesme. Il sistema potra' essere completato successivamente per quanto riguarda la sezione relativa all'alimentazione del previsto gassificatore con il carbone del Sulcis.
- (7) La prioritita' di tale impianto potra' essere valutata anche alla luce degli studi e progetti sullo smaltimento di rifiuti (Interventi P1-5/S, P1-5/S, P1-6/S).
- (8) I risultati di eventuali indagini integrative dovranno essere disponibili nel corso della prima verifica.
- (9) Intervento pubblico gia' finanziato.
- (10) Previo studio di fattibilita' disponibile nel corso della terza verifica di Piano.

LEGGENDA:

- α
= Momento di verifica.
/\
= Output verso attivita' indicata.
\\/
= Input da altra attivita'.
* = Attivita' funzionalmente collegata all'attivita' indicata.

TABELLA 6a

INTERVENTI DI EURALLUMINA

CODICE INTERVENTO	COSTO STIMATO (1) (Milioni di Lire)	PRIORITA'	FINANZIAMENTI (2)
A1-1	600	II	C
A1-2	5000	II	C
A1-3	20000	II	C
A2-2	4500	I	A/B (3)
A2-3	3400	I	B
A2-4	8500	I	B
B1-1	1000	I	C
B1-2	1500	I	C
B1-3	7000	I	C
B2-1	100	II	A
L2-1	10000	I	B
L2-2	3000	I	B

- (1) Per costo stimato si intende l'insieme dei costi di investimento necessari (escludendo i costi di gestione) e non significa onere a carico di fondi pubblici.
- (2) A: gia' finanziati; B: da finanziare a totale carico delle azienda; C: da finanziare con possibile contributo pubblico.
- (3) Finanziata la sola prima parte (1500 Milioni di Lire).

TABELLA 6b

INTERVENTI DI ALUMIX

CODICE INTERVENTO	COSTO STIMATO (1) (Milioni di Lire)	PRIORITA'	FINANZIAMENTI (2)
A2-6	4000	I	A
A2-7	800	I	A
A2-8	450	I	A
B1-4	2400	I	C
B2-2	500	II	A
B2-3	500	II	A
B2-4	200	II	A
B2-5	300	III	A
D2-2	850	I	A
G2-3	1700	II (3)	A

(1) Per costo stimato si intende l'insieme dei costi di investimento necessari (escludendo i costi di gestione) e non significa onere a carico di fondi pubblici.

(2) A: già finanziati; B: da finanziare a totale carico delle aziende; C: da finanziare con possibile contributo pubblico.

(3) L'intervento è funzionalmente collegato alla realizzazione del previsto e già finanziato depuratore consortile (G2-4).

TABELLA 6c

INTERVENTI DI COMSAL

CODICE INTERVENTO	COSTO STIMATO (1) (Milioni di Lire)	PRIORITA'	FINANZIAMENTI (2)
A1-5	2000	II	C
A2-9	1500	I	A
C1-3	700	II	C
G2-1	300	I	A

(1) Per costo stimato si intende l'insieme dei costi di investimento necessari (escludendo i costi di gestione) e non significa onere a carico di fondi pubblici.

(2) A: già finanziati; B: da finanziare a totale carico delle aziende; C: da finanziare con possibile contributo pubblico.

TABELLA 6d

INTERVENTI DI NUOVA SAMIM

CODICE INTERVENTO	COSTO STIMATO (1) (Milioni di Lire)	PRIORITA'	FINANZIAMENTI (2)
A1-6	7000	II	C
A2-11	14000	I	A/V (3)
A2-12	7000	I	A
A2-13	7000	I	A
A2-14	9000	I	A
B1-5	1500	I	C
B1-6	11000	I	C
B2-6	8200	II	A
B2-7	2500	II	A
D2-1	4000	I	A
G2-2	2300	I	A

(1) Per costo stimato si intende l'insieme dei costi di investimento necessari (escludendo i costi di gestione) e non

significa onere a carico di fondi pubblici.

(2) A: già funzionati; B: da finanziare a totale carico delle aziende; C: da finanziare con possibile contributo pubblico.

(3) Per 7000 Milioni di lire già finanziato, per 7000 Milioni di Lire da finanziare.

TABELLA 6e

INTERVENTI DI ENEL

CODICE INTERVENTO	COSTO STIMATO (1) (Milioni di Lire)	PRIORITA'	FINANZIAMENTI (2)
A2-16	12000	I	B
A2-17	20000	I	A
A2-19	370000	I	A
A2-20	10000	I	A
B2-8	90000	I	A
F2-1	5000	II	B

(1) Per costo stimato si intende l'insieme dei costi di investimento necessari (escludendo i costi di gestione) e non significa onere a carico di fondi pubblici.

(2) A: già finanziati; B: da finanziare a totale carico delle aziende; C: da finanziare con possibile contributo pubblico.

TABELLA 6f

INTERVENTI DI SARDAMAG

CODICE INTERVENTO	COSTO STIMATO (1) (Milioni di Lire)	PRIORITA'	FINANZIAMENTI (2)
A1-7	3000	II	C
A2-21	500	I	B
A2-22	6000	II	B
A2-23	500	II	B
A2-24	500	II	B
B1-7	5600	II	C
B1-8	3000	II	C

(1) Per costo stimato si intende l'insieme dei costi di investimento necessari (escludendo i costi di gestione) e non significa onere a carico di fondi pubblici.

(2) A: già finanziati; B: da finanziare a totale carico delle aziende; C: da finanziare con possibile contributo pubblico.

TABELLA 7

INTERVENTI PUBBLICI

1. CODICE INTERVENTO	COSTO STIMATO (1) (Milioni di Lire)	PRIORITA'	TITOLARE	FINANZIAMENTI (2)
1. D1-1/S	500	I	Regione	B
1. D1-2/S	500	I	Regione	B
1. D1-3/S	500	I	Regione	B
1. D1-4	4000	II	Regione, Comune Carbonia	B
1. D1-5	2500	II	Regione, Comune Portoscuso	B
1. D1-6	1500	II	Regione, Comune Gonnese	B
1. D1-7	2000	II	Regione, Comune S. Antioco	B
1. D1-8	1500	III	Regione, Comune Gonnese	B

1. E1-1	1600	I	Cons. Nucleo Industrializzazione	B
1. E1-2	(3) 10000	I	Comune Portoscuso, Regione	B
1. E1-3	300	I	Cons. Nucleo Industrializzazione	B
1. E1-4	1500	I	Comune Portoscuso, Cons. Nucleo Ind.	B
1. E1-5	7500	III	Cons. Nucleo Industrializzazione	B
1. E1-6	7000	I	Comune Portoscuso	B
1. F1-1	9500	II	Regione, Comune Portoscuso	B
1. F1-2	10000	III	Regione, Comune Gonnese	B
1. F1-3	8000	III	Regione, Comune S. Antioco	B
1. G1-1	15000	II	Cons. Nucleo Industrializzazione	B
1. G1-2/S	1000	II	Regione	B
1. G1-3	(4) 500	III	ESAF, Comune Gonnese	B
1. G1-4	(5) 900	III	Comuni Carbonia e Gonnese, ESAF	B
1. G1-5	2000	III	Comune Carbonia, ESAF	B
1. G1-6	600	I	Comune San Giovanni Suergiu, ESAF	B
1. G2-4	(6) 10967	I	Cons. Nucleo Industrializzazione	A
1. G2-5	2933	II	Cons. Nucleo Industrializzazione	A
1. H1-1/S	1000	I	Regione	B
1. H1-2	6000	I	Comune Sant'Antioco, ESAF	B
1. M1-1/S	200	III	Regione	B
1. M1-2	3000	IV	Regione	B
1. M1-3	2500	IV	Regione, Comune Gonnese	B
1. M1-4	1700	IV	Regione, Comune Gonnese	B
1. M1-5	4800	IV	Regione, Comune Portoscuso	B
1. M1-6	1000	IV	Regione, Comune Sant'Antioco	B
1. N1-1/S	1000	II	Regione	B
1. N1-2	(7) 20000	IV	Consorzio Bonifica Basso Sulcis	B
1. N1-3	10000	III	Provincia	B

(1) Per costo stimato si intende l'insieme dei costi di investimento necessari (escludendo i costi di gestione) e non significa onere a carico di fondi pubblici.

(2) A: già finanziati; B: da finanziare.

(3) Compreso il costo dello studio e degli espropri prevedibili.

(4) Esiste una ipotesi di finanziamento regionale.

(5) Così ripartiti: 150 Milioni di Lire Barbusi, 400 Milioni di Lire Cortoghiana, 250 Milioni di Lire Flumentepido, 100 Milioni di Lire Nuraxi Figus.

(6) 8100 Milioni di Lire per acque reflue industriali, 2867 Milioni di Lire per linea acque reflue civili.

(7) Stima preliminare.

TABELLA 8

INTERVENTI DI INIZIATIVA PRIVATA

CODICE	COSTO STIMATO	PRIORITA'	TITOLARE	FINANZIAMENTI
	(1)			(2)
INTERVEN	(Milioni di Lire)			
TO				
C1-1	20000 (3)	I (4)	Soggetti privati ai sensi della L. 915/82	B

(1) Per costo stimato si intende l'insieme dei costi di investimento necessari (escludendo i costi di gestione) e non significa onere a carico di fondi pubblici.

(2) A: già finanziati; B: da finanziare.

(3) Sulla base di una valutazione stimata da 1.5 Milioni di metri cubi. Tale volumetria potrà essere rivalutata, anche alla luce delle esigenze ENEL, in particolare in dipendenza della normativa sulle materie prime secondarie.

(4) L'urgenza in particolare della sezione 2B è limitata dall'attuale esercizio della discarica S'Acqua Sa Canna.

TABELLA 9

RIEPILOGO INTERVENTI GIA' FINANZIATI (2)

	PRIORITA' I	PRIORITA' II	PRIORITA' III	PRIORITA' IV	TOTALE
PRIVATI	534850	14550	300	-	549700
Eurallumina	1500	100	-	-	1600
Alumix	6100	2900	300	-	9300
Comsal	1800	-	-	1800	
Nuova Samim	36300	10700	47000		
ENEL	490000	-	-	490000	
Sardamag	-	-			
PUBBLICI	10967	2933	13900		

(1) In Milioni di lire.

TABELLA 10

RIEPILOGO INTERVENTI PRIVATI DA FINANZIARE (1)

	PRIORITA' I	PRIORITA' II	PRIORITA' III	PRIORITA' IV	TOTAL E
A TOTALE CARICO AZIENDE	47400	12000	-	-	59400
Eurallumina	27900	-	-	-	27900
Alumix:	-	-	-	-	-
Comsal	-	-	-		
Nuova Samim	7000	7000			
ENEL	12000	5000	17000		
Sardamag	500	7000	7500		
CON POSSIBILE CONTRIBUTO PUBBLICO	24400	46900	71300		
Eurallumina	9500	25600	35100		
Alumix	2400	-	2400		
Comsal	-	2700	2700		
Nuova Samim	12500	7000	19500		
ENEL	-	-			
Sardamag	11600	11600			

(1) In milioni di lire

TABELLA 11

RIEPILOGO INTERVENTI NECESSARI (1)

- 1.
2. PRIORITA' I
3. PRIORITA' II
4. PRIORITA' III
5. PRIORITA' IV
6. TOTALE
1. AZIENDE (a totale carico)
2. 47400
3. 12000
4. -
5. -
6. 59400
1. AZIENDE (contributo pubblico)
2. 24400
3. 46900
4. -

5. -
 6. 71300
 1. Opere Pubbliche
 2. 29500
 3. 36500
 4. 40600
 5. 33000
 6. 139600
 1. Investimenti Privati
 2. 20000
 3. -
 6. 20000
 1. Studi, supporto e controllo
 2. 24600
 3. 1500
 6. 26100
 1. TOTALE
 2. 145900
 3. 96900
 6. 316400

(1) In Milioni di Lire.

TABELLA 12

RIEPILOGO FABBISOGNI FINANZIARI (1)

	PRIORITA' I	PRIORITA' II	PRIORITA' III	PRIORITA' IV	TOTALE
Risorse Aziende	59600	35450	-	-	95050
Risorse Pubbliche	66300	61450	40600	33000	201350
Altri Investimenti Privati	20000	-	-	-	20000

(1) In Milioni di Lire.

**ATTUAZIONE DELLA DIRETTIVA 96/92/CE RECANTE NORME
COMUNI PER IL MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA ELETTRICA
(G.U. N. 75 DEL 31 MARZO 1999)**

Estratto:

ARTICOLO 15.

Norme transitorie in materia di fonti rinnovabili

1. La decorrenza delle incentivazioni concernenti i provvedimenti di cui all'articolo 3, comma 7, della legge 14 novembre 1995, n. 481, e' improrogabilmente stabilita nelle convenzioni stipulate con l'ENEL S.p.a. prima della data di entrata in vigore del presente decreto. I soggetti che non rispettino la data di entrata in esercizio dell'impianto indicata nella convenzione, fatto salvo ogni onere ivi previsto, sono considerati rinunciatori. In caso di motivato ritardo rispetto alla data predetta il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, ferma rimanendo la decorrenza delle incentivazioni, puo' concedere una proroga non superiore a due anni a fronte di un coerente piano di realizzazione.
2. Al fine di definire un quadro temporale certo delle realizzazioni, e' fatto obbligo ai soggetti beneficiari delle suddette incentivazioni di presentare all'Autorita' per l'energia elettrica e il gas, entro un anno dalla data di entrata in vigore del presente decreto, le autorizzazioni necessarie alla costruzione degli impianti non ancora in esercizio. Il mancato adempimento a tale obbligo comporta la decadenza da ogni diritto alle incentivazioni medesime.
3. Su motivata richiesta dei soggetti di cui al comma 1, con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, previo parere favorevole degli enti locali competenti, la localizzazione degli impianti previsti nelle convenzioni di cui al medesimo comma puo' essere modificata a condizione che la funzionalita' della rete elettrica nella nuova area interessata non risulti pregiudicata. La richiesta non sospende alcuno dei termini di cui ai commi 1 e 2 e, nel caso di rinuncia a ogni incentivo pubblico, e' accolta, anche in assenza di motivazioni, e comunicata all'Autorita' per l'energia elettrica e il gas, a condizione che siano stati espressi i pareri favorevoli dei predetti enti locali.
4. I soggetti di cui al comma 1 che, entro sei mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, rinunciano espressamente alle facolta' e agli obblighi sottoscritti negli atti di convenzione non sono soggetti ad alcuna sanzione.
5. Fatte salve le disposizioni che disciplinano la localizzazione, la costruzione e l'esercizio di impianti di recupero di rifiuti, per gli stessi impianti la localizzazione prevista nelle convenzioni di cui al comma 1 puo' essere modificata previa comunicazione dei soggetti interessati al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, e previo parere favorevole degli enti locali competenti per territorio. Con le stesse modalita' i produttori che, per documentati motivi tecnici, non soddisfanno i limiti di potenza dedicata stabiliti in tali convenzioni possono trasferire in altro sito le quote di potenza elettrica non producibili nel sito originario. La comunicazione non sospende alcuno dei termini di cui ai commi 1 e 2.

"MISURE DI FINANZA PUBBLICA PER LA STABILIZZAZIONE E LO SVILUPPO" (G.U. N. 302 DEL 29 DICEMBRE 1998 - SUPPLEMENTO ORDINARIO N. 210)

Estratto:

ARTICOLO 8.

Tassazione sulle emissioni di anidride carbonica e misure compensative

1. Al fine di perseguire l'obiettivo di riduzione delle emissioni di anidride carbonica derivanti dall'impiego di oli minerali secondo le conclusioni della Conferenza di Kyoto del 1-11 dicembre 1997, le aliquote delle accise sugli oli minerali sono rideterminate in conformità alle disposizioni dei successivi commi.
2. La variazione delle accise sugli oli minerali per le finalità di cui al comma 1 non deve dar luogo ad aumenti della pressione fiscale complessiva. A tal fine sono adottate misure fiscali compensative e in particolare sono ridotti i prelievi obbligatori sulle prestazioni di lavoro.
3. L'applicazione delle aliquote delle accise come rideterminate ai sensi del comma 4 e la modulazione degli aumenti delle stesse aliquote di cui al comma 5 successivamente all'anno 2000 sono effettuate in relazione ai progressi nell'armonizzazione della tassazione per le finalità di cui al comma 1 negli Stati membri dell'Unione europea.
4. La misura delle aliquote delle accise vigenti di cui alla voce "Oli minerali" dell'allegato I al testo unico approvato con decreto legislativo 26 ottobre 1995, n. 504, e successive modificazioni, e al numero 11 della Tabella A allegata al medesimo testo unico, nonché la misura dell'aliquota stabilita nel comma 7, sono rideterminate a decorrere dal 1º gennaio 2005 nelle misure stabilite nell'allegato 1 annesso alla presente legge.
5. Fino al 31 dicembre 2004 le misure delle aliquote delle accise sugli oli minerali nonché quelle sui prodotti di cui al comma 7, che, rispetto a quelle vigenti alla data di entrata in vigore della presente legge, valgono a titolo di aumenti intermedi, occorrenti per il raggiungimento progressivo della misura delle aliquote decorrenti dal 1º gennaio 2005, sono stabilite con decreti del Presidente del Consiglio dei ministri, su proposta dell'apposita Commissione del CIPE, previa deliberazione del Consiglio dei ministri.
6. Fino al 31 dicembre 2004 e con cadenza annuale, per il conseguimento degli obiettivi di cui al comma 1, tenuto conto del valore delle emissioni di anidride carbonica conseguenti all'impiego degli oli minerali nonché dei prodotti di cui al comma 7 nell'anno precedente, con i decreti di cui al comma 5 sono stabilite le misure intermedie delle aliquote in modo da assicurare in ogni caso un aumento delle singole aliquote proporzionale alla differenza, per ciascuna tipologia di prodotto, tra la misura di tali aliquote alla data di entrata in vigore della presente legge e la misura delle stesse stabilite nell'allegato di cui al comma 4, nonché il contenimento dell'aumento annuale delle misure intermedie in non meno del 10 e in non più del 30 per cento della predetta differenza.
7. A decorrere dal 1º gennaio 1999 è istituita una imposta sui consumi di lire 1.000 per tonnellata di carbone, coke di petrolio, bitume di origine naturale emulsionato con il 30 per cento di acqua, denominato "Orimulsion" (NC 2714) impiegati negli impianti di combustione, come definiti dalla direttiva 88/609/CEE del Consiglio, del 24 novembre 1988. Per il carbone e gli oli minerali destinati alla produzione di energia elettrica, di cui al numero 11 della tabella A dell'allegato 1 annesso alla presente legge, le percentuali di cui al comma 6 sono fissate, rispettivamente, nel 5 e nel 20 per cento.

8. L'imposta è versata, a titolo di acconto, in rate trimestrali sulla base dei quantitativi impiegati nell'anno precedente. Il versamento a saldo si effettua alla fine del primo trimestre dell'anno successivo unitamente alla presentazione di apposita dichiarazione annuale con i dati dei quantitativi impiegati nell'anno precedente, nonché al versamento della prima rata di acconto. Le somme eventualmente versate in eccedenza sono detratte dal versamento della prima rata di acconto e, ove necessario, delle rate successive. In caso di cessazione dell'impianto nel corso dell'anno, la dichiarazione annuale e il versamento a saldo sono effettuati nei due mesi successivi.

9. In caso di inosservanza dei termini di versamento previsti al comma 8 si applica la sanzione amministrativa del pagamento di una somma di denaro dal doppio al quadruplo dell'imposta dovuta, fermi restando i principi generali stabiliti dal decreto legislativo 18 dicembre 1997, n. 472. Per ogni altra inosservanza delle disposizioni del comma 8 si applica la sanzione amministrativa prevista dall'articolo 50 del testo unico approvato con decreto legislativo 26 ottobre 1995, n. 504.

10. Le maggiori entrate derivanti per effetto delle disposizioni di cui ai commi precedenti sono destinate:

a) a compensare la riduzione degli oneri sociali gravanti sul costo del lavoro;

b) a compensare il minor gettito derivante dalla riduzione, operata annualmente nella misura percentuale corrispondente a quella dell'incremento, per il medesimo anno, dell'accisa applicata al gasolio per autotrazione, della sovrattassa di cui all'articolo 8 del decreto-legge 8 ottobre 1976, n. 691, convertito, con modificazioni, dalla legge 30 novembre 1976, n. 786. Tale sovrattassa è abolita a decorrere dal 1° gennaio 2005;

c) a compensare i maggiori oneri derivanti dall'aumento progressivo dell'accisa applicata al gasolio da riscaldamento e al gas di petrolio liquefatto anche miscelato ad aria e distribuito attraverso reti canalizzate nei comuni ricadenti nella zona climatica F di cui al decreto del Presidente della Repubblica 26 agosto 1993, n. 412, nelle province nelle quali oltre il 70 per cento dei comuni ricade nella zona climatica F, nei comuni non metanizzati ricadenti nella zona climatica E di cui al predetto decreto del Presidente della Repubblica e individuati con decreto del Ministro delle finanze, di concerto con il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, e nei comuni della regione Sardegna e delle isole minori, per consentire a decorrere dal 1999, ove occorra anche con credito d'imposta, una riduzione del costo del gasolio da riscaldamento impiegato nei territori predetti non inferiore a lire 200 per ogni litro ed una riduzione del costo del gas di petrolio liquefatto anche miscelato ad aria e distribuito attraverso reti canalizzate corrispondente al contenuto di energia del gasolio da riscaldamento;

d) a concorrere, a partire dall'anno 2000, al finanziamento delle spese di investimento sostenute nell'anno precedente per la riduzione delle emissioni e l'aumento dell'efficienza energetica degli impianti di combustione per la produzione di energia elettrica nella misura del 20 per cento delle spese sostenute ed effettivamente rimaste a carico, e comunque in misura non superiore al 25 per cento dell'accisa dovuta a norma del presente articolo dal gestore dell'impianto medesimo nell'anno in cui le spese sono effettuate. Il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro dell'ambiente e con il Ministro delle finanze, determina la tipologia delle spese ammissibili e le modalità di accesso all'agevolazione;

e) a compensare la riduzione degli oneri gravanti sugli esercenti le attività di trasporto merci per conto terzi da operare, ove occorra, anche mediante credito d'imposta pari all'incremento, per il medesimo anno, dell'accisa applicata al gasolio per autotrazione;

f) a misure compensative di settore con incentivi per la riduzione delle emissioni inquinanti, per l'efficienza energetica e le fonti rinnovabili nonché per la gestione di reti di teleriscaldamento alimentato con biomassa quale fonte energetica nei comuni ricadenti nelle predette zone climatiche E ed F, con la concessione di un'agevolazione fiscale con credito d'imposta pari a lire 20 per ogni chilovattora (Kwh) di calore fornito, da traslare sul prezzo di cessione all'utente finale.

11. La Commissione del CIPE di cui al comma 5, nel rispetto della normativa comunitaria in materia, può deliberare riduzioni della misura delle aliquote applicate, fino alla completa esenzione,

per i prodotti utilizzati nel quadro di progetti pilota o nella scala industriale per lo sviluppo di tecnologie innovative per la protezione ambientale e il miglioramento dell'efficienza energetica.

12. A decorrere dal 1o gennaio 1999 l'accisa sulla benzina senza piombo è stabilita nella misura di lire 1.022.280 per mille litri. Le maggiori entrate concorrono a compensare gli oneri connessi alle compensazioni di cui al comma 10, lettera c), ferma restando la destinazione disposta dall'articolo 5, comma 2, del decreto-legge 1o luglio 1996, n. 346, convertito, con modificazioni, dalla legge 8 agosto 1996, n. 428, per la prosecuzione della missione di pace in Bosnia.

13. Con regolamento emanato ai sensi dell'articolo 17 della legge 23 agosto 1988, n. 400, sono dettate norme di attuazione delle disposizioni di cui al presente articolo, fatta eccezione per quanto previsto dal comma 10, lettera a).

"DISPOSIZIONI PER LA FORMAZIONE DEL BILANCIO ANNUALE E PLURIENNALE DELLO STATO (LEGGE FINANZIARIA 2001)" (G.U. N. 302 DEL 29 DICEMBRE 2000 - SUPPLEMENTO ORDINARIO N. 219)

Estratto:

ARTICOLO 28.

(Razionalizzazione delle imposte e norme in materia di energia elettrica)

1. L'addizionale erariale di cui all'articolo 4 del decreto-legge 30 settembre 1989, n. 332, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 novembre 1989, n. 384, come da ultimo modificato dall'articolo 10, comma 5, della legge 13 maggio 1999, n. 133, e' soppressa e il predetto articolo 4 e' abrogato.
2. Al testo unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi, approvato con decreto legislativo 26 ottobre 1995, n. 504, e successive modificazioni, sono apportate le seguenti modifiche:
 - a) all'articolo 3, comma 4, le parole: "entro il giorno 15" sono sostituite dalle seguenti: "entro il giorno 16";
 - b) all'articolo 52, comma 2, e' aggiunta, in fine, la seguente lettera:
"o-bis) utilizzata in opifici industriali aventi un consumo mensile superiore a 1.200.000 kWh, per i mesi nei quali tale consumo si e' verificato. Ai fini della fruizione dell'agevolazione gli autoproduttori dovranno trasmettere all'ufficio tecnico di finanza, competente per territorio, entro il 20 di ogni mese, i dati relativi al consumo del mese precedente";
 - c) all'articolo 52, comma 3, e' aggiunta, in fine, la seguente lettera:
"e-ter) impiegata come materia prima nei processi industriali elettrochimici, elettrometallurgici ed elettrosiderurgici";
 - d) all'articolo 53, comma 2, e' aggiunta, in fine, la seguente lettera:
"b-bis) che l'acquistano da due o piu' fornitori";
 - e) all'articolo 56, comma 2, primo e secondo periodo, il numero "20" e' sostituito dal numero "16";
 - f) la lettera b) del comma 3 dell'articolo 63 e' sostituita dalla seguente:
"b) officine di produzione, cabine e punti di presa a scopo commerciale: lire 150.000";
 - g) all'articolo 63, comma 4, le parole: "dal 1° al 15" sono sostituite dalle seguenti: "dal 1° al 16";
 - h) all'allegato I le parole: "lire 4,10 fino a 200.000 kWh di consumo al mese e lire 2,45 per 'ulteriore consumo mensile" sono sostituite dalle seguenti: "lire 6 al kWh".
3. All'imposta erariale di consumo di cui all'articolo 52 del citato testo unico approvato con decreto legislativo 26 ottobre 1995, n. 504, e successive modificazioni, sono estese tutte le agevolazioni previste, fino alla data di entrata in vigore della presente legge, per l'addizionale erariale sull'energia elettrica.
4. L'articolo 4 del decreto-legge 28 giugno 1995, n. 250, convertito, con modificazioni, dalla legge 8 agosto 1995, n. 349, e' abrogato.
5. I clienti grossisti di cui al decreto legislativo" 16 marzo 1999, n. 79, non sono tenuti alla corresponsione del diritto di licenza.
6. Per i tributi previsti dal citato testo unico approvato con decreto legislativo 26 ottobre 1995, n. 504, e successive modificazioni, per la tassa sulle emissioni di anidride solforosa e di ossidi di azoto di cui all'articolo 17, comma 29, della legge 27 dicembre 1997, n. 449, nonche' per l'imposta di

consumo sul carbone, coke di petrolio e sull'orimulsion di cui all'articolo 8, comma 7, della legge 23 dicembre 1998, n. 448, i versamenti per i quali la scadenza e' prevista il 31 dicembre dovranno essere effettuati entro il giorno 27 dello stesso mese.

7. A decorrere dal 1° marzo 2001 i pagamenti delle somme di cui alle lettere a), e) e g) del comma 2, nonche' di cui al comma 6 possono essere effettuati, limitatamente a quelle che affluiscono ai capitoli di bilancio dello Stato e alla contabilita' speciale ai sensi dell'articolo 3, comma 12, della legge 28 dicembre 1995, n. 549, anche mediante il versamento unitario previsto dall'articolo 17 del decreto legislativo 9 luglio 1997, n. 241, con possibilita' di compensazione con altre imposte e contributi.

8. La potenza nominale media di cui al comma 4 dell'articolo 28 della legge 30 aprile 1999, n. 136, deve essere intesa come prodotto della portata massima utilizzata in fase produttiva, per il salto quantificato pari alla differenza tra le quote massime di regolazione degli invasi superiore ed inferiore, per l'accelerazione di gravita'.

9. I sovracaroni provenienti dagli impianti di produzione per pompaggio sono liquidati nel modo seguente:

a) quelli riguardanti i bacini imbriferi montani, ai sensi dell'articolo 1 della legge 22 dicembre 1980, n. 925, per il 50 per cento ai consorzi costituiti tra i comuni compresi nel bacino imbrifero montano, come delimitato con decreti del Ministro dei lavori pubblici, e per il restante 50 per cento ai comuni non consorziati in base alle percentuali loro attribuite con decreto del Ministro dei lavori pubblici;

b) quelli riguardanti i comuni rivieraschi ai sensi dell'articolo 2 della legge 22 dicembre 1990, n. 925, per l'80 per cento a favore dei comuni territorialmente interessati dagli impianti e in base alle percentuali di cui alla lettera a) e per il restante 20 per cento a favore delle relative province.

10. I sovracaroni di cui al comma 9 sono immediatamente esigibili dagli aventi diritto senza attendere la formalizzazione dei decreti di concessione degli impianti.

11. All'articolo 11, comma 2, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, dopo le parole: "eccedenti i 100 GWh" sono inserite le seguenti: ", nonche' al netto dell'energia elettrica prodotta da impianti di gassificazione che utilizzino anche carbone di origine nazionale, l'uso della quale fonte e' altresì esentato dall'imposta di consumo e dall'accisa di cui all'articolo 8 della legge 23 dicembre 1998, n. 448".

Studio di fattibilità PROGETTO INTEGRATO MINIERA-CENTRALE

Parte I

Capitolo 1.1.2 – Nuovo quadro normativo e ulteriori disposizioni legislative, compatibili con la vigente normativa comunitaria in materia di aiuti di stato

Premessa

Le conclusioni del capitolo 1.1.1 evidenziano i vincoli posti dal DPCM del 23.04.1993 di approvazione del Piano di disinquinamento per il risanamento dell'area Sulcis Iglesiente e del successivo DPR 28.01.1994, alla realizzazione di impianti di potenza nell'area di Portovesme per l'utilizzo del carbone Sulcis.

In particolare dall'analisi di tali atti, del piano di risanamento approvato e tuttora vigente, nonché degli studi propedeutici svolti emerge:

1. una situazione di rilevante degrado ambientale, alla quale il comparto energetico contribuisce in modo importante;
2. che l'utilizzo del carbone Sulcis, ed i conseguenti rilevanti extra costi di investimento e di gestione necessari, trovano giustificazione con riferimento ad una scelta strategica, a livello nazionale, finalizzata alla creazione di un presidio nel settore;
3. che gli interventi finalizzati all'impiego del carbone Sulcis per la produzione di energia possono essere compatibili nell'area solo se realizzati ai massimi livelli di tutela ambientale.

In tale contesto, il D.P.R. 28.01.1994, che a livello programmatico conserva integralmente la sua vigenza, aveva individuato la gassificazione come unica tecnologia all'epoca potenzialmente idonea per l'impiego energetico del carbone Sulcis in quantità tali da giustificare il presidio minerario. Il D.P.R. aveva comunque rinviato al mercato la valutazione finale sulla affidabilità commerciale di questa tecnologia, nel rispetto del limite alle risorse fissato nel decreto stesso.

In conseguenza della valutazione negativa del mercato sull'effettiva fattibilità di un progetto industriale di gassificazione del carbone, l'eventuale revisione delle modalità di impiego del carbone Sulcis, alla luce delle evoluzioni tecnologiche intervenute nel decennio intercorso, deve necessariamente passare per l'aggiornamento del D.P.R. 28.01.1994.

L'aggiornamento deve riguardare, in particolare, le valenze programmatiche del D.P.R. ad integrazione del D.P.C.M. 23.04.1993. Infatti la lettura congiunta di tali provvedimenti, anche alla

luce degli studi preparatori, porta a concludere che l'impiego di carbone Sulcis (in quantità significative) per produzione energetica con modalità diverse dalla gassificazione non è compatibile con i vincoli fissati per il risanamento ambientale dell'area.

L'attuazione del progetto integrato miniera – centrale, oggetto del presente studio, con obiettivi e modalità differenti da quelle indicate nel D.P.R. 28.01.1994, pur nel rispetto dei vincoli ambientali indicati per il risanamento dell'area, richiede pertanto l'emanazione di un nuovo DPR, o di altre norme legislative di livello superiore, che in particolare autorizzi la sostituzione della tecnologia di gassificazione con altra tecnologia ambientalmente equivalente.

La nuova norma legislativa potrebbe inoltre prevedere modalità di sostegno all'iniziativa diverse da quelle previste dal DPR 28.01.1994.

Modalità di finanziamento

Si considerano due alternative per il finanziamento del progetto, con riferimento alle esigenze richiamate nella piattaforma programmatica siglata il 25.02.2003 dal Ministero delle Attività Produttive e la Regione Autonoma della Sardegna. Le modalità e regolamentazione delle alternative considerate potrebbero essere definite nel nuovo DPR, da emanare a modifica del DPR 28.01.1994, e dovrebbero prevedere l'erogazione di:

1. contributi in conto impianti, derivanti dalla stipula con il Ministero delle Attività produttive di specifici contratti di programma, in grado di coprire il 50% del costo degli investimenti,
2. contributi in conto esercizio, attraverso il mantenimento del prezzo incentivato di cessione dell'energia elettrica prodotta secondo le modalità attualmente previste.

Ai fini di valutare l'efficacia delle due alternative di finanziamento e la loro influenza sul costo finale della energia prodotta, sono state considerate due diverse taglie e quattro soluzioni tecnologiche adottabili per una centrale di potenza alimentata (totalmente o parzialmente) con carbone Sulcis.

E' stata quindi sviluppata una stima di larga massima sui principali parametri tecnici ed economici di ciascuna soluzione tecnologica considerata nelle due alternative di contributo pubblico (in conto impianti ed in conto esercizio).

Va precisato che tutte le assunzioni e le ipotesi, di seguito esposte, devono intendersi come elementi preliminari di valutazione, che andranno verificati nel corso del presente studio.

Vincoli

I vincoli considerati per la valutazione del costo industriale dell'energia elettrica prodotta dalla centrale di potenza da realizzare nell'ambito del progetto integrato miniera – centrale sono:

- impiego del carbone Sulcis in quantità tale da poter giustificare l'esistenza della miniera (900.000 – 1.000.000 t/a);
- rispetto dei vincoli ambientali fissati dalla pronuncia di VIA per l'impianto IGCC Sulcis;
- disponibilità di energia in eccesso (per una potenza dell'ordine dei 300 MW) rispetto a quanto oggetto di eventuale vendita al GRTN, al fine di favorire lo sviluppo socio-economico nell'area, mediante un incremento dell'offerta, con conseguenti effetti sul mercato locale.

Ipotesi impiantistiche considerate

Le due taglie d'impianto considerate sono rispettivamente di 325 e 650 MWe netti, e rappresentano tipologie impiantistiche diffuse commercialmente e, pertanto, con parametri tecnici ed economici già oggetto di valutazione ed analisi nella letteratura tecnica consultabile.

La taglia minima dovrebbe essere adeguata, in prima approssimazione, a soddisfare la richiesta di energia elettrica delle industrie energivore di Portovesme.

La taglia massima dovrebbe corrispondere, in prima approssimazione, alla potenza massima realizzabile per non superare i limiti ambientali per gli SO_x emessi in atmosfera, con un rapporto carbone Sulcis/carbone di importazione pari al 50% in termini energetici.

Per la valutazione del costo del kWh sono state esaminate le seguenti ipotesi (in tutte le ipotesi i ricavi della vendita dell'energia in eccesso sono stati cautelativamente posti pari al minimo costo marginale ottenibile, stimato in 2,5 cent€/kWh):

Ipotesi impiantistiche	1	2	3	4	5
Potenza (MWe)netti	325	325	325	650	650
% carbone Sulcis alim.	100%	50%	100%	50%	50%
Contributo in conto....	impianto	impianto	esercizio	impianto	esercizio
Vendita a GRTN (cent€/kWh) sino a 8°			12,5	5,0	12,5
Vendita a GRTN (cent€/kWh) dal 9°			6,0	5,0	6,0
Cessione energia in eccesso (cent€/kWh)	2,5	2,5		2,5	2,5

1. Impianto da 325 MWe netti, alimentato con 100% di carbone Sulcis, realizzato nell'ambito di un contratto di programma con un contributo in conto impianti del 50%, che ceda tutta l'energia elettrica prodotta come energia in eccesso al prezzo di 2,5 cent€/kWh (nessun

acquisto garantito dal GRTN). E' stato considerato un periodo di ammortamento di 20 anni.

2. Impianto da 325 MWe netti, alimentato con 50% di carbone Sulcis (e 50% di carbone di importazione), realizzato nell'ambito di un contratto di programma con un contributo in conto impianti del 50%, che ceda tutta l'energia elettrica prodotta come energia in eccesso al prezzo di 2,5 cent€/kWh (nessun acquisto garantito dal GRTN). E' stato considerato un periodo di ammortamento di 20 anni.
3. Impianto da 325 MWe netti, alimentato con 100% di carbone Sulcis, realizzato in convenzione, che ceda tutta l'energia elettrica prodotta al GRTN ad un prezzo incentivato di 12,5 cent €/kWh per i primi otto anni e di 6,0 cent €/kWh negli anni successivi. E' stato considerato un periodo di ammortamento di 8 anni e sono state pertanto predisposte due differenti proiezioni tecnico – economiche (sino all'ottavo anno, dopo l'ottavo anno).
4. Impianto da 650 MWe netti, alimentato con 50% di carbone Sulcis (e 50% di carbone di importazione) realizzato nell'ambito di un contratto di programma con un contributo in conto impianti del 50%, che ceda il 50% dell'energia elettrica prodotta come energia in eccesso al prezzo di 2,5 cent€/kWh ed il restante 50% al GRTN al prezzo di 5,0 cent €/kWh. E' stato considerato un periodo di ammortamento di 20 anni.
5. Impianto da 650 MWe netti, alimentato con 50% di carbone Sulcis (e 50% di carbone di importazione) realizzato in convenzione, che ceda il 50 % dell'energia elettrica prodotta come energia in eccesso al prezzo di 2,5 cent€/kWh ed il restante 50% al GRTN ad un prezzo incentivato di 12,5 cent €/kWh per i primi otto anni e di 6,0 cent €/kWh negli anni successivi. E' stato considerato un periodo di ammortamento di 8 anni e sono state pertanto predisposte due differenti proiezioni tecnico – economiche (sino all'ottavo anno, dopo l'ottavo anno).

Al riguardo si evidenzia che già da un primo esame sono stati esclusi i casi relativi a:

1. impianto da 650 MW alimentato con 100% di carbone Sulcis, in quanto comporterebbe un consumo di carbone Sulcis superiore alle potenzialità produttive attualmente considerate dai programmi di coltivazione di Carbosulcis S.p.A. e porrebbe difficoltà aggiuntive, sia tecniche che economiche, per il rispetto dei limiti alle emissioni degli SOx fissati dalla pronuncia di VIA per l'impianto IGCC;
2. impianto da 325 MW alimentato con 50% di carbone Sulcis (e 50% di carbone di importazione), realizzato in convenzione, che ceda l'energia elettrica prodotta al GRTN, in quanto non sarebbe in grado di assorbire una produzione economicamente significativa della miniera.
3. impianto da 325 MW alimentato con 100% di carbone di importazione, realizzato nell'ambito di un contratto di programma con un contributo in conto impianti del 50%, che ceda tutta l'energia elettrica prodotta come energia in eccesso al prezzo di 2,5 cent€/kWh, in quanto non sarebbe in grado di assorbire una produzione economicamente significativa della miniera.

Tecnologia impiantistica e rendimenti ai morsetti

Nelle valutazioni effettuate sono state considerate le seguenti tecnologie per la produzione d'energia elettrica commercialmente disponibili ed adeguatamente dimostrate, i cui valori di rendimento sono tratti dallo studio del US Department of Energy DOE/FE – 0400 *“Market –based advanced system coal power system – Final Report del 1999”*:

- Impianti termoelettrici a vapore subcritici. Possono essere alimentati con carbone, olio e gas ed hanno un rendimento elettrico netto compreso tra 35% e 38%.
- Nelle valutazioni sviluppate è stato considerato un rendimento del 38 %.
- Impianti termoelettrici a vapore supercritici. Possono essere alimentati con carbone, olio e gas ed hanno un rendimento elettrico netto superiore al 40%, in alcuni casi anche superiore al 45%.
- Nelle valutazioni sviluppate sono stati considerati due casi, rispettivamente con 40% e 43 % di rendimento elettrico netto.
- Impianti termoelettrici a letto fluido circolante atmosferico. Sono alimentati a carbone ed hanno un rendimento che può raggiungere il 40%.
- Nelle valutazioni sviluppate è stato considerato un valore di rendimento elettrico netto pari al 39%.

Si evidenzia che in questa fase sono prese in considerazione, per completezza di analisi, le più diffuse opzioni tecnologiche utilizzabili per il carbone Sulcis (gassificazione esclusa); nei capitoli successivi verrà verificata la compatibilità delle caratteristiche ambientali e prestazionali dell'ipotesi selezionata con i vincoli derivanti dall'attuazione del Piano di disinquinamento del Sulcis Iglesiente. Al riguardo si segnala che il Comitato di Coordinamento previsto dal D.P.R. 28.01.1994, su espressa richiesta del Ministero dell'Ambiente, aveva imposto una soglia minima di rendimento dell'impianto, oggetto della concessione stipulata con ATI Sulcis, pari al 40% netto (con esclusione dei consumi dell'impianto di produzione ossigeno).

Ipotesi di costo dell'energia considerate

Gli elementi che compongono il costo del kWh prodotto da un impianto termoelettrico possono sinteticamente essere rappresentati dalle seguenti voci:

- Costi del combustibile
- Costi operativi e di manutenzione
- Costi del capitale

Non vengono considerati in queste valutazioni di prima approssimazione i costi fiscali (ordinari ed ambientali) collegati alla produzione di energia elettrica (carbon tax, oneri sulle emissioni, oneri per acquisto di certificati verdi, etc.)

Costi del combustibile

Carbone importato

È stata effettuata una ipotesi del prezzo del carbone d'importazione sulla base delle statistiche pubblicate nel dicembre 2002 dalla rivista specializzata "Carbone informazioni".

I dati sono relativi ai primi sette mesi del 2001 e del 2002 (vedi **tabella 1**) e indicano un prezzo medio cif del carbone importato nei due periodi, pari rispettivamente a 53,82 e 53,58 €/t.

Per le valutazioni che seguiranno è stato pertanto assunto un prezzo medio del carbone di importazione pari a 53,8 €/t.

Questa assunzione è da ritenersi conservativa visto che le previsioni per gli anni successivi evidenziano una riduzione del prezzo medio di questa fonte energetica.

Carbone Sulcis

Per effettuare le valutazioni riportate nella presente nota, sono stati considerati tre diversi prezzi del carbone Sulcis (45, 53,8 e 60 €/ton).

Poteri calorifici

Carbone d'importazione

Per le valutazioni che seguiranno è stato assunto un potere calorifico del carbone d'importazione pari a circa 6400 kcal/kg (26,8 MJ/kg).

Carbone Sulcis

Il potere calorifico del carbone Sulcis è stato considerato pari a 4969,7 kcal/kg (20,81 MJ/kg).

Costi di capitale e costi operativi

Per la valutazione dei costi di capitale, operativi e di manutenzione ci si è basati sui dati contenuti nel rapporto del US Department of Energy DOE/FE – 0400 "*Market –based advanced system coal power system – Final Report del 1999*".

I costi d'investimento sono stati aggiornati utilizzando un cambio €/€ uguale a 1,13, adottando una rivalutazione del 15% ed una ulteriore maggiorazione del 20% per tener conto dei maggiori costi di investimento principalmente legati agli stringenti vincoli ambientali imposti sia per quanto riguarda le immissioni in atmosfera sia per quanto riguarda le infrastrutture logistiche di stoccaggio e movimentazione del carbone ed in parte anche all'impiego di carbone Sulcis.

I costi di O&M sono stati aggiornati utilizzando un cambio €/€ uguale a 1,13 ed adottando una rivalutazione del 15% ed una ulteriore maggiorazione del 30% per tener conto dei maggiori costi di esercizio principalmente legati agli stringenti vincoli ambientali ed in parte anche all'impiego di carbone Sulcis.

È stato infine considerato un tasso d'interesse del 6,5%.

Esame dei casi considerati

Caso 1

Impianto da 325 MWe netti, alimentato con 100% di carbone Sulcis, realizzato nell'ambito di un contratto di programma con un contributo in conto impianti del 50%, che ceda tutta l'energia elettrica prodotta come energia in eccesso al prezzo di 2,5 cent€/kWh (nessun acquisto garantito dal GRTN).

Una sintesi delle valutazioni effettuate è riportata nella **tabella 2**.

L'impianto appare in grado di assorbire una produzione economicamente significativa della miniera ma non in grado di soddisfare le cautelative ipotesi di prezzo di cessione.

Infatti, per tutte le tecnologie di combustione considerate, si evidenzia un costo specifico dell'energia superiore ai 2,5 cent€/kWh, considerato come ipotesi di riferimento. Nel caso di impianti con rendimento maggiore (43%) il costo atteso, al netto dei costi fiscali (ordinari ed ambientali), potrebbe variare da circa 3,43 a 4,04 cent€/kWh, col variare del possibile costo del carbone Sulcis da 45 a 60 €/t.

Si rileva inoltre che la configurazione ipotizzata dovrebbe soddisfare i limiti alle emissioni fissati dalla pronuncia VIA in termini di quantità annue totali di inquinanti ma non in termini di concentrazioni nei fumi.

Caso 2

Impianto da 325 MWe netti, alimentato con 50% di carbone Sulcis (e 50% di carbone di importazione), realizzato nell'ambito di un contratto di programma con un contributo in conto impianti del 50%, che ceda tutta l'energia elettrica come energia in eccesso al prezzo di 2,5 cent€/kWh (nessun acquisto garantito dal GRTN).

Una sintesi delle valutazioni effettuate è riportata nella **tabella 3**.

L'impianto non appare in grado di assorbire una produzione economicamente significativa della miniera (ne potrebbe utilizzare circa 490.000 t/a) e di soddisfare le cautelative ipotesi di prezzo di cessione.

Infatti, per tutte le tecnologie di combustione considerate, si evidenzia un costo specifico dell'energia superiore ai 2,5 cent€/kWh, considerato come ipotesi di riferimento. Nel caso di impianti con rendimento maggiore (43%) il costo atteso, al netto dei costi fiscali (ordinari ed ambientali), potrebbe variare da circa 3,37 a 3,67 cent€/kWh, col variare del possibile costo del carbone Sulcis da 45 a 60 €/t.

Caso 3

Impianto da 325 MWe netti, alimentato con 100% di carbone Sulcis, realizzato in convenzione, che ceda tutta l'energia elettrica prodotta al GRTN ad un prezzo incentivato di 12,5 cent €/kWh per i primi otto anni e di 6,0 cent €/kWh negli anni successivi.

Una sintesi delle valutazioni effettuate è riportata nella **tabella 4** (i primi otto anni con ammortamento totale dell'impianto) e nella **tabella 5** (a partire dal nono anno con impianto già ammortizzato).

L'impianto appare in grado di assorbire una produzione economicamente significativa della miniera, presenta margini economici che potrebbero consentirne la fattibilità, ma non consente di disporre di energia in eccesso in grado di favorire lo sviluppo socio economico dell'area, dovendo considerarsi la cessione al GRTN di tutta la produzione.

Si rileva inoltre che la configurazione ipotizzata dovrebbe soddisfare i limiti alle emissioni fissati dalla pronuncia VIA in termini di quantità annue totali di inquinanti ma non in termini di concentrazioni nei fumi.

Caso 4

Impianto da 650 MWe netti, alimentato con 50% di carbone Sulcis (e 50% di carbone di importazione) realizzato nell'ambito di un contratto di programma con un contributo in conto impianti del 50%, che ceda il 50% dell'energia elettrica prodotta come energia in eccesso al prezzo di 2,5 cent€/kWh (nessun acquisto garantito dal GRTN) ed il restante 50% al GRTN al prezzo di 5,0 cent €/kWh.

Una sintesi delle valutazioni effettuate è riportata nella **tabella 6**.

L'impianto appare in grado di assorbire una produzione economicamente significativa della miniera e, in presenza di tecnologie ad alto rendimento, presenta un costo di produzione inferiore all'ipotizzato prezzo di cessione dell'energia elettrica.

Pertanto, il margine risultante nella soluzione impiantistica più favorevole, col variare del possibile costo del carbone Sulcis da 45 a 60 €/t, risulta rispettivamente dell'ordine di 0,38 e 0,08 cent€/kWh e potrebbe essere insufficiente ad assicurare la copertura dei costi fiscali (ordinari ed ambientali), nonché di eventuali altri oneri impreveduti, ed un livello di redditività dell'iniziativa accettabile.

Caso 5

Impianto da 650 MWe netti, alimentato con 50% di carbone Sulcis (e 50% di carbone di importazione) realizzato in convenzione, che ceda il 50 % dell'energia elettrica prodotta come energia in eccesso al prezzo di 2,5 cent€/kWh (nessun acquisto garantito dal GRTN) ed il restante 50% al GRTN ad un prezzo incentivato di 12,5 cent €/kWh per i primi otto anni e di 6,0 cent €/kWh negli anni successivi.

Una sintesi delle valutazioni effettuate è riportata nella **tabella 7** (i primi otto anni con ammortamento totale dell'impianto) e nella **tabella 8** (a partire dal nono anno con impianto già ammortizzato).

L'impianto appare in grado di assorbire una produzione economicamente significativa della miniera, consente di cedere parte dell'energia prodotta come energia in eccesso, presenta margini economici che potrebbero consentirne la fattibilità assicurando la copertura dei costi ambientali e fiscali ed un livello di redditività dell'iniziativa certamente interessante.

Anche in questo caso le tecnologie che consentono maggiori margini risultano le tecnologie ad alta efficienza energetica.

Proposta del quadro normativo

Alla luce delle valutazioni sin qui sviluppate è possibile individuare nel **Caso 5** una soluzione impiantistica e una possibile modalità di finanziamento che presentano margini economici tali da consentire la fattibilità del progetto integrato miniera – centrale, in ogni sua fase.

Affinché la soluzione individuata risulti percorribile sono peraltro necessarie:

- l’emanazione di un D.P.R. a modifica del D.P.R. 28.01.94, che tenga conto dell’evoluzione della legislazione e della tecnologia nel frattempo intervenuta:
 1. in particolare dei contenuti del decreto VIA 3865 del Ministero dell’Ambiente, del 4 agosto 1999 relativo al progetto di realizzazione della centrale a ciclo combinato integrata con impianto di gassificazione del carbone nel comune di Portoscuso,
 2. del decreto legislativo n. 79/99 che in attuazione della direttiva 96/92/CE, contiene norme per il mercato interno dell’energia elettrica,
 3. della legge n° 55 del 09/04/2002 di conversione, con modificazioni, del decreto legge 7 febbraio 2002, n. 7, che dispone misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale,
 4. delle modificazioni intervenute sulla legge 109/94, legge quadro in materia di lavori pubblici, con riferimento al testo aggiornato con le modifiche della legge 166/2002, pubblicata sulla G.U. n. 181 del 3 agosto 2002
- la notifica alla Comunità Europea del nuovo D.P.R. come modifica del D.P.R. 28.01.94 già notificato dal Governo italiano con nota del 23 giugno 94 ed i cui contenuti sono stati inseriti nel “Programma Operativo Plurifondo 1994 -1999” della Regione Sardegna, approvato dalla Commissione con decisione C(94)3128 del 25 Novembre 1994 (in proposito si allega lettera del Comitato di Coordinamento del 13.02.2001).
- l’adozione di alcune disposizioni di natura legislativa, in particolare in relazione alla necessità di superare i vincoli stabiliti dall’art. 15, comma 1 e comma 2, del D.Lgs. 79/99, ai fini del pieno mantenimento del diritto di avvalersi del regime di incentivazione previsto dal provvedimento CIP 6/92, così come previsto dal D.P.R. 28.01.94.

Con riferimento al DPR di modifica al D.P.R. 28.01.94, è stata predisposta una preliminare ipotesi di nuovo decreto, che si allega, di cui si evidenziano gli aspetti principali:

- ai fini autorizzativi viene inserito il principio di tecnologia ambientalmente equivalente alla gassificazione, con riferimento alle emissioni in atmosfera fissate dal Decreto VIA del 4 agosto 1999, la cui validità viene estesa al nuovo progetto con possibilità, per il

Concessionario, di richiedere varianti complessivamente migliorative in termini di impatto ambientale,

- per snellire la procedure di affidamento e di controllo si propone di individuare come Concedente la Regione Sardegna e vengono ridefiniti i compiti del Comitato di Coordinamento,
- relativamente alla procedura di affidamento viene definito il progetto di base della gara, sulla base di documentazione predisposta da ATI Sulcis e disponibile presso la Regione Sardegna, e vengono definiti i criteri di aggiudicazione, con particolare riferimento agli obblighi occupazionali ed alla presentazione di un piano industriale atto a favorire lo sviluppo economico complessivo dell'area del Sulcis Iglesiente,
- ai fini delle agevolazioni viene fissato un tetto massimo di energia cedibile al GRTN a prezzo incentivato, restando la residua energia prodotta a disposizione per la cessione diretta a terzi (nel testo proposto, con riferimento al D.P.R. 28.01.94, si propone una immissione massima in rete di 450 MWe per 7.500 ore,
- viene previsto per la procedura di VIA, alla luce della pronuncia già intervenuta, un meccanismo analogo a quello per i "miglioramenti ambientali" delle centrali esistenti,
- viene prevista la prevalenza delle norme del D.P.R. e dei suoi allegati ad ogni norma di pari rango ed in particolare alle norme del D.P.R. 554/99.

Considerazioni conclusive

Le considerazioni esposte in questo capitolo sono sviluppate in accordo alle finalità del presente studio, così come definite nella piattaforma programmatica del 25 febbraio 2003 (al punto 4 del settore energia) sottoscritta dal Ministero delle Attività produttive e dalla Regione Autonoma Sardegna, e con riferimento ai vincoli e agli obiettivi del Piano di disinquinamento per il risanamento dell'area del Sulcis Iglesiente del 23.04.1993.

Partendo dalla valutazione di un ampio spettro di opzioni è stato possibile selezionare una ipotesi impiantistica economicamente e tecnicamente percorribile, che sarà oggetto degli approfondimenti di natura tecnica, economica ed ambientale nelle successive sezioni in cui si articola lo studio, ed una conseguente proposta di adeguamento normativo.

Tabella 1
Prezzi medi Cif del Carbone (da “Carbone Informazioni” del 7.12.2002)

€/tonn	2001	2002
Gennaio	47.57	55.77
Febbraio	50.98	55.62
Marzo	52.02	56.00
Aprile	53.13	56.81
Maggio	57.13	52.99
Giugno	56.22	49.40
Luglio	60.78	47.55
Gen./Luglio	53.82	53.58

Tabella 2

Impianto da 325 Mwe (100% carbone Sulcis)

contributi in conto impianto con Accordo di Programma (vendita diretta a 2,5 cent €/kWh)

COSTO ENERGIA ELETTRICA [cent€/kWh]				
CASO 1	PC Subcritico	Imp.SC 40%	Imp. SC 43%	Imp.letto fluido
Potenza netta impianto (Mwe)	325	325	325	325
Rendimento elettrico netto	38%	40%	43%	39%
% carbone Sulcis (in term. potere calorifico)	100%	100%	100%	100%
Carbone Importazione alimentato (t/a)	-	-	-	-
Carbone Sulcis alimentato (t/a)	1.121.469	1.056.823	980.633	1.081.211
Prezzo carbone importato (€/t)	53,80	53,80	53,80	53,80
Prezzi carbone Sulcis				
1° ipotesi (€/t)	45,00	45,00	45,00	45,00
2° ipotesi (€/t)	53,80	53,80	53,80	53,80
3° ipotesi (€/t)	60,00	60,00	60,00	60,00
Costo specifico carbone importaz (cent€/kWh)	0,00	0,00	0,00	0,00
Costo specifico carbone Sulcis (cent€/kWh)				
per prezzo Sulcis=45,0 €/t	2,07	1,95	1,81	2,00
per prezzo Sulcis=53,8 €/t	2,48	2,33	2,17	2,39
per prezzo Sulcis=60,0 €/t	2,76	2,60	2,41	2,66
Costo specifico carbone Mix (cent€/kWh)				
per prezzo Sulcis=45,0 €/t	2,07	1,95	1,81	2,00
per prezzo Sulcis=53,8 €/t	2,48	2,33	2,17	2,39
per prezzo Sulcis=60,0 €/t	2,76	2,60	2,41	2,66
Costo specifico O&M (cent€/kWh)	0,70	0,87	0,70	0,90
Contributo in conto capitale	0,50	0,50	0,50	0,50
Costo specifico Capitale (cent€/kWh)	0,89	0,85	0,92	0,80
Costo specifico totale (cent€/kWh)				
per prezzo Sulcis=45,0 €/t	3,66	3,68	3,43	3,69
per prezzo Sulcis=53,8 €/t	4,07	4,06	3,79	4,09
per prezzo Sulcis=60,0 €/t	4,35	4,33	4,04	4,36
Ricavi				
Vendita diretta 325MW (a 2,5 cent €/kWh)	2,50	2,50	2,50	2,50
(Ricavi - Costi) (cent €/kWh)				
per prezzo Sulcis=45,0 €/t	-1,16	-1,18	-0,93	-1,19
per prezzo Sulcis=53,8 €/t	-1,57	-1,56	-1,29	-1,59
per prezzo Sulcis=60,0 €/t	-1,85	-1,83	-1,54	-1,86

Tabella 3

Impianto da 325 Mwe (50% carbone Sulcis)

contributi in conto impianto con Accordo di programma (vendita diretta a 2,5cent €/kWh)

COSTO ENERGIA ELETTRICA [cent€/kWh]				
CASO 2	PC Subcritico	Imp.SC 40%	Imp. SC 43%	Imp.letto fluido
Potenza netta impianto (Mwe)	325	325	325	325
Rendimento elettrico netto	38%	40%	43%	39%
% carbone Sulcis (in term. potere calorifico)	50%	50%	50%	50%
Carbone Importazione alimentato (t/a)	435.406	410.307	380.727	419.776
Carbone Sulcis alimentato (t/a)	560.734	528.411	490.317	540.605
Prezzo carbone importato (€/t)	53,80	53,80	53,80	53,80
Prezzi carbone Sulcis				
1° ipotesi (€/t)	45,00	45,00	45,00	45,00
2° ipotesi (€/t)	53,80	53,80	53,80	53,80
3° ipotesi (€/t)	60,00	60,00	60,00	60,00
Costo specifico carbone importaz (cent€/kWh)	0,96	0,91	0,84	0,92
Costo specifico carbone Sulcis (cent€/kWh)				
Per prezzo Sulcis=45,0 €/t	1,04	0,98	0,91	1,00
Per prezzo Sulcis=53,8 €/t	1,24	1,17	1,08	1,19
Per prezzo Sulcis=60,0 €/t	1,38	1,30	1,21	1,34
Costo specifico carbone Mix (cent€/kWh)				
Per prezzo Sulcis=45,0 €/t	2,00	1,88	1,75	1,92
Per prezzo Sulcis=53,8 €/t	2,20	2,07	1,92	2,12
Per prezzo Sulcis=60,0 €/t	2,34	2,21	2,05	2,26
Costo specifico O&M (cent€/kWh)	0,70	0,87	0,70	0,90
Contributo in conto capitale	0,50	0,50	0,50	0,50
Costo specifico Capitale (cent€/kWh)	0,89	0,85	0,92	0,80
Costo specifico totale (cent€/kWh)				
per prezzo Sulcis=45,0 €/t	3,59	3,61	3,37	3,62
per prezzo Sulcis=53,8 €/t	3,79	3,80	3,55	3,82
per prezzo Sulcis=60,0 €/t	3,94	3,94	3,67	3,96
Ricavi				
Vendita diretta 325MW (a 2,5 cent €/kWh)	2,50	2,50	2,50	2,50
(Ricavi - Costi) (cent €/kWh)				
per prezzo Sulcis=45,0 €/t	-1,09	-1,11	-0,87	-1,12
per prezzo Sulcis=53,8 €/t	-1,29	-1,30	-1,05	-1,32
per prezzo Sulcis=60,0 €/t	-1,44	-1,44	-1,17	-1,46

Tabella 4
Impianto da 325 Mwe (100% carbone Sulcis)
contributi in conto esercizio (primi 8 anni vendita al GRTN a 12,5 cent €/kWh)

COSTO ENERGIA ELETTRICA [cent€/kWh]				
CASO 3°	PC Subcritico	Imp.SC 40%	Imp. SC 43%	Imp.letto fluido
Potenza netta impianto (Mwe)	325	325	325	325
Rendimento elettrico netto	38%	40%	43%	39%
% carbone Sulcis (in term. potere calorifico)	100%	100%	100%	100%
Carbone Importazione alimentato (t/a)	-	-	-	-
Carbone Sulcis alimentato (t/a)	1.121.469	1.056.823	980.633	1.081.211
Prezzo carbone importato (€/t)	53,80	53,80	53,80	53,80
Prezzi carbone Sulcis				
1° ipotesi (€/t)	45,00	45,00	45,00	45,00
2° ipotesi (€/t)	53,80	53,80	53,80	53,80
3° ipotesi (€/t)	60,00	60,00	60,00	60,00
Costo specifico carbone importaz (cent€/kWh)	0,00	0,00	0,00	0,00
Costo specifico carbone Sulcis (cent€/kWh)				
per prezzo Sulcis=45,0 €/t	2,07	1,95	1,81	2,00
per prezzo Sulcis=53,8 €/t	2,48	2,33	2,17	2,39
per prezzo Sulcis=60,0 €/t	2,76	2,60	2,41	2,66
Costo specifico carbone Mix (cent€/kWh)				
per prezzo Sulcis=45,0 €/t	2,07	1,95	1,81	2,00
per prezzo Sulcis=53,8 €/t	2,48	2,33	2,17	2,39
per prezzo Sulcis=60,0 €/t	2,76	2,60	2,41	2,66
Costo specifico O&M (cent€/kWh)	0,70	0,87	0,70	0,90
Contributo in conto capitale	0,00	0,00	0,00	0,00
Costo specifico Capitale (cent€/kWh)	3,22	3,08	3,34	2,89
Costo specifico totale (cent€/kWh)				
per prezzo Sulcis=45,0 €/t	6,00	5,90	5,85	5,79
per prezzo Sulcis=53,8 €/t	6,40	6,29	6,20	6,17
per prezzo Sulcis=60,0 €/t	6,69	6,56	6,45	6,45
Ricavi				
Vendita 325MW a GRTN (a 12,5 cent €/kWh)	12,50	12,50	12,50	12,50
(Ricavi - Costi) (cent €/kWh)				
per prezzo Sulcis=45,0 €/t	6,50	6,60	6,65	6,71
per prezzo Sulcis=53,8 €/t	6,10	6,21	6,30	6,33
per prezzo Sulcis=60,0 €/t	5,81	5,94	6,05	6,05

Tabella 5
Impianto da 325 Mwe (100% carbone Sulcis)
contributi in conto esercizio (dopo i primi 8 anni vendita al GRTN a 6 cent €/kWh)

COSTO ENERGIA ELETTRICA [cent€/kWh]				
CASO 3b	PC Subcritico	Imp.SC 40%	Imp. SC 43%	Imp.letto fluido
Potenza netta impianto (Mwe)	325	325	325	325
Rendimento elettrico netto	38%	40%	43%	39%
% carbone Sulcis (in term. potere calorifico)	100%	100%	100%	100%
Carbone Importazione alimentato (t/a)	-	-	-	-
Carbone Sulcis alimentato (t/a)	1.121.469	1.056.823	980.633	1.081.211
Prezzo carbone importato (€/t)	53,80	53,80	53,80	53,80
Prezzi carbone Sulcis				
1° ipotesi (€/t)	45,00	45,00	45,00	45,00
2° ipotesi (€/t)	53,80	53,80	53,80	53,80
3° ipotesi (€/t)	60,00	60,00	60,00	60,00
Costo specifico carbone importaz (cent€/kWh)	0,00	0,00	0,00	0,00
Costo specifico carbone Sulcis (cent€/kWh)				
per prezzo Sulcis=45,0 €/t	2,07	1,95	1,81	2,00
per prezzo Sulcis=53,8 €/t	2,48	2,33	2,17	2,39
per prezzo Sulcis=60,0 €/t	2,76	2,60	2,41	2,66
Costo specifico carbone Mix (cent€/kWh)				
per prezzo Sulcis=45,0 €/t	2,07	1,95	1,81	2,00
per prezzo Sulcis=53,8 €/t	2,48	2,33	2,17	2,39
per prezzo Sulcis=60,0 €/t	2,76	2,60	2,41	2,66
Costo specifico O&M (cent€/kWh)	0,70	0,87	0,70	0,90
Contributo in conto capitale	0,00	0,00	0,00	0,00
Costo specifico Capitale (cent€/kWh)	0,00	0,00	0,00	0,00
Costo specifico totale (cent€/kWh)				
per prezzo Sulcis=45,0 €/t	2,77	2,82	2,51	2,90
per prezzo Sulcis=53,8 €/t	3,18	3,21	2,87	3,29
per prezzo Sulcis=60,0 €/t	3,46	3,48	3,12	3,56
Ricavi				
Vendita 325MW a GRTN (a 6 cent €/kWh)	6,00	6,00	6,00	6,00
(Ricavi - Costi) (cent €/kWh)				
per prezzo Sulcis=45,0 €/t	3,23	3,18	3,49	3,10
per prezzo Sulcis=53,8 €/t	2,82	2,79	3,13	2,71
per prezzo Sulcis=60,0 €/t	2,54	2,52	2,88	2,44

Tabella 6
Impianto da 650 Mwe (50% carbone Sulcis)
contributi in conto impianto con Accordo di Programma (vendita diretta a 2,5 cent €/kWh)

COSTO ENERGIA ELETTRICA [cent€/kWh]				
CASO 4	PC Subcritico	Imp.SC 40%	Imp. SC 43%	Imp.letto fluido
Potenza netta impianto (Mwe)	650	650	650	650
Rendimento elettrico netto	38%	40%	43%	39%
% carbone Sulcis (in term. potere calorifico)	50%	50%	50%	50%
Carbone Importazione alimentato (t/a)	870.812	820.615	761.454	839.552
Carbone Sulcis alimentato (t/a)	1.121.469	1.056.823	980.633	1.081.211
Prezzo carbone importato (€/t)	53,80	53,80	53,80	53,80
Prezzi carbone Sulcis				
1° ipotesi (€/t)	45,00	45,00	45,00	45,00
2° ipotesi (€/t)	53,80	53,80	53,80	53,80
3° ipotesi (€/t)	60,00	60,00	60,00	60,00
Costo specifico carbone importaz (cent€/kWh)	0,96	0,91	0,84	0,92
Costo specifico carbone Sulcis (cent€/kWh)				
per prezzo Sulcis=45,0 €/t	1,04	0,98	0,91	1,00
per prezzo Sulcis=53,8 €/t	1,24	1,17	1,08	1,19
per prezzo Sulcis=60,0 €/t	1,38	1,30	1,21	1,34
Costo specifico carbone Mix (cent€/kWh)				
per prezzo Sulcis=45,0 €/t	2,00	1,88	1,75	1,92
per prezzo Sulcis=53,8 €/t	2,20	2,07	1,92	2,12
per prezzo Sulcis=60,0 €/t	2,34	2,21	2,05	2,26
Costo specifico O&M (cent€/kWh)	0,70	0,87	0,70	0,90
Contributo in conto capitale	0,50	0,50	0,50	0,50
Costo specifico Capitale (cent€/kWh)	0,89	0,85	0,92	0,80
Costo specifico totale (cent€/kWh)				
per prezzo Sulcis=45,0 €/t	3,59	3,61	3,37	3,62
per prezzo Sulcis=53,8 €/t	3,79	3,80	3,55	3,82
per prezzo Sulcis=60,0 €/t	3,94	3,94	3,67	3,96
Ricavi				
Vendita per 350MW a GRTN (5 cent€/kWh)	2,50	2,50	2,50	2,50
Vendita per 350MW a industrie (2,5 cent €/kWh)	1,25	1,25	1,25	1,25
(Ricavi - Costi) (cent €/kWh)				
per prezzo Sulcis=45,0 €/t	0,16	0,14	0,38	0,12
per prezzo Sulcis=53,8 €/t	-0,04	-0,05	0,20	-0,07
per prezzo Sulcis=60,0 €/t	-0,18	-0,18	0,08	-0,20

Tabella 7
Impianto da 650 Mwe (50% carbone Sulcis)
contributi in conto esercizio (primi 8 anni vendita al GRTN a 12,5 cent €/kWh)

COSTO ENERGIA ELETTRICA [cent€/kWh]				
CASO 5a	PC Subcritico	Imp.SC 40%	Imp. SC 43%	Imp.letto fluido
Potenza netta impianto (Mwe)	650	650	650	650
Rendimento elettrico netto	38%	40%	43%	39%
% carbone Sulcis (in term. potere calorifico)	50%	50%	50%	50%
Carbone Importazione alimentato (t/a)	870.812	820.615	761.454	839.552
Carbone Sulcis alimentato (t/a)	1.121.469	1.056.823	980.633	1.081.211
Prezzo carbone importato (€/t)	53,80	53,80	53,80	53,80
Prezzi carbone Sulcis				
1° ipotesi (€/t)	45,00	45,00	45,00	45,00
2° ipotesi (€/t)	53,80	53,80	53,80	53,80
3° ipotesi (€/t)	60,00	60,00	60,00	60,00
Costo specifico carbone importaz (cent€/kWh)	0,96	0,91	0,84	0,92
Costo specifico carbone Sulcis (cent€/kWh)				
per prezzo Sulcis=45,0 €/t	1,04	0,98	0,91	1,00
per prezzo Sulcis=53,8 €/t	1,24	1,17	1,08	1,19
per prezzo Sulcis=60,0 €/t	1,38	1,30	1,21	1,34
Costo specifico carbone Mix (cent€/kWh)				
per prezzo Sulcis=45,0 €/t	2,00	1,88	1,75	1,92
per prezzo Sulcis=53,8 €/t	2,20	2,07	1,92	2,12
per prezzo Sulcis=60,0 €/t	2,34	2,21	2,05	2,26
Costo specifico O&M (cent€/kWh)	0,70	0,87	0,70	0,90
Contributo in conto capitale	0,00	0,00	0,00	0,00
Costo specifico Capitale (cent€/kWh)	3,22	3,08	3,34	2,89
Costo specifico totale (cent€/kWh)				
per prezzo Sulcis=45,0 €/t	5,92	5,84	5,78	5,71
per prezzo Sulcis=53,8 €/t	6,12	6,03	5,96	5,91
per prezzo Sulcis=60,0 €/t	6,26	6,16	6,09	6,05
Ricavi				
Vendita per 350MW con CIP 6 (12,5 cent €/kWh)	6,25	6,25	6,25	6,25
Vendita per 350MW a industrie (2,5 cent €/kWh)	1,25	1,25	1,25	1,25
(Ricavi - Costi) (cent €/kWh)				
per prezzo Sulcis=45,0 €/t	1,58	1,66	1,72	1,79
per prezzo Sulcis=53,8 €/t	1,38	1,47	1,54	1,59
per prezzo Sulcis=60,0 €/t	1,24	1,34	1,41	1,45

Tabella 8
Impianto da 650 Mwe (50% carbone Sulcis)
contributi in conto esercizio (dopo i primi 8 anni vendita al GRTN a 6 cent €/kWh)

COSTO ENERGIA ELETTRICA [cent€/kWh]				
CASO 5b	PC Subcritico	Imp.SC 40%	Imp. SC 43%	Imp.letto fluido
Potenza netta impianto (Mwe)	650	650	650	650
Rendimento elettrico netto	38%	40%	43%	42%
% carbone Sulcis (in term. potere calorifico)	50%	50%	50%	50%
Carbone Importazione alimentato (t/a)	870.812	820.615	761.454	839.552
Carbone Sulcis alimentato (t/a)	1.121.469	1.056.823	980.633	1.081.211
Prezzo carbone importato (€/t)	53,80	53,80	53,80	53,80
Prezzi carbone Sulcis				
1° ipotesi (€/t)	45,00	45,00	45,00	45,00
2° ipotesi (€/t)	53,80	53,80	53,80	53,80
3° ipotesi (€/t)	60,00	60,00	60,00	60,00
Costo specifico carbone importaz (cent€/kWh)	0,96	0,91	0,84	0,92
Costo specifico carbone Sulcis (cent€/kWh)				
per prezzo Sulcis=45,0 €/t	1,04	0,98	0,91	1,00
per prezzo Sulcis=53,8 €/t	1,24	1,17	1,08	1,19
per prezzo Sulcis=60,0 €/t	1,38	1,30	1,21	1,34
Costo specifico carbone Mix (cent€/kWh)				
per prezzo Sulcis=45,0 €/t	2,00	1,88	1,75	1,92
per prezzo Sulcis=53,8 €/t	2,20	2,07	1,92	2,12
per prezzo Sulcis=60,0 €/t	2,34	2,21	2,05	2,26
Costo specifico O&M (cent€/kWh)	0,70	0,87	0,70	0,90
Contributo in conto capitale	0,00	0,00	0,00	0,00
Costo specifico Capitale (cent€/kWh)	0,00	0,00	0,00	0,00
Costo specifico totale (cent€/kWh)				
per prezzo Sulcis=45,0 €/t	2,70	2,75	2,45	2,83
per prezzo Sulcis=53,8 €/t	2,90	2,95	2,62	3,02
per prezzo Sulcis=60,0 €/t	3,04	3,08	2,75	3,16
Ricavi				
Vendita per 325MW a GRTN (a 6 cent €/kWh)	3,00	3,00	3,00	3,00
Vendita per 325MW a industrie (a 2,5 cent €/kWh)	1,25	1,25	1,25	1,25
(Ricavi - Costi) (cent€/kWh)				
per prezzo Sulcis=45,0 €/t	1,55	1,50	1,80	1,43
per prezzo Sulcis=53,8 €/t	1,35	1,30	1,63	1,23
per prezzo Sulcis=60,0 €/t	1,21	1,17	1,50	1,09

Ipotesi preliminare di Decreto

Decreto del Presidente della Repubblica del 28/01/1994

Attuazione del piano di disinquinamento del territorio del Sulcis-Iglesiente.

Doc. **494C28GE.900** di Origine Nazionale

e pubblicato/a su : **Gazzetta Ufficiale Italiana** n° 56 del 09/03/1994

riguardante:

AMBIENTE - Uso e tutela del territorio - Miniere, cave e torbiere

AMBIENTE - Inquinamento e tutela del suolo e del sottosuolo - Inquinamento

Art.2 : è stato così sostituito dal D.P.R. 9 giugno 1994.

- § -

TESTO

IL PRESIDENTE DELLA REPUBBLICA

Visto l'art. 7 della legge 8 luglio 1986, n. 349, come modificato dall'art. 6 della legge 28 agosto 1989, n. 305;

Vista la deliberazione della giunta della regione autonoma della Sardegna n. 22/64 in data 16 maggio 1989 a seguito della quale è stata presentata istanza per la dichiarazione di area ad elevato rischio di crisi ambientale, ai sensi dell'art. 7 della legge 8 luglio 1986, n. 349, come modificato dall'art. 6 della legge 29 agosto 1989, n. 305, del territorio del Sulcis-Iglesiente, costituito dai comuni di Carbonia, Gonnese, Portoscuso, Sant'Antioco e San Giovanni Suergiu;

Vista la deliberazione del Consiglio dei Ministri, adottata in data 30 novembre 1990, con la quale il territorio del Sulcis-Iglesiente è stato dichiarato area ad elevato rischio di crisi ambientale ai sensi e per gli effetti dell'art. 7 della legge 8 luglio 1986, n. 349, come modificato dall'art. 6 della legge 28 agosto 1989, n. 305;

Considerato che, con la citata deliberazione del Consiglio dei Ministri, è stato richiesto al Ministero dell'ambiente di predisporre, d'intesa con la regione autonoma della Sardegna e con gli altri enti locali, il piano di disinquinamento per il risanamento del territorio del Sulcis-Iglesiente che, previa ricognizione dello stato di inquinamento delle acque, dell'aria e del suolo, nonché delle relative fonti inquinanti, definisca la tipologia, la fattibilità ed i costi degli interventi di risanamento;

Visto il decreto del Ministro dell'ambiente 5 novembre 1991, con il quale è stata nominata la commissione Stato-regione-enti locali, prevista dalla deliberazione del Consiglio dei Ministri del 30 novembre 1990, con compiti di coordinamento delle attività relative al risanamento dell'area ad elevato rischio di crisi ambientale;

Visto il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 23 aprile 1993 di approvazione del piano di disinquinamento per il risanamento del territorio del Sulcis-Iglesiente che rinvia ad un successivo decreto, sulla base di specifici approfondimenti svolti dal Ministero dell'ambiente, la fissazione degli indirizzi per lo sviluppo congiunto minerario ed energetico del Sulcis-Iglesiente;

Vista la deliberazione CIPI dell'11 ottobre 1984, che approva lo studio di fattibilità per la

realizzazione delle miniere carbonifere del Sulcis;

Vista la legge del 27 giugno 1985, n. 351, che dispone il finanziamento del progetto di riattivazione del bacino carbonifero del Sulcis, affidato alla Carbosulcis S.p.a. del gruppo ENI;

Visto il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 20 luglio 1990, che autorizza i lavori di ristrutturazione della centrale Sulcis;

Vista la deliberazione CIPE del 26 luglio 1990 che prevede la realizzazione nell'area del Sulcis di un impianto di gassificazione;

Considerato che in data 14 gennaio 1993 l'ENEL ha presentato al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato l'aggiornamento dei propri programmi pluriennali che prevede un diverso assetto della centrale Sulcis rispetto a quanto autorizzato dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 20 luglio 1990;

Esaminate le conclusioni della commissione costituita dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato con decreto del 17 giugno 1993;

Esaminati gli studi predisposti dal Ministero dell'ambiente ai sensi del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 23 aprile 1993;

Considerata l'opportunità che lo sfruttamento delle miniere carbonifere del Sulcis sia integrato in unico ciclo produttivo con la produzione di energia elettrica e cogenerazione di fluidi caldi con tale carbone e mediante tecnologie di gassificazione;

Considerata l'opportunità di un sostegno pubblico per l'utilizzo del carbone Sulcis a copertura degli extra costi, diretti ed indiretti, ad esso connessi;

Considerata l'opportunità che, anche alla luce dei contenuti della legge 27 giugno 1985, n. 351, il carbone Sulcis sottoposto a processo di gassificazione e destinato alla produzione di energia elettrica e cogenerazione di fluidi caldi in impianti a ciclo combinato sia da considerarsi fonte di energia assimilabile alle fonti rinnovabili, ai sensi delle leggi 9 gennaio 1991, n. 9 e n. 10;

Visto il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 25 settembre 1992 di approvazione della convenzione-tipo prevista dall'art. 22 della legge 9 gennaio 1991, n. 9;

Considerato che un sostegno finanziario pubblico può essere erogato, in accordo alle prescrizioni della Comunità economica europea, solo in un regime di concorrenza;

Considerato che l'attuazione di quanto necessario per lo sfruttamento del carbone Sulcis richiede un'azione concertata dello Stato, della regione autonoma della Sardegna e degli enti locali interessati;

Considerato che l'IMI - Istituto mobiliare italiano, possiede specifiche competenze per la valutazione delle imprese e dei progetti di investimento;

Sentita la commissione Stato-regioni-enti locali, che ha approvato, alla riunione del 1° ottobre 1993, gli studi predisposti dal Ministero dell'ambiente;

Vista la delibera del 9 novembre 1993 della giunta regionale della regione autonoma della Sardegna;

Vista la legge 8 giugno 1990, n. 142;

Viste le leggi 9 gennaio 1991, n. 9, e 9 gennaio 1991, n. 10;

Visto il decreto legislativo 19 dicembre 1991, n. 406;

Viste le direttive CEE n. 90/531 e n. 93/38 relative alle procedure di appalto degli enti erogatori di energia;

Considerato che in tali direttive n. 90/531 e n. 93/38 non trova specifica regolamentazione l'istituto della concessione;

Vista la deliberazione CIPI 21 aprile 1993;

Vista la deliberazione del consiglio della regione autonoma della Sardegna del 9 settembre 1993;

Vista la deliberazione del Consiglio dei Ministri adottata nella riunione del 29 dicembre 1993, su proposta del Ministro dell'ambiente, di concerto con i Ministri dell'industria, del bilancio e della programmazione economica e del tesoro;

Visto il DPR 28 gennaio 1994

Visto il DPR 9 giugno 1994

Visto il decreto legislativo n. 79/99

Visto il decreto VIA 3865 del Ministero dell'Ambiente, del 4 agosto 1999 relativo al progetto di realizzazione della centrale a ciclo combinato integrata con impianto di gassificazione del carbone nel comune di Portoscuso.

Considerata la stipula in data 15 ottobre 1996 della convenzione di concessione in attuazione del DPR 28 gennaio 1994 ed il successivo recesso delle parti avvenuto il

Considerata l'opportunità di consentire lo sfruttamento delle miniere carbonifere del Sulcis e lo sviluppo industriale del territorio del Sulcis Iglesiente nel rispetto dell'ambiente

Vista la Legge n. 55/02

Decreta:

Articolo Primo: Modifiche al DPR 28.01.1994

Art. 1. Sviluppo minerario energetico con carbone Sulcis. –

1. Ai fini dello sviluppo del bacino carbonifero del Sulcis verrà affidata, nel rispetto della normativa comunitaria, ~~con le procedure del decreto legislativo 19 dicembre 1991, n. 406, una concessione integrata per la gestione della miniera di carbone del Sulcis e produzione di energia elettrica e cogenerazione di fluidi caldi mediante gassificazione, secondo i contenuti fissati in allegato A, nel rispetto dei valori massimi di emissione in atmosfera specificati nella tabella A1 e con l'idonea destinazione dei residui solidi prodotti.~~ 2. Al concessionario è assicurato l'acquisto dell'energia elettrica prodotta ai prezzi indicati in allegato B, ~~nonché le agevolazioni finanziarie di cui commi 2 e 3 dell'art. 8~~ **nel limite di 450 MW elettrici di potenza per 7500 ore /anno di funzionamento.** 3. ~~Nel caso in cui le agevolazioni di cui al comma 2 dell'art. 8 non possano essere concesse, in tutto o in parte, entro un anno dall'affidamento della concessione di cui al comma 1, con il vincolo di erogazione entro il completamento degli impianti, la regione autonoma della Sardegna garantirà un contributo di pari ammontare.~~

Art. 2. Accordo di programma **Soggetti attuatori. –**

~~1. Entro trenta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, verrà stipulato un apposito accordo di programma, ai sensi dell'art. 27 della legge 8 giugno 1990, n. 142, Presidenza del Consiglio dei Ministri e regione autonoma della Sardegna, provincia di Cagliari, comuni di Carbonia, Gonnese e Portoscuso, ENEL S.p.a. sulla base dello schema riportato in allegato C.~~

- 1 Il soggetto concedente è la Regione Sardegna, a cui tornerà la proprietà degli impianti alla scadenza della concessione. E' compito della Regione Sardegna assicurare la disponibilità delle aree e di quanto altro necessario per l'affidamento della concessione.
- 2 Ai fini della supervisione, controllo e coordinamento per l'affidamento e l'attuazione della Concessione è istituito un Comitato composto da: un rappresentante della Regione Sardegna, con funzione di presidente, un rappresentante ciascuno di: Ministero dell'Economia e delle Finanze, Ministero delle Attività Produttive, Ministero dell'Ambiente e del Territorio, provincia territorialmente competente, Comune di Carbonia, Comune di Gonnese, Comune di Portoscuso, G.R.T.N. S.p.a..
- 3 Oltre a funzioni generali di indirizzo, coordinamento e supervisione, spettano al Comitato di cui al comma 2, che delibererà a maggioranza dei componenti:

1. l'approvazione del bando e di tutti i documenti di gara, incluso lo schema di contratto;
 2. la nomina della commissione giudicatrice di cui all'articolo 21 comma 5 sgg. della legge 109/94 s.m.i.;
 3. l'approvazione dell'aggiudicazione proposta dalla commissione;
 4. l'approvazione del testo del contratto di concessione;
 5. il controllo periodico e dettagliato del rispetto, da parte del concessionario, degli obblighi contrattuali;
 6. l'approvazione dei progetti predisposti dal concessionario e di loro eventuali varianti;
 7. l'approvazione dei collaudi;
 8. l'approvazione di eventuali varianti contrattuali, in conformità alla normativa vigente;
 9. l'emanazione di un parere vincolante in relazione ad eventuale risoluzione contrattuale e/o escussione, totale o parziale, della fideiussione prevista in Allegato A.
- 4 Ai fini dell'espletamento delle attività di cui al comma 3 lettera e), nonché per tutte le attività istruttorie, ai fini delle approvazioni di propria competenza, incluse le attività di validazione dei progetti previste dalla vigente normativa, il Comitato potrà costituire una commissione interna, retribuita, che opererà con il supporto di una segreteria tecnica, individuata dal Comitato, nel rispetto delle normative vigenti. Per le attività relative alle lettere a), d), h) e i) del comma 3, la segreteria tecnica sarà integrata da un consulente legale individuato dal Comitato. I componenti della segreteria tecnica svolgeranno anche le funzioni di collaudatori ai sensi dell'articolo 28 comma 7 lettera c) della legge 109/94 s.m.i., secondo modalità che saranno definite dal Comitato.

Art. 3. Procedura di affidamento. -

- ~~1. La concessione di cui all'art. 1 sarà affidata a soggetto individuato con gara aperta a soggetti di Paesi CEE e di altri Paesi ai sensi degli accordi GATT, secondo le procedure previste dal decreto legislativo 19 dicembre 1991, n. 406 o della normativa nazionale in vigore al momento del bando e comunque nel rispetto delle direttive CEE n. 89/440 e n. 93/37 e della decisione del Consiglio CEE n. 93/323.~~
- ~~2. La scelta del contraente avverrà sulla base del massimo ribasso sul prezzo di cessione dell'energia elettrica prodotta.~~
- ~~3. La gara verrà avviata entro trenta giorni dalla stipula dell'accordo di programma previsto all'art. 2.~~
- ~~4. Le attività di preparazione degli avvisi e dei bandi di gara, di analisi dei soggetti da qualificare e della idoneità tecnico-finanziaria delle proposte nonché la predisposizione dello schema del contratto di concessione, che dovrà essere approvato dal comitato previsto dall'accordo di programma di cui all'art. 2 ed essere conforme ai criteri e finalità dettati nel presente decreto e nell'allegato A, saranno svolte da IMI - Istituto mobiliare italiano, secondo le modalità e le specifiche tecniche dettate dal comitato stesso, con particolare attenzione alle esperienze nel settore minerario ed alla produzione di energia elettrica mediante centrali alimentate a carbone.~~

- 1 La concessione è affidata ai sensi ed in conformità agli articoli 19 comma 2, 2-bis, 2-ter e 2-quater, 20 comma 2 e 21 comma 2 e 3 della legge 109/94 s.m.i.. Si applicano gli articoli 37-quinquies, 37-sexies, 37-septies, 37-octies e 37-novies della legge 109/94 s.m.i.. Rientrano nella concessione anche tutti i collegamenti tra la miniera e l'impianto, i collegamenti tra l'impianto ed il porto, nonché eventuali opere necessarie per il vettoriamiento dell'energia elettrica.

- 2 Il progetto a base di gara ai sensi dell'articolo 20 comma 2 della legge 109/94 s.m.i. sarà costituito dai seguenti documenti:
- per quanto riguarda l'impianto di potenza, dal documento "Caratterizzazione dell'Impianto Centrale a Ciclo Combinato Integrata con Impianto di Gassificazione del Carbone da 450 Mwe" del Febbraio 1999 redatto da ATI Sulcis, completo di tutti gli allegati ed integrato dal documento "Progetto dell'Impianto (modificato secondo le prescrizioni del Ministero dell'Ambiente del 4 Agosto 1999) – Centrale a Ciclo Combinato Integrata con Impianto di Gassificazione del Carbone da 450 Mwe" del Settembre 1999 redatto da ATI Sulcis;
 - per quanto riguarda la miniera, dal documento "SRK feasibility Study" del luglio 1999, integrato con il documento "AMCO review of the SRK Feasibility study del luglio 2000.
- 3 Il bando di gara dovrà dare facoltà agli offerenti di proporre varianti. Potrà, inoltre, essere previsto nel bando, subordinatamente all'assenso del Comitato di cui all'articolo 2 comma 2, che l'impianto di produzione di energia possa coprire un'area inferiore a quella prevista dal progetto e che opere ausiliari (nastri, collegamenti, parchi e simili) possano essere ubicate su aree diverse da quelle previste nel progetto a base di gara, specificamente indicate nel bando e di cui il soggetto concedente garantisca la disponibilità.
- 4 La controprestazione a favore del concessionario non potrà includere la corrisponsione di alcun prezzo. In dipendenza della tipologia di opere oggetto della concessione, gli elementi da prendere in considerazione per la valutazione delle offerte, ai fini dell'aggiudicazione della concessione saranno:
- a) il valore tecnico ed ambientale delle varianti proposte, con particolare attenzione a:
 - massimizzazione del rendimento energetico complessivo,
 - minimizzazione delle emissioni,
 - minimizzazione dell'impiego di risorse ambientali,
 - affidabilità delle soluzioni, ai fini della bancabilità dell'intervento;
 - b) il tempo di esecuzione dei lavori;
 - c) il piano industriale della miniera e della centrale di produzione elettrica, con particolare rilevanza degli aspetti atti a favorire lo sviluppo economico complessivo dell'area del Sulcis Iglesiente;
 - d) l'affidabilità dei conferimenti di eventuale energia elettrica prodotta in eccesso a quella di cui è assicurato l'acquisto ai sensi dell'articolo 1 comma 2, tenendo conto dell'effettiva situazione delle infrastrutture di trasporto di energia elettrica.
- 5 Il bando di gara prevederà un canone, a carico del concessionario, atto a coprire i costi di tutte le attività previste dall'articolo 2 comma 4, nonché ogni altro costo, a carico delle pubbliche amministrazioni, per personale e servizi necessari per l'affidamento, il controllo e l'attuazione della concessione. Lo schema di contratto fisserà le modalità di corrisponsione di tale canone, che decorrerà dalla stipula del contratto.

Art. 4 Adeguamento impianti ENEL. -

1. Il programma di ristrutturazione e risanamento ambientale della centrale convenzionale Sulcis presentato da ENEL il 14 gennaio 1993, secondo i contenuti e con le modifiche, integrazioni e prescrizioni generali indicate in allegato D viene portato all'approvazione del CIPE, su proposta del Ministro dell'industria.
2. Entro sessanta giorni dall'approvazione del CIPE l'ENEL dovrà presentare, ai sensi dell'art. 17 del decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1988 n. 203 e con le modalità previste nell'accordo procedimentale del 24 giugno 1989, al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, ai Ministeri dell'ambiente e della sanità e alla regione autonoma della Sardegna, istanza di autorizzazione per la realizzazione degli interventi di cui al comma 1.

3. Nelle more dell'autorizzazione degli interventi di cui al comma 2, permane l'autorizzazione di cui al decreto del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 20 luglio 1990, con l'obbligo, limitatamente al gruppo 3 della centrale convenzionale Sulcis, di completare tali interventi entro il 31 dicembre 1995.
4. La centrale di Portoscuso, a partire dal 31 marzo 1996, deve essere posta in riserva fredda con un utilizzo massimo di 1000 ore per anno, salvo che non siano completati gli interventi di adeguamento A2-16 e A2-17 previsti dal decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 23 aprile 1993.
5. Quanto previsto al comma 1 del presente articolo sostituisce gli interventi A2-19 e A2-20 previsti dal decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 23 aprile 1993, che conserva completa validità per ogni altro aspetto.

Art. 5. Fase transitoria. -

1. Fino all'entrata in esercizio degli impianti di gassificazione, ma al massimo fino a quattro anni dal rilascio delle autorizzazioni alla costruzione di tali impianti, il concessionario potrà cedere all'ENEL il carbone prodotto, nella misura massima impiegabile da ENEL nella centrale convenzionale Sulcis, secondo le prescrizioni di cui ai commi successivi.
2. L'ENEL, anche in considerazione di quanto previsto dalla legge del 27 giugno 1985, n. 351, è tenuto ad acquistare il carbone Sulcis, ceduto ai sensi del precedente comma 1 ad un prezzo corrispondente al prezzo medio annuo pagato dall'ENEL (franco centrale) per l'approvvigionamento di carbone, scalato proporzionalmente al potere calorifico.
3. In assenza di impianti di desolforazione la quantità massima di carbone Sulcis impiegabile nella centrale Sulcis è pari al 10 per cento della quantità di carbone equivalente dei combustibili solidi e liquidi usati nella centrale. Gli altri combustibili dovranno essere di qualità tale da garantire che le emissioni medie mensili di anidride solforosa complessive della centrale non eccedano quelle ottenibili impiegando come combustibile unico carbone con tasso di zolfo dell'1,5 per cento.
4. Per i gruppi dotati di desolforatori, ai sensi del precedente art. 4, la quantità massima di carbone Sulcis impiegabile è pari alla totalità del combustibile necessario per il gruppo.

Art. 6. Utilizzo del carbone Sulcis negli impianti convenzionali. -

1. Dopo l'avvio dell'esercizio degli impianti di ~~cui all'art. 1 gassificazione~~, ed a partire dal completamento, per ciascun gruppo, degli interventi di ristrutturazione o realizzazione, di cui all'art. 4, il carbone Sulcis può essere impiegato nella centrale convenzionale Sulcis nella quantità massima del 20 per cento della quantità di carbone equivalente dei combustibili usati nei gruppi nuovi o ristrutturati, fatto salvo il rispetto di tutte le disposizioni di tutela ambientale vigenti.
2. L'ENEL, anche in considerazione di quanto previsto dalla legge del 27 giugno 1985, n. 351, è tenuto ad acquistare, nei limiti di cui al comma 1 ed al prezzo di cui al comma 2 dell'art. 5, tutto il carbone Sulcis offerto ad ENEL dal concessionario.

Art. 7. Realizzazione discarica. -

1. Entro novanta giorni dall'entrata in vigore del presente decreto la regione autonoma della Sardegna individuerà un'area nel territorio del Sulcis-Iglesiente per la realizzazione di una discarica di seconda categoria tipo B, a servizio di tutte le imprese del territorio del Sulcis-Iglesiente, di volumetria non inferiore a 2 milioni di metri cubi ed ampliabile fino ad almeno 5 milioni di metri cubi.
2. La regione autonoma della Sardegna provvederà, previo esproprio del terreno, all'affidamento di una concessione per la realizzazione e gestione di tale discarica, secondo le procedure di cui all'art. 7 della legge 9 novembre 1988, n. 475.
3. Per l'attuazione di quanto previsto dal presente articolo la regione autonoma della Sardegna opererà secondo le procedure previste dall'accordo di programma di cui all'art. 5 del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 23 aprile 1993.

Art. 8. Norme finanziarie. -

1. Il prezzo di cessione dell'energia elettrica prodotta dal concessionario con carbone Sulcis mediante gassificazione, riportato nell'allegato B al presente decreto, è regolato, ad eccezione di quanto diversamente previsto dal presente decreto, dalle disposizioni del provvedimento CIP n. 6 del 29 aprile 1992.

~~2. Per la realizzazione degli impianti di cui al comma 1 dell'art. 1, già inseriti nel quadro comunitario di sostegno della regione Sardegna possono essere concesse agevolazioni per l'importo di lire 234 miliardi a carico in parti uguali delle risorse comunitarie e di quelle della regione stessa.~~

~~3. Per gli stessi impianti saranno altresì concesse agevolazioni finanziarie nel limite di lire 185 miliardi di Equivalente sovvenzione netto (E.S.N.) secondo i criteri e le modalità della delibera CIPI del 22 aprile 1993, previa revoca dei finanziamenti di cui alla delibera CIPI del 31 gennaio 1992.~~

~~4. A fronte delle attività di IMI - Istituto mobiliare italiano di cui al comma 4 dell'art. 3 del presente decreto è erogata a favore di IMI Istituto mobiliare italiano la somma di lire 900 milioni. Il corrispondente onere risulta assunto dalla regione Sardegna, con deliberazione della giunta regionale del 9 novembre 1993.~~

Art. 9. Gestione temporanea. -

~~1. Fino alla presa in consegna delle strutture minerarie da parte del concessionario, da attuarsi entro trenta giorni dalla stipula della presente concessione e comunque per un periodo massimo di nove mesi dalla data del presente decreto, l'attuale gestione delle miniere carbonifere del Suleis, di cui ai decreti dell'assessore all'industria della regione autonoma della Sardegna del 12 agosto 1982, 17 agosto 1986 e 4 febbraio 1992, proseguirà, con il mantenimento degli attuali livelli occupazionali.~~

Art. 10. Disposizioni finali. -

1. **Ai sensi dell'art. 11 comma 4 del decreto legislativo 79/99 l'energia elettrica prodotta con l'impiego del carbone Sulcis in misura superiore al 50% in termini di potere calorifico su base annua è considerata energia prodotta con fonte nazionale di energie combustibile primaria.**

~~L'acquisto e produzione di energia elettrica nella regione autonoma della Sardegna sono subordinati al completo utilizzo della produzione di energia elettrica da gassificazione. Per le modalità di cessione dell'energia elettrica dal concessionario al GRTN Spa all'ENEL S.p.a. si applicano le prescrizioni della convenzione tipo di cui al decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 25 settembre 1992.~~

~~2. L'utilizzo di carbone Suleis, tramite gassificazione, in impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore è assimilato a fonte rinnovabile ed i prezzi di cessione all'ENEL dell'energia elettrica prodotta con tali impianti sono quelli riportati nell'allegato B al presente decreto.~~

ALLEGATO A - Oggetto e vincoli della concessione

La concessione avrà per oggetto:

- a) la costruzione e gestione di una centrale per la produzione di energia elettrica da carbone che utilizzi carbone Sulcis in misura superiore al 50% in termini di potere calorifico su base annua;**
- b) l'adeguamento infrastrutturale e la gestione del complesso minerario per l'estrazione del carbone attualmente in concessione a Carbosulcis Spa.**

La centrale termoelettrica dovrà essere caratterizzata da emissioni in atmosfera non superiori a quelle prescritte al punto 1g) del D.M. Ambiente DEC/VIA/3865 del 4 agosto 1999.

L'intero ciclo delle ceneri di combustione dovrà essere gestito all'interno del sistema centrale-area mineraria, senza conferimenti all'esterno.

L'ente concedente individuerà, in sede di bando di gara l'area di costruzione della centrale termoelettrica di un'estensione dell'ordine di 30 ettari e, comunque idonea alla realizzazione dell'impianto, la quale sarà messa gratuitamente a disposizione del concessionario per tutta la durata della concessione.

Non sono previsti oneri a carico del concessionario, fatti salvi gli oneri fissati dall'articolo xxxx del xxxx e quant'altro previsto per legge .

Il concessionario prenderà in carico la gestione della miniera , anche al fine di avviare i necessari adeguamenti infrastrutturali, entro e non oltre 180 giorni dalla data di inizio dei lavori di costruzione della centrale termoelettrica.

Al concessionario sarà contestualmente trasferita, a titolo gratuito, la titolarità delle concessioni minerarie della Carbosulcis Spa e gli sarà attribuita gratuitamente la concessione d'uso degli impianti minerari realizzati dalla Carbosulcis Spa.

Sono a carico del concessionario tutti gli interventi che dovrà realizzare al fine di assicurarsi una produzione di carbone Sulcis in quantità idonea per il rispetto dell'oggetto della concessione.

Il concessionario deve assicurare, a far data dall'inizio della produzione elettrica, un livello occupazionale, complessivo di tutte le iniziative avviate nell'area del Sulcis Iglesiente, non inferiore a quella esistente presso la Carbosulcis Spa alla data del 28 gennaio 1994.

A far data della prese in consegna della miniera il livello occupazionale del concessionario non potrà essere inferiore al numero di addetti della Carbosulcis Spa a tale data, con il limite massimo del numero di addetti al 28 gennaio 1994.

Il concessionario è tenuto ad offrire l'assunzione a tempo indeterminato a tutti i lavoratori della Carbosulcis.

Il concessionario non potrà ricorrere per tutta la durata della concessione a meccanismi di sostegno dell'occupazione, se non per il personale in eccedenza ai livelli occupazionali minimi previsti nel presente decreto.

La durata della concessione è di 25 anni. Il concessionario contestualmente alla stipula dell'atto concessorio è tenuto a prestare garanzia fideiussoria del rispetto delle obbligazioni della concessione di importo non inferiore a 25 milioni di Euro.

~~La concessione prevede il diritto all'utilizzo della miniera di carbone Sulcis nonché la realizzazione e gestione di nuovi impianti di gassificazione per la produzione di energia elettrica a ciclo combinato con una potenza netta compresa tra 350 e 450 MW , nonché per la cogenerazione dei fluidi caldi. Al concessionario sono trasferite a titolo gratuito la titolarità delle concessioni minerarie della Carbosulcis S.p.A. e gli impianti minerari realizzati fino ad oggi da Carbosulcis S.p.A.~~

~~Entro centottanta giorni dall'affidamento della concessione il concessionario deve presentare i progetti esecutivi di tutte le varianti rispetto ai progetti esistenti e di tutte le nuove opere, corredati da tutta la documentazione necessaria ai fini autorizzativi. Nelle more dell'approvazione di tali progetti, il concessionario potrà procedere alla realizzazione delle opere già previste nei progetti~~

~~approvati. Tali progetti inoltre dovranno contenere un preciso programma temporale per il raggiungimento dei livelli di regime della produzione mineraria ed elettrica.~~

~~Per le modalità di cessione dell'energia elettrica si applicano le prescrizioni della convenzione tipo di cui al decreto Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 25 settembre 1992:~~

~~Il concessionario deve provvedere al rispetto dei valori massimi di emissione in atmosfera indicati nella tabella A1 del presente allegato e deve indicare idonee destinazioni dei residui solidi, secondo le modalità previste nel capitolato.~~

~~Il concessionario deve, inoltre, assumere tutto il personale attualmente in forza alla Carbosuleis e mantenere almeno tali livelli occupazionali per tutta la durata della concessione senza avvalersi, dal momento del rilascio delle autorizzazioni per la realizzazione degli impianti, di qualsivoglia risorsa pubblica a sostegno dell'occupazione. Il livello occupazionale è riferito a tutte le nuove attività svolte dal concessionario in Sardegna ed in particolare alla centrale elettrica oggetto della concessione.~~

~~Il concessionario, in sede di progetti esecutivi, deve formulare una ipotesi, corredata da precisi programmi economico-finanziari, per la costituzione di una società mista per la gestione degli impianti minerari ed elettrici di gassificazione. Il capitale di tale società mista potrà essere sottoscritto, nella misura massima del 20 per cento, dai soggetti firmatari dell'accordo di programma all'art. 2 del presente decreto oppure da soggetti direttamente o indirettamente dagli stessi controllati.~~

~~Dopo trenta giorni dalla concessione delle agevolazioni di cui ai commi 2 e 3 dell'art. 8 del presente decreto il concessionario dovrà prestare idonea garanzia bancaria pari all'ammontare delle agevolazioni concesse aumentate del 20%.~~

~~La durata della concessione è di 30 anni.~~

~~Al concessionario è messa a disposizione gratuitamente l'area necessaria alla realizzazione dell'impianto di gassificazione, come indicato in sede di capitolato.~~

~~Le prescrizioni di dettaglio relative alla concessione saranno definite in sede di capitolato.~~

~~Tabella A1 – Vincoli ambientali emissioni massime in atmosfera~~

	ta (1)	mg-Nm ³
SO ₂	1800	250
NO _x	1500	100

~~(1) Per 5000 ore di funzionamento, da variarsi linearmente per tempi di funzionamento maggiori o minori.~~

ALLEGATO B - Prezzi di cessione dell'energia

1. Per energia elettrica prodotta ~~mediante gassificazione~~ con carbone Sulcis , in misura superiore al 50 per cento in termini di potere calorifico su base annua:
160 lire per chilowattora ridotte del ribasso d'asta per i primi otto anni di esercizio:

il prezzo previsto dalla deliberazione CIP n.6 del 29 aprile 1992 per gli impianti esistenti alimentati a carbone per i successivi anni di esercizio.

2. Nei primi otto anni di esercizio per l'utilizzo temporaneo, per cause di forza maggiore, di quantità di carbone Sulcis inferiori al 50% il prezzo di cessione sarà ridotta di 0,5 lire/kWh per ogni punto percentuale in meno di utilizzo di carbone Sulcis a partire dal 50%.

3. I prezzi di cui al punto 1 sono aggiornati, a partire dal 1994, secondo le procedure di cui alla deliberazione CIP n. 6 del 29 aprile 1992.

ALLEGATO C

Schema di accordo di programma tra:

Ministero dell'ambiente ~~e della tutela del territorio~~;

Ministero ~~dell'economia e delle finanze~~ del bilancio e della programmazione economica;

Ministero ~~delle attività produttive~~ dell'industria, del commercio e dell'artigianato;

regione autonoma della Sardegna;

provincia ~~territorialmente competente~~ di Cagliari;

comune di Carbonia;

comune di Gonnessa;

comune di Portoseuso;

~~GRTN~~ ENEL S.p.A.

(nel seguito indicate collettivamente le "Parti")

Premesso che:

~~con deliberazione della Giunta della regione autonoma della Sardegna n.22/64 in data 16 maggio 1989 è stata presentata istanza per la dichiarazione di area ad elevato rischio di crisi ambientale, ai sensi dell'art. 7 della legge 8 luglio 1986 n. 349, come modificato dall'art. 6 della legge 28 agosto 1989, n. 305, del territorio del Sulcis-Iglesiente, costituito dai comuni di Carbonia, Gonnessa, Portoseuso, Sant'Antioco e San Giovanni Suergiu;~~

~~con la deliberazione del Consiglio dei Ministri, adottata in data 30 novembre 1990, il territorio del Sulcis-Iglesiente è stato dichiarato area ad elevato rischio di crisi ambientale ai sensi e per gli effetti dell'art. 7 della legge 8 luglio 1986, n. 349, come modificato dall'art. 6 della legge 28 agosto 1989, n. 305;~~

~~con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 23 aprile 1993 è stato approvato il piano di disinquinamento per il risanamento del territorio del Sulcis-Iglesiente che rinvia ad un successivo decreto, sulla base di specifici approfondimenti svolti dal Ministero dell'ambiente, la fissazione degli indirizzi per lo sviluppo congiunto minerario e energetico del Sulcis-Iglesiente;~~

~~con decreto del Presidente della Repubblica del è stato approvato il piano specifico di sviluppo minerario-energetico del Sulcis-Iglesiente che prevede l'affidamento, mediante gara internazionale, di una concessione per l'estrazione di carbone Sulcis e la produzione di energia elettrica e cogenerazione di fluidi caldi, con tale carbone mediante gassificazione (nel seguito indicata come "concessione");~~

~~ai fini dell'affidamento e della gestione di tale concessione le funzioni di concedente e soggetto autorizzante sono attribuite al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, Ministero del bilancio e della programmazione economica, Ministero dell'ambiente, regione autonoma della~~

Sardegna, comuni di Carbonia, Gonnese e Portoscuso, nonché per le funzioni di controllo, anche la provincia di Cagliari.

~~Il GRTN l'ENEL S.p.A. è la concessionaria del servizio pubblico di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica elettrico pubblico;~~

~~in conseguenza, l'efficace gestione della concessione è condizionata da un'azione unitaria ed integrata dei soggetti sopracitati, tra gli stessi regolamentata con il presente accordo;~~

~~La legge 8 giugno 1990, n. 142, prevede la conclusione di accordi di programma per la definizione e l'attuazione di opere, di interventi o di programmi di intervento che richiedano, per la loro completa realizzazione, l'azione integrata e coordinata di comuni, di province e regioni, di amministrazioni statali e di altri soggetti pubblici;~~
~~il decreto del Presidente della Repubblica del prevede la stipula di uno specifico accordo di programma tra le parti;~~

~~Tutto ciò premesso si conviene e si stipula quanto segue:~~

~~*Art. 1—Premesse~~

~~Le premesse costituiscono parte integrante del presente accordo.~~

~~*Art. 2—Oggetto dell'accordo~~

~~Con la sottoscrizione del presente atto le parti concludono un accordo di programma (nel seguito indicato come "accordo"), ai sensi e per gli effetti dell'art. 27 della legge 8 giugno 1990, n.142, per una gestione unitaria ed integrata di tutte le rispettive competenze relative alla concessione. In particolare rientrano nell'ambito del presente accordo:~~

~~il coordinamento delle azioni necessarie ai fini di:~~

~~definizione~~ ~~approvazione dello schema di concessione predisposto dall'IMI e stipulazione della stessa con il soggetto aggiudicatario della gara internazionale indetta ai sensi del decreto del Presidente della Repubblica del.....~~

~~revoche e rilascio di ogni concessione mineraria;~~

~~individuazione del terreno per l'impianto di gassificazione e suo esproprio, se necessario;~~

~~predisposizione ed esecuzione della gara internazionale;~~

~~ogni autorizzazione, concessione, deliberazione, intese, concerti, nulla osta o assensi comunque denominati relativi alle infrastrutture ed impianti oggetto della concessione o ad essa connessi;~~

~~ogni rapporto contrattuale nei confronti del concessionario;~~

~~ogni altra attività avente rilevanza o attinenza diretta o indiretta rispetto alla concessione.~~

~~*Art. 3—Impegni delle parti~~

~~A) In attuazione dell'oggetto dell'accordo le parti si impegnano a gestire unitariamente e collegialmente tutte le attività rientranti nell'ambito di applicazione dell'accordo;~~

~~B) Le parti si impegnano altresì ad attenersi a tutto quanto previsto nel presente accordo, secondo le modalità e per il raggiungimento delle finalità previste nel decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 23 aprile e nel decreto del Presidente della Repubblica del.....~~

~~*Art. 4—Comitato di coordinamento~~

~~A) Ai fini dell'attuazione del presente accordo è costituito un comitato di coordinamento (nel seguito indicato come "comitato") così composto:~~

~~presidente: un rappresentante della regione autonoma della Sardegna;~~

~~un rappresentante della regione Sardegna;~~

~~due rappresentanti del Ministero delle attività produttive dell'industria, del commercio e~~

dell'artigianato;

due rappresentanti del Ministero ~~dell'economia e delle finanze~~ del bilancio e della programmazione economica;

due rappresentanti del Ministero dell'ambiente ~~e della tutela del territorio~~;

un rappresentante della provincia ~~territorialmente competente~~ di Cagliari;

un rappresentante ciascuno per i comuni di Carbonia, Gonnessa e Portoscuso;

un rappresentante ~~del GRTN~~ dell'ENEL S.p.A.

~~B) I membri del comitato sono nominati da ciascuna parte con lettera del presidente della regione autonoma della Sardegna entro dieci giorni dalla data di adozione del presente accordo. Ciascuna parte può nominare anche membri supplenti, secondo le medesime modalità.~~

~~I membri del comitato nominati durano in carica per cinque anni e possono essere revocati e sostituiti dalla parte che ha provveduto alla loro nomina a mezzo di comunicazione scritta da indirizzarsi al presidente della regione autonoma della Sardegna.~~

~~In caso di revoca, impedimento, dimissioni e/o cessazione della carica di alcuno dei membri per qualunque ragione, esso verrà sostituito dalla parte che aveva provveduto alla sua nomina, secondo la medesima procedura.~~

~~I membri del comitato nominato da ciascuna parte, sono dotati dei più ampi poteri di rappresentanza della parte stessa in relazione alle competenze ed alle funzioni del comitato.~~

~~C) il comitato è la sede di tutte le decisioni relative alla concessione ed alla sua attuazione, in particolare, definisce e coordina:~~

~~i) tutte le necessarie azioni preliminari all'affidamento della concessione;~~

~~ii) la predisposizione dei bandi, l'analisi dei candidati e delle offerte e l'aggiudicazione della concessione;~~

~~iii) la stipula di tutti gli atti necessari alla concessione;~~

~~iv) il controllo dell'attuazione della concessione.~~

~~D) Il comitato si riunirà quando convocato dal presidente e, in ogni caso, entro trenta giorni dalla richiesta scritta di convocazione formulata da qualsiasi membro al presidente. Le convocazioni del comitato saranno fatte tramite lettera raccomandata, telex o telefax al domicilio delle parti almeno sette giorni prima della data della riunione.~~

~~Delle riunioni del comitato verrà tenuto verbale.~~

~~E) Le decisioni del comitato saranno valide se assunte, salvo quanto diversamente previsto nel presente accordo, con il voto favorevole di due terzi dei membri.~~

~~F) Le decisioni del comitato sono vincolanti per le parti, ad eccezione tuttavia di quanto previsto dalla normativa vigente.~~

~~*Art. 5—Segreteria e supporto tecnico al comitato di coordinamento~~

~~A) Le funzioni di segreteria del comitato sono svolte dalla regione, con sede legale presso la regione autonoma della Sardegna, giunta regionale, via.....~~

~~B) Le funzioni di supporto tecnico al comitato per i compiti di cui ai punti i), ii) e iii) della lettera~~

~~C) dell'art. 4 sono svolte da IMI—Istituto mobiliare italiano, ai sensi del comma 4 dell'art. 3 del decreto del Presidente della Repubblica del~~

~~C) Gli oneri per il funzionamento del comitato sono a carico della regione Sardegna.~~

~~*Art. 6—Rappresentanza esterna~~

~~Per le funzioni di rappresentanza esterna in nome e per conto di tutte le parti (pubblicazione di bandi, stipula di accordi, ecc.) il comitato di cui all'art. 4 indicherà con apposita delibera una o, se necessario, più parti, incaricate di procedere agli atti per conto di tutte le parti.~~

~~Tale indicazione verrà recepita mediante l'adozione degli opportuni atti amministrativi da parte di tutte le parti.~~

~~*Art. 7—Conferenza di servizi~~

A) Qualora qualsiasi decisione relativa all'attuazione della concessione richieda deliberazioni, intese, concerti, nulla osta o assensi comunque denominati di più di una parte, il comitato opererà come conferenza di servizi ai sensi e per gli effetti degli articoli 14 e 15 della legge 1990, n. 241. In tali casi le modalità di convenzione e deliberazione saranno quelle di cui all'art. 14 della citata legge 7 agosto 1990, n. 241.

B) Nei casi in cui le decisioni di cui alla lettera A) richiedano anche di acquisire intese, concerti, nulla osta o assensi comunque denominati di altre amministrazioni pubbliche, oltre alle parti, la conferenza di servizi sarà estesa a tali amministrazioni, secondo le modalità di cui all'art. 14 della citata legge 7 agosto 1990, n. 241.

***Art. 8 — Durata**

Il presente accordo ha validità per tutta la durata della concessione.

***Art. 9 — Vigilanza**

La vigilanza sull'attuazione del presente accordo è svolta da un collegio presieduto dal presidente della regione autonoma della Sardegna composto dal prefetto di Cagliari, dal presidente della provincia **territorialmente competente** di Cagliari e dai sindaci dei comuni di Carbonia Gonnese, Portoscuso.

***Art. 10 — Inadempienze**

A) Le inadempienze, rispetto agli impegni assunti con il presente accordo, saranno preliminarmente discusse dal comitato, il quale solleciterà la/le parte/i eventualmente inadempiente/i a provvedere al rispetto degli impegni assunti.

Nel caso del persistere nell'inadempienza, la stessa sarà portata dal comitato o da una qualsiasi delle parti, all'attenzione del collegio di vigilanza di cui all'art. 9.

B) Nel caso in cui il collegio di vigilanza di cui all'art. 9 rilevi, autonomamente o su segnalazione del comitato od una qualsiasi delle parti, una inadempienza rispetto agli impegni assunti con il presente accordo diffonderà la/le parte/i inadempiente/i a provvedere, entro quindici giorni a rispettare gli impegni assunti.

Nel caso del persistere dell'inadempienza il collegio di vigilanza informerà il Governo il quale adotterà gli opportuni provvedimenti ai sensi della normativa vigente.

***Art. 11 — Adozione**

Il presente accordo è adottato con decreto del presidente della regione autonoma della Sardegna e pubblicato nel Bollettino ufficiale della regione autonoma della Sardegna.

ALLEGATO D - Adeguamenti impianti ENEL

Il programma di interventi sulla centrale Sulcis presentato dall'ENEL di cui all'art. 4, comma 1, del presente decreto prevede specificatamente:

adeguamento ambientale del gruppo 3 da 240 MW, mediante installazione di un sistema di desolforazione a doppio stadio calcare-gesso e di bruciatori a basso NO;

realizzazione di due nuovi gruppi policombustibile, alimentati a carbone, di potenza nominale pari a 320 MW ciascuno, dotati di sistemi di desolforazione dei fumi a doppio stadio calcare-gesso;

dismissione, improrogabilmente entro il 1999, dei gruppi 1 e 2 da 240 MW nominali ciascuno;

realizzazione di idonei sistemi di denitrificazione catalitica per il gruppo 3 da 240 MW e per i due nuovi gruppi da 320 MW.

Tali interventi devono consentire il rispetto dei seguenti livelli massimi di concentrazione degli inquinanti nei fumi:

biossido di zolfo: 400 milligrammi per metro cubo;

ossidi di azoto: 200 milligrammi per metro cubo;

polveri: 50 milligrammi per metro cubo.

Prescrizioni più specifiche saranno definite in sede di autorizzazione ai sensi dell'art. 4, comma 2, del presente decreto.

L'ENEL avvierà la realizzazione di ciascuno dei due nuovi gruppi da 320 MW in relazione alle esigenze di fabbisogno elettrico in Sardegna, nel quadro di riferimento definito dal presente decreto.

Articolo secondo: Norme transitorie:

- 5 Entro 30 giorni dall'entrata in vigore del presente decreto, le amministrazioni procederanno alla nomina dei componenti del Comitato di cui all'articolo 2 comma 2 del D. P. R. 28/01/1994, come modificato dal presente decreto. L'incarico di componente di tale Comitato è gratuito.
 - 6 Il bando di gara per la concessione deve essere pubblicato entro sei mesi dall'entrata in vigore del presente decreto. Gli otto anni previsti dall'Allegato B del D.P.R. 28/01/1994, come modificato dal presente decreto, decorrono dalla data di inizio del conferimento di energia elettrica dal concessionario al G.R.T.N. e, comunque, non oltre XX anni dalla data di entrata in vigore del presente decreto.
 - 7 Tutti i provvedimenti autorizzativi relativi alla centrale di produzione elettrica prevista nel progetto posto a base di gara, salvo la pronuncia di compatibilità ambientale di cui al D. M. Ambiente DEC/VIA/3865 del 4 agosto 1999, si intendono decaduti. La costruzione ed esercizio della centrale di produzione elettrica sarà assentita ai sensi della legge 55/02, su istanza ed a cura del concessionario.
 - 8 In caso di varianti proposte dal concessionario rispetto al progetto posto a base di gara, di qualsiasi tipo, in conformità a quanto previsto nel presente decreto, conserva validità la pronuncia di compatibilità ambientale di cui al precedente comma 3, a condizioni che le varianti proposte abbiano natura complessivamente migliorativa in termini di impatto ambientale. Tale fatto è accertato dal Ministero dell'Ambiente, che, entro 60 giorni, si pronuncia, con proprio decreto, su richiesta del concessionario, corredata da specifico studio documentante l'impatto ambientale delle varianti previste; in sede di tale pronuncia, il Ministero dell'Ambiente può modificare e/o integrare le prescrizioni di cui alla pronuncia di compatibilità ambientale di cui al comma 3. La richiesta di pronuncia ai sensi del presente comma non interferisce con il procedimento di cui alla legge 55/02, fatto salvo che la pronuncia favorevole del Ministero dell'Ambiente è requisito preliminare per la conclusione di tale procedimento.
 - 9 Le disposizioni degli articoli 1, 2 e 3, nonché degli Allegati A e B del D.P.R. 28/01/1994, come modificato dal presente decreto, sono prevalenti rispetto ad ogni norma di pari rango e, in particolare, rispetto al D.P.R. 554/99.
-



Regione Autonoma della Sardegna

Comitato di Coordinamento

Accordo di programma 28 /06 /1994 per l'attuazione di un piano specifico
di sviluppo minerario energetico del Sulcis-Iglesiente

Prot. N. 1654

Classificazione 3.4

Risposta al foglio N.

del

Allegati N.

Cagliari, 13.02.2001

Oggetto: D.P.R. 28.1.1994 come modificato dal D.P.R. 9.6.1994 - Concessione integrata per la gestione della miniera del Sulcis per la produzione di energia elettrica mediante gassificazione e cogenerazione di fluidi caldi.

RACC. A.R.

anticipata via fax

c.a. dott. G. Laezza

Spett.le

ASSOCIAZIONE TEMPORANEA D'IMPRESE
PER L'ESECUZIONE DELLA CONCESSIONE
INTEGRATA PER IL PROGETTO SULCIS

Via Nicola Lorenzi, 8

16152 - GENOVA

e. p.c.

Preg.mo

On. Prof. Giuliano Amato

Presidente del Consiglio dei Ministri

Palazzo Chigi

00100 - ROMA

e. p.c.

Preg.mo

On. Dott. Enrico Letta

Ministro Industria Commercio Artigianato

Via Molise, 2

00187 - ROMA

e. p.c.

Preg.mo

On. Mario Floris

Presidente Giunta Regionale Sardegna

Viale Trento, 69

09123 - CAGLIARI

Questo Comitato di Coordinamento, nel richiamare il contenuto della nota 9.12.2000, prot. n. 16891, fa presente di aver riesaminato - con l'ausilio dei propri consulenti legali - la problematica relativa alla notifica all'Unione Europea del "Progetto



la Autonoma della Sardegna

Sulcis" e delle relative agevolazioni anche alla luce delle più recenti osservazioni formulate dall'ATI.

Al riguardo si ribadisce che il Governo italiano, con nota 23.06.94 inviata dal Presidente del Consiglio dei Ministri (Silvio Berlusconi) al Presidente della Commissione (K. Van Miert), ha provveduto a comunicare il D.P.R. 28 gennaio 1994, ai sensi dell'art. 93 (ora 87) del Trattato, al fine di consentire alla Commissione UE di "confermare la compatibilità con le disposizioni in materia di concorrenza".

La Commissione delle Comunità Europee, con decisione C(94)3128 del 25 novembre 1994 ha approvato il "Programma Operativo Plurifondo" 1994-1999 della Regione Sardegna contenente la misura 4.6.2.1 relativa alla realizzazione della *centrale* e del connesso progetto di *gassificazione*. L'approvazione di tale misura, rientrante fra le "infrastrutture di supporto alle attività economiche", è avvenuta senza rilievi e non è stata subordinata dalla Commissione ad ulteriori verifiche: cosa invece prevista per i regimi d'aiuto compresi nelle misure 2.1, 2.2, 2.3 e 2.4 del POP (peraltro limitatamente alle attività finanziate dal FESR).

Il fatto che la Commissione - Organo istituzionalmente competente in materia - abbia pre-
giudicato quanto precede per talune misure, e non anche per quella concernente il "Progetto Sulcis", rende evidente non solo l'esistenza della "notifica" all'UE (come potrebbe sostenersi che l'UE non conosce la misura se l'ha specificamente esaminata?) ma anche la "compatibilità" dell'iniziativa alle disposizioni in materia di concorrenza e di "Aiuti di Stato".

Si aggiunga che il *bando di gara internazionale* è stato spedito il 10 ottobre 1994 all'Ufficio delle Pubblicazioni Ufficiali delle Comunità Europee e pubblicato sulla stampa nazionale ed estera il 18 ottobre 1994; e che, il 2 novembre 1995, questo Comitato di Coordinamento ha inviato alla Direzione Generale XV della Commissione Europea una lettera contenente una dettagliata informativa in ordine allo stato della procedura di affidamento della concessione integrata. In relazione a tale nota non sono stati formulati rilievi.



gione Autonoma della Sardegna

E' sulla base di tale quadro di riferimento *certo* che, tra il Comitato di Coordinamento e l'ATI, il 4 ottobre 1996, è stata stipulata la convenzione che disciplina la concessione integrata per la gestione della miniera del carbone Sulcis ed il 15 gennaio 1998 l'atto integrativo alla convenzione di concessione.

Pertanto riteniamo che, avendo questo Comitato di Coordinamento dato completo adempimento alle obbligazioni poste a proprio carico e non sussistendo ostacoli di ordine "superiore", debba senz'altro fiduciosamente darsi corso all'iniziativa in oggetto. Al riguardo ci auguriamo che la prossima riunione, fissata per il 21.12.98, possa rappresentare il momento conclusivo della lunga fase di elaborazione e confronto critico e l'avvio della fase operativa.

Distinti saluti.

IL PRESIDENTE DEL COMITATO
ASSESSORE DELL'INDUSTRIA
DELLA REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA
(Or. Avv. Andrea Pirastu)

Studio di fattibilità PROGETTO INTEGRATO MINIERA-CENTRALE

Parte I

Capitolo 1.2.1 – Soluzioni tecnologiche presenti sul mercato

Premessa

Le alternative tecnologiche oggi disponibili per la produzione di energia elettrica da carbone sono numerose e differiscono tra loro per la tipologia dei sistemi di combustione, di trattamento dei gas combusti e di generazione elettrica. Tali alternative tecnologiche sono anche caratterizzate da differenti livelli di sviluppo industriale, disponibilità commerciale e garanzia di affidabilità.

La maggior parte delle centrali elettriche a carbone attualmente operative a livello mondiale è basata sulla tecnologia degli impianti a vapore subcritici. Tuttavia, le centrali realizzate nell'ultimo decennio sono basate su tecnologie di conversione energetica del carbone più avanzate rispetto a quella degli impianti a vapore subcritici, sia sul fronte delle prestazioni energetiche sia su quello delle emissioni inquinanti. Attualmente, sono anche in fase di sviluppo numerose altre tecnologie di conversione energetica del carbone che prospettano ulteriori miglioramenti sia sul fronte del rendimento globale sia su quello dell'impatto ambientale.

In tal senso, nel prosieguo verranno illustrate le alternative tecnologiche attualmente disponibili per la produzione di energia elettrica da carbone Sulcis, con specifico riferimento alle prestazioni energetiche, all'impatto ambientale ed alla effettiva disponibilità commerciale e garanzia di affidabilità.

Stato dell'arte

La soluzione tecnologica più diffusa nel settore degli impianti per la produzione di energia elettrica a partire da combustibili solidi è rappresentata dagli impianti a vapore a polverino di carbone (indicati generalmente con la sigla PCC, Pulverized Coal Combustion), il cui schema impiantistico semplificato è rappresentato in Figura 1.2.1. Gli impianti a polverino di carbone operano generalmente secondo un convenzionale ciclo di Hirn subcritico (ovvero con pressione massima del vapore inferiore a 221,3 bar) e con un solo risurriscaldamento del vapore.

Tali impianti sono integrati con una sezione di trattamento dei gas combusti che, anche in relazione alla tipologia del combustibile ed ai limiti di emissione dei principali inquinanti gassosi in

atmosfera, può comprendere un precipitatore elettrostatico (ESP, ElectroStatic Precipitator) o un filtro a manica (FF, Fabric Filter) per la rimozione del particolato (ceneri volanti), un sistema per la rimozione degli ossidi di zolfo (FGD, Flue Gas Desulphurization) ad umido, a semi-secco o a secco, ed infine un sistema per la rimozione degli ossidi di azoto di tipo catalitico (SCR, Selective Catalytic Reduction) o non catalitico (SNCR, Selective Non Catalytic Reduction). La formazione degli ossidi di azoto può anche essere controllata all'origine mediante l'adozione di specifici bruciatori a basse emissioni di NO_x (LNB, Low NO_x Burners) e di altri accorgimenti quali il frazionamento dell'aria comburente, la combustione in due stadi e il ricircolo di una parte dei gas combusti.

Gli impianti PCC sono caratterizzati da un rendimento energetico relativamente basso (dell'ordine del 40%, e talvolta anche inferiore, calcolato sulla base del potere calorifico inferiore del combustibile), con conseguenti elevate emissioni di CO_2 (800-900 g/kWh). Le emissioni di ossidi di zolfo e di azoto, pur se inferiori agli attuali limiti normativi, sono comunque suscettibili di significativi margini di riduzione attraverso l'impiego di tecnologie di conversione energetica più avanzate.

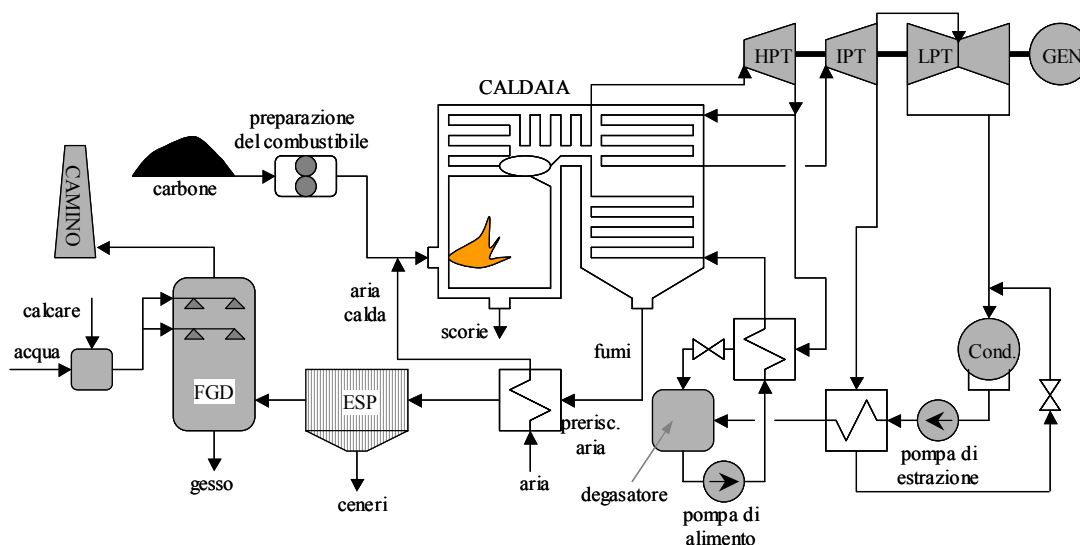


Figura 1.2.1 - Schema generale di un impianto a vapore a polverino di carbone.

Accanto alla tradizionale tecnologia degli impianti a vapore subcritici, sono oggi presenti sul mercato diverse alternative tecnologiche avanzate per un impiego pulito e più efficiente del carbone (spesso tali tecnologie sono anche indicate con l'acronimo CCT, Clean Coal Technologies).

Le tecnologie avanzate di utilizzo del carbone sono piuttosto numerose e anche molto differenti tra loro. Accanto a tecnologie basate su evoluzioni della tradizionale tecnologia degli impianti a vapore, sono anche presenti tecnologie radicalmente innovative, con miglioramenti delle prestazioni energetiche ed ambientali conseguiti attraverso interventi tanto sulla sezione di generazione elettrica vera e propria quanto sulla sezione di trattamento degli effluenti gassosi.

Oltre che da differenti valori di rendimento ed emissioni inquinanti, le tecnologie avanzate per la produzione di energia elettrica da carbone sono anche caratterizzate da differenti livelli di sviluppo, disponibilità commerciale e garanzia di affidabilità, cosicché non tutte possono effettivamente essere prese in considerazione ai fini della realizzazione di un impianto industriale di grande taglia. In tal senso, sulla base di una approfondita analisi dell'attuale stato dell'arte, le principali soluzioni tecnologiche presenti sul mercato per la produzione di energia elettrica da carbone sono principalmente le seguenti:

- gli impianti a vapore supercritici a polverino di carbone (SPCC, Supercritical Pulverized Coal Combustion);
- gli impianti a vapore con combustione in letto fluido a pressione atmosferica (AFBC, Atmospheric Fluidized Bed Combustion);
- gli impianti a ciclo combinato con combustione in letto fluido pressurizzato (PFBC, Pressurized Fluidized Bed Combustion);
- gli impianti di gassificazione integrati con cicli combinati (IGCC, Integrated Gasification Combined Cycle).

Oltre a quelle precedentemente citate, sono attualmente in fase di sviluppo anche altre tecnologie avanzate per l'utilizzo del carbone, quali in particolare:

- gli impianti combinati gas-vapore a combustione esterna (EFCC, Externally Fired Combined Cycles);
- gli impianti PFBC di seconda generazione, ovvero con gassificazione parziale del carbone e combustione in letto fluido pressurizzato del char prodotto;
- gli impianti di gassificazione integrati con celle a combustibile (IGFC, Integrated Gasification Fuel Cell);
- gli impianti di gassificazione ad emissioni nulle basati sulla produzione di idrogeno (ZE-IGHC, Zero Emission – Integrated Gasification Hydrogen Combustion).

Queste ultime alternative tecnologiche appaiono di estremo interesse ai fini di un ulteriore e importante miglioramento del rendimento energetico e di una altrettanto significativa riduzione delle emissioni inquinanti e, soprattutto, di gas serra. Tuttavia, esse richiedono ancora, una notevole attività di sviluppo prima di poter essere effettivamente disponibili sul mercato.

In tal senso, le alternative tecnologiche che oggi possono effettivamente essere ritenute disponibili sul mercato per la produzione di energia elettrica da carbone Sulcis mediante un impianto industriale di grande taglia (orientativamente compresa fra 300 e 700 MWe) sono essenzialmente le quattro tipologie precedentemente citate, ovvero gli impianti supercritici a polverino di carbone, gli impianti a letto fluido atmosferico ed pressurizzato e gli impianti di gassificazione integrati con cicli combinati.

Studio di fattibilità PROGETTO INTEGRATO MINIERA-CENTRALE

Parte I

Capitolo 1.2.2 – Valutazioni, sulla base della documentazione disponibile, delle tecnologie di produzione di energia elettrica da carbone Sulcis e loro caratterizzazione dal punto di vista tecnico, ambientale ed economico

Premessa

Sulla base di una approfondita analisi della documentazione disponibile, le soluzioni tecnologiche presenti sul mercato per la produzione di energia elettrica da carbone Sulcis mediante un impianto industriale di grande taglia (orientativamente compresa fra 300 e 700 MWe) sono essenzialmente le seguenti:

- gli impianti a vapore supercritici a polverino di carbone (SPCC, Supercritical Pulverized Coal Combustion);
- gli impianti a vapore con combustione in letto fluido a pressione atmosferica (AFBC, Atmospheric Fluidized Bed Combustion);
- gli impianti a ciclo combinato con combustione in letto fluido pressurizzato (PFBC, Pressurized Fluidized Bed Combustion);
- gli impianti di gassificazione integrati con cicli combinati (IGCC, Integrated Gasification Combined Cycle).

Le principali caratteristiche operative, ambientali ed economiche delle quattro tipologie impiantistiche precedentemente individuate verranno illustrate nei prossimi paragrafi.

Gli impianti a vapore supercritici a polverino di carbone (SPCC)

Gli impianti a vapore supercritici a polverino di carbone (SPCC, Supercritical Pulverized Coal Combustion) operano con vapore surriscaldato caratterizzato da pressioni massime del ciclo superiori a quella del punto critico dell'acqua.

Le prime applicazioni di tale tecnologia risalgono ai primi anni '60, allorché le pressioni erano solo leggermente superiori al valore critico. Degni di nota, tra gli impianti realizzati con la tecnologia supercritica, sono l'Eddystone Unit 2 da 300 MWe, installato nel 1960 presso Eddystone in

Pennsylvania (operante a 243 bar/565/565/565 °C¹), e l'unità C12 di Drakelow nel Regno Unito (operante a 252 bar/593/565 °C), con una potenza elettrica di 375 MW.

Negli anni successivi la tecnologia supercritica fu tuttavia gradualmente abbandonata a causa dei numerosi problemi manifestatisi negli impianti già realizzati e vennero preferiti i più convenzionali impianti a vapore subcritici, caratterizzati da minori rendimenti, ma anche da costi inferiori e da maggiore affidabilità.

Nell'ultimo decennio, invece, la sempre più pressante necessità di incrementare il rendimento e di ridurre le emissioni inquinanti hanno determinato un rinnovato interesse per la tecnologia degli impianti a vapore supercritici.

I contestuali e notevoli sviluppi conseguiti nel campo dei materiali hanno permesso l'adozione di condizioni operative decisamente superiori a quelle adottate negli impianti convenzionali (pressioni di 160÷170 bar e temperature massime di circa 540 °C).

Le attuali tecnologie supercritiche, operando con pressioni di circa 240÷280 bar e temperature massime di circa 560÷580 °C, consentono rendimenti globali del 42÷45% (già al netto degli assorbimenti energetici dovuti alla presenza dei sistemi di abbattimento degli inquinanti e in relazione alla qualità dei carboni utilizzati), contro valori di circa il 40÷42% dei convenzionali impianti a vapore subcritici.

Le realizzazioni più avanzate, che vengono anche classificati come tecnologie ultrasupercritiche (USC, UltraSuperCritical), possono operare con pressioni massime del vapore di circa 300 bar e con temperature prossime e anche superiori ai 600 °C, raggiungendo rendimenti globali dell'ordine del 46÷48%.

La figura 1.2.2 riporta lo schema semplificato di un impianto a vapore supercritico alimentato con polverino di carbone (che peraltro non differisce in maniera significativa da quello degli impianti a vapore convenzionali) dotato di una sezione di trattamento dei gas combusti preposta al controllo delle emissioni di particolato, NO_x e SO_x. Ovviamente, la configurazione di quest'ultima sezione dipende notevolmente dalle condizioni operative dell'impianto, dal combustibile utilizzato e dai limiti di emissione stabiliti dalla normativa e dalle autorità locali.

Il carbone, macinato in appositi mulini al fine di ottenere un polverino molto fine (tipicamente il 70%, in massa, del carbone presenta una granulometria inferiore ai 75 µm), viene miscelato all'aria primaria e immesso, insieme all'aria secondaria, nel generatore di vapore (che opera con temperature di fiamma dell'ordine dei 1500 °C).

All'interno del generatore di vapore sono disposte le diverse sezioni di scambio termico per la produzione del vapore surriscaldato.

A valle degli economizzatori i gas combusti fuoriescono ad una temperatura dell'ordine dei 350÷400 °C, e l'ultima fase del recupero termico viene realizzata mediante il preriscaldatore dell'aria comburente che raffredda i fumi sino a circa 120÷150 °C.

¹ Secondo tale convenzione si indicano rispettivamente la pressione operativa e le temperature di surriscaldamento e dei risurriscaldamenti successivi.

Prima dell'immissione in atmosfera, i fumi attraversano inoltre la sezione di trattamento dei gas combusti, la cui configurazione tipica prevede la depolverizzazione ad elevata temperatura (ovvero operata tra l'economizzatore e il preriscaldatore d'aria) mediante un precipitatore elettrostatico (ESP), seguita da una sezione di rimozione degli ossidi di azoto basata su un processo di riduzione selettiva catalitica (SCR) e, infine, da una sezione di desolforazione (FGD), generalmente basata su processi ad umido che utilizzano calcare come sorbente e che producono gesso di qualità commerciale come residuo.

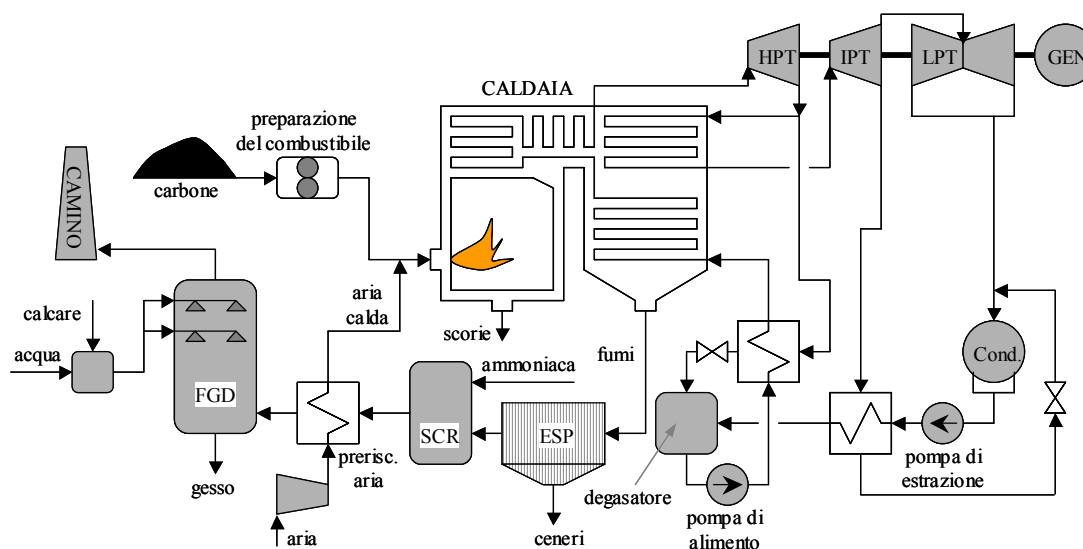


Figura 1.2.2 - Schema generale di un impianto a vapore supercritico a polverino di carbone.

Caratteristiche operative

L'attuale stato dell'arte nel settore della tecnologia supercritica è rappresentato da impianti operanti con pressioni massime del vapore di 240÷280 bar, temperature massime di 565÷590 °C e con doppio risurriscaldamento del vapore. Recenti realizzazioni rappresentative di tale tecnologia sono, per esempio, l'impianto danese di Alborg (unità n. 3 operante a 285 bar/580/580/580 °C) e l'impianto giapponese di Matsuura (unità n. 2 operante a 241 bar/593/593 °C), commissionati rispettivamente nel 1998 e 1997 e già entrati in servizio. Altri impianti commissionati più di recente presentano temperature massime di circa 600÷610 °C e pressioni massime di circa 300 bar, anche se le prestazioni di tali impianti sono ancora da verificare sul campo.

Attualmente, gli impianti supercritici a polverino di carbone possono essere caratterizzati da valori medi del rendimento globale (valutato con riferimento al potere calorifico inferiore del combustibile) dell'ordine del 43÷45%. Tuttavia, in relazione a specifici fattori quali le caratteristiche del combustibile, la configurazione della sezione di trattamento dei gas combusti, le condizioni ambientali del sito, il sistema di raffreddamento del condensatore, ecc., il rendimento globale di alcuni impianti supercritici a vapore può risultare anche pari al 46÷47%.

Il miglioramento delle prestazioni degli impianti SPCC rispetto a quelli subcritici è principalmente legato, come detto, all'adozione di pressioni superiori a quella critica, all'incremento della temperatura massima del vapore, ma anche alla frequente presenza di un secondo surriscaldamento e di un numero maggiore di scambiatori di calore rigenerativi. Altri piccoli miglioramenti hanno peraltro anche interessato il rendimento interno della turbina (la turbina a vapore dell'impianto tedesco di Boxberg alimentato con lignite ha evidenziato rendimenti interni superiori al 94% per la sezione di alta pressione e superiori al 96% per la sezione di media pressione), delle pompe di estrazione e di alimento, nonché il rendimento di combustione, l'assorbimento energetico degli ausiliari, ecc.

A livello di ciclo termodinamico, per esempio, l'incremento della pressione massima da 170 bar a 250 bar consente di conseguire un incremento di rendimento dell'ordine del 2% in termini relativi, corrispondente a quasi un punto di rendimento in termini assoluti; l'incremento della temperatura massima del vapore da 540 °C a 590 °C determina un incremento di rendimento dell'ordine dell'1,5% in termini relativi; l'adozione del doppio surriscaldamento consente anch'esso un guadagno di rendimento dell'ordine del 2%; una riduzione di circa 20÷30 °C della temperatura dei gas combusti all'uscita del generatore di vapore induce un incremento di circa l'1÷1,5% del rendimento, ancora in termini relativi. Appare pertanto immediatamente evidente come l'adozione contemporanea di più accorgimenti consenta di conseguire incrementi complessivi di rendimento dell'ordine del 6÷7%, corrispondenti a circa 3÷3,5 punti assoluti.

Un altro importante aspetto che determina una significativa influenza nei confronti delle prestazioni di un impianto a vapore è rappresentato dalla tipologia del sistema di raffreddamento del vapore allo scarico della turbina. In tal senso, l'adozione di un condensatore a circuito aperto alimentato con acqua di mare rappresenta la soluzione energeticamente ed economicamente più efficiente, in quanto consente di mantenere ridotti valori di pressione al condensatore (di solito 4,5÷6,0 kPa).

Tale soluzione richiede la disponibilità di elevate portate d'acqua (120÷150 m³/h per MW di potenza netta) necessarie al fine di mantenere la temperatura dell'acqua allo scarico entro i limiti imposti dalla normativa (in Italia, 35 °C per gli scarichi a mare e 30 °C per gli scarichi nei corsi d'acqua). Nel caso in cui il sito in esame per la realizzazione dell'impianto non presenti una sufficiente disponibilità di acqua, o comunque nel caso in cui si vogliano limitare le emissioni termiche a mare o nei corsi d'acqua, si possono utilizzare sistemi di raffreddamento del condensatore basati sull'impiego di torri evaporative.

In tal caso, la portata d'acqua richiesta è molto minore di quella richiesta da un condensatore aperto (circa il 4÷6%) e l'energia termica estratta dal condensatore viene smaltita in atmosfera. L'inconveniente principale delle torri evaporative, oltre al maggiore costo iniziale, è rappresentato dai maggiori assorbimenti energetici e dalla maggiore temperatura dell'acqua all'ingresso del condensatore, la quale determina maggiori pressioni al condensatore (intorno a 1÷3 kPa in più), e quindi minori rendimenti del ciclo. Complessivamente, l'adozione di una torre evaporativa rispetto ad un condensatore a circuito aperto può determinare, a parità di altre condizioni, una diminuzione del rendimento globale dell'impianto di circa l'1,5÷3,0%, ovvero 0,75÷1,5 punti di rendimento.

La tabella 1.2.1 riporta una tipica ripartizione degli assorbimenti energetici relativi alle principali apparecchiature ausiliarie, valutati in termini percentuali rispetto alla potenza lorda prodotta dalla turbina a vapore. I dati riportati si riferiscono ad un tipico impianto supercritico, alimentato con un carbone di medie caratteristiche, con condensatore ad acqua di mare a circuito aperto e dotato di una sezione di trattamento dei gas combusti comprendente le unità di controllo del particolato, degli SO_x e degli NO_x.

Il maggiore assorbimento energetico è quello legato all'azionamento delle pompe di estrazione e di alimento, pari al 3-4% della potenza lorda prodotta dalla turbina, seguito dai consumi di energia dei ventilatori del generatore di vapore e della sezione di trattamento dei gas combusti. Complessivamente, l'energia elettrica richiesta dagli ausiliari degli impianti supercritici è generalmente compresa tra il 6 e l'8% della potenza lorda prodotta (Chew, 2003).

Componente	Potenza richiesta [%]
Ventilatori del generatore di vapore	1,4 ÷ 2,0
Mulini del carbone	0,32 ÷ 0,53
Pompe di estrazione e alimento	3,3 ÷ 3,9
Pompe per l'acqua di raffreddamento	1,0
Perdite nel generatore elettrico	0,18 ÷ 0,4
Sistema di desolforazione	0,5 ÷ 1,75

Tabella 1.2.1: potenza assorbita dai principali ausiliari (Chew, 2003).

Prestazioni ambientali

In analogia ai convenzionali impianti a vapore subcritici, anche in quelli supercritici il controllo delle emissioni inquinanti in atmosfera viene effettuato attraverso l'adozione di misure tese a ridurre la formazione degli inquinanti durante la combustione e mediante l'installazione di una apposita sezione per la rimozione degli inquinanti dai gas combusti.

Le diverse tecnologie per il controllo delle emissioni inquinanti attualmente disponibili a livello commerciale sono caratterizzate da differenti prestazioni, costi e adattabilità a diverse condizioni operative, cosicché la scelta deve essere effettuata in relazione alla specificità dell'impianto in esame.

Le tecnologie per il controllo delle emissioni inquinanti utilizzate negli impianti a vapore operano essenzialmente nei confronti dei tre principali inquinanti considerati dalle normative, ovvero particolato, ossidi di zolfo e ossidi di azoto. Non si ha invece la necessità di introdurre specifiche misure per il controllo delle emissioni di CO, in quanto le misure normalmente poste in essere al fine di massimizzare il rendimento di combustione comportano anche una intrinseca limitazione della concentrazione di CO nei gas combusti.

Nel seguito sono riportate alcune sintetiche informazioni relativamente alle più importanti tecnologie attualmente disponibili per il controllo delle emissioni inquinanti negli impianti a vapore supercritici di grande taglia alimentati con carbone. Tali tecnologie, peraltro, sono in gran parte impiegate anche negli impianti di generazione elettrica basati sulla combustione in letto fluido, illustrati nei paragrafi successivi.

Tecnologie per il controllo delle emissioni di particolato.

La maggior parte (60÷80%) dei composti minerali presenti nel carbone, a seguito del processo di combustione si ritrova sotto forma di ceneri volanti (“fly ash”), mentre la parte rimanente viene raccolta sul fondo del generatore di vapore (“bottom ash”); peraltro le ceneri volanti sono anche rappresentate da particelle di piccole dimensioni (tipicamente il 70÷80% presenta dimensioni inferiori a circa 75 μm). In relazione alla elevata percentuale di inerti presenti nel carbone, le efficienze di rimozione del particolato richieste al fine di rispettare gli stringenti limiti di emissione stabiliti dalle attuali normative ambientali, sono frequentemente superiori al 99%. In tal senso, le tecnologie universalmente adottate per il controllo delle emissioni di particolato dai gas combusti sono rappresentate dai precipitatori elettrostatici e dai filtri a manica.

I precipitatori elettrostatici (ElectroStatic Precipitators, ESP) rappresentano attualmente uno dei sistemi di rimozione del particolato di maggiore diffusione in campo industriale, non solo nelle centrali termoelettriche a carbone, ma anche nei cementifici, negli impianti di incenerimento dei rifiuti, nell’industria dei metalli non ferrosi, nelle industrie chimiche e petrolchimiche, ecc. Il principio di funzionamento dei precipitatori elettrostatici è relativamente semplice ed è basato sulla applicazione di forze elettriche alle particelle da rimuovere al fine di deviarne la traiettoria rispetto a quella imposta dal moto di trascinamento della corrente gassosa. L'applicazione di una forza elettrica consente peraltro di ottenere una elevata efficienza di rimozione del particolato anche nei confronti delle particelle di più piccole dimensioni. Nel complesso, i precipitatori elettrostatici raggiungono efficienze di rimozione del particolato anche superiori al 99,5%, assicurando concentrazioni finali inferiori a 20÷30 mg/Nm^3 .

Il gas da purificare viene fatto passare attraverso un sistema composto da due elettrodi fra i quali è applicata una elevata differenza di potenziale, generalmente dell’ordine di 40÷60 kV. Il campo elettrico che si viene a creare tra gli elettrodi è sufficientemente intenso da determinare la ionizzazione del gas. Gli ioni negativi durante il loro moto verso l'elettrodo positivo, collegato a terra, caricano negativamente le particelle solide, trasferendo loro la carica elettrica.

In tal modo le particelle solide, cariche negativamente, migrano verso l'elettrodo positivo a contatto con il quale si scaricano e da dove vengono rimosse, e raccolte in una tramoggia posta sul fondo, mediante un'azione meccanica di martellamento periodico delle piastre o mediante lavaggio continuo o intermittente delle piastre con acqua.

Più in dettaglio, un precipitatore elettrostatico presenta un certo numero di piastre piane (con lunghezze comprese tra 3 e 30 m e altezze da 4 a oltre 15 m) disposte verticalmente che creano dei passaggi attraverso i quali fluisce il gas da trattare. Tra le piastre, che rappresentano gli elettrodi positivi, sono interposti (ad una distanza di circa 10÷20 cm) un certo numero di fili metallici (con

diametro di circa 2÷3 mm) che costituiscono invece gli elettrodi negativi. Pertanto, ogni passaggio è formato da due piastre piane parallele, dove si raccolgono le polveri separate, e da una fila di elettrodi di emissione filiformi sospesi verticalmente tra le piastre di raccolta.

I precipitatori elettrostatici possono essere disposti a valle dei preriscaldatori d'aria (funzionamento a "freddo", a circa 130÷180 °C) o a monte degli stessi (funzionamento a "caldo", a circa 300÷450 °C). L'efficienza di rimozione del particolato di un precipitatore elettrostatico dipende essenzialmente dalla superficie delle piastre di raccolta disponibile per unità di portata di gas (la cosiddetta area specifica di raccolta, generalmente dell'ordine di 150÷200 m² per m³/s negli ESP più efficienti) ma anche dalle caratteristiche del particolato, nella fattispecie dalla loro resistività, per la quale esiste infatti un campo ottimale compreso tra circa 10⁴ ohm·cm e 10¹¹ ohm·cm.

La resistività delle particelle dipende dalla temperatura, e presenta un massimo, indipendentemente dalla composizione delle ceneri, localizzato in corrispondenza di temperature di circa 140÷170 °C. Nel caso in cui risulti necessario ridurre la resistività delle polveri, si può incrementare la temperatura di funzionamento dell'ESP disponendolo a monte dei preriscaldatori d'aria.

La riduzione di resistività attraverso la diminuzione della temperatura può invece essere ostacolata dal pericolo di formazione di condense acide. L'aumento della concentrazione di acqua e di anidride solforica nei fumi comporta una diminuzione della resistività delle particelle, cosicché l'impiego di combustibili con tenori di zolfo superiori a circa il 2÷3% (come nel caso del carbone Sulcis) può originare particelle solide con resistività troppo bassa. Viceversa, l'impiego di combustibili a basso tenore di zolfo può rendere necessario l'inserimento dell'ESP a monte del preriscaldatore d'aria, in relazione agli elevati valori della resistività.

La velocità del gas all'interno dell'ESP, che non deve essere troppo elevata al fine di ridurre il rischio di trascinamento delle particelle solide già a contatto con le piastre di raccolta (tipicamente la massima velocità accettabile per il gas è di circa 1÷1,5 m/s). Rispetto ad altri sistemi di rimozione del particolato, gli ESP si caratterizzano per la modesta entità delle perdite di carico, che variano in genere tra 20 e 100 Pa.

Anche i filtri a manica rappresentano un sistema di filtrazione molto diffuso a livello industriale, specie nell'ambito della depolverazione di gas prodotti da processi di combustione. L'elemento filtrante è costituito da un lungo condotto cilindrico flessibile (la manica), tessuto con fibre naturali o sintetiche. Le maniche sono sospese all'interno di un grande contenitore metallico (comunemente denominato baghouse) provvisto di opportuni dispositivi per l'ingresso e l'uscita del gas, per la raccolta delle polveri e per la pulizia degli elementi filtranti, quest'ultima realizzabile mediante differenti sistemi.

In relazione alla portata di gas da trattare, un baghouse può essere composto da diversi compartimenti indipendenti (tipicamente un decina, per un filtro a servizio di un impianto termoelettrico di media taglia), ciascuno alimentato con una porzione del gas da trattare e provvisto dei relativi sistemi di adduzione del gas e di raccolta e rimozione delle polveri (le tramogge).

Ciascun compartimento può contenere circa 150÷400 maniche filtranti (bags), ciascuna con diametro di circa 10÷12 cm (ma anche fino a circa 30 cm) e lunghezza fino a 10÷12 m.

I due principali parametri che condizionano il dimensionamento ed il funzionamento di un filtro a manica sono il rapporto tra la portata volumetrica di gas da trattare e la superficie filtrante (spesso indicata come velocità di filtrazione o, nella terminologia anglosassone, rapporto "air-to-cloth") e le perdite di carico attraverso il filtro. Il primo parametro determina sostanzialmente le dimensioni del filtro e quindi anche il suo costo iniziale mentre il secondo influenza il consumo energetico per il suo funzionamento. Altri importanti fattori che condizionano il progetto e la scelta del filtro a manica sono la temperatura del gas, la sua composizione (specie in termini di contenuto di acqua e sostanze acide o alcaline), nonché la distribuzione granulometrica delle particelle e le loro caratteristiche chimico-fisiche.

Ovviamente, il filtro risulta tanto più efficiente quanto minore è la velocità di filtrazione, ovvero a parità di portata, quanto maggiore è la superficie filtrante a disposizione. A seconda dei casi, tale velocità può assumere valori compresi nell'intervallo tra 1 e 5 cm/s, e la sua scelta ottimale dipende dal tipo di fibra utilizzato, dalle caratteristiche del particolato da rimuovere, dalla concentrazione iniziale di polveri, dalla tipologia del sistema di pulizia del filtro, ecc.

In un filtro a manica le perdite di carico non sono trascurabili e sono influenzate da diversi fattori quali le caratteristiche granulometriche del particolato, il tipo di fibra, la composizione del gas e la velocità di filtrazione. In particolare, le perdite di carico aumentano al crescere di tale velocità ed al diminuire delle dimensioni del particolato. Tipicamente, le perdite di carico in un filtro a manica sono pari a circa 1÷1,5 kPa, peraltro prossime al limite strutturale di resistenza meccanica delle maniche, pari a circa 2 kPa.

L'assorbimento energetico dei ventilatori utilizzati per sopperire alle perdite di carico dei filtri a manica di una centrale termoelettrica da 300÷400 MW netti può assumere pertanto valori di circa 0,5÷2 MW.

I filtri a manica possono essere realizzati impiegando fibre naturali (cotone, lana, ecc.) o, più frequentemente, fibre sintetiche (polipropilene, poliestere, teflon, vetro, ecc.). La scelta del materiale deve essere effettuata con riferimento a fattori quali la temperatura operativa, la resistenza delle fibre alle sostanze corrosive presenti nel gas da trattare (acidi, alcali, solventi, ecc.), il costo, ecc.. Il fattore chiave è senza dubbio rappresentato dalla temperatura operativa, che, nelle applicazioni attuali, non deve essere superiore a circa 250 °C. Peraltro, tali temperature possono essere tollerate solo da filtri in fibra di vetro, Teflon o Tefair, mentre i filtri in polipropilene o poliestere possono operare fino a temperature massime di circa 100÷140 °C.

La rimozione delle polveri separate dalla corrente gassosa e accumulate sulla superficie delle maniche può essere effettuata attraverso una azione di scuotimento meccanico e di piegamento delle maniche al fine di favorire la rottura e la separazione dello strato di polveri accumulato superficialmente (shake/deflate filters), oppure attraverso l'insufflamento di aria in direzione opposta a quella di percorrenza dei gas da filtrare (reverse gas filters), oppure anche con microgetti

di aria introdotti attraverso un sistema di ugelli disposti in posizione concentrica rispetto alle maniche (pulse jet filters).

I sistemi con filtri a manica presentano efficienze di rimozione del particolato molto elevate, anche superiori a quelle degli ESP e tipicamente superiori 99÷99,5%, e possono ridurre la concentrazione di polveri nei gas fino a valori dell'ordine di 5÷30 mg/Nm³. Negli impianti termoelettrici a vapore, i filtri a manica sono la più valida alternativa ai precipitatori elettrostatici. In tali impianti, il filtro è disposto a valle del preriscaldatore d'aria, e opera pertanto con gas a circa 120÷180 °C. Le prestazioni dei filtri a manica sono poco influenzate dalle caratteristiche chimico-fisiche del particolato e del gas. Tuttavia, una eccessiva frazione di particolato di piccole dimensioni e la presenza di sostanze acide nel gas possono causare problemi di funzionamento.

Tecnologie per il controllo delle emissioni di ossidi di azoto.

Per il controllo delle emissioni di NO_x sono impiegate sia misure primarie volte a limitare la formazione di tali inquinanti durante il processo di combustione, quali i bruciatori a basse emissioni di NO_x, il frazionamento dell'aria comburente, il ricircolo dei gas combusti e la ricombustione, sia sistemi di riduzione selettiva catalitica (SCR) o non catalitica (SNCR) basati sull'iniezione di ammoniacale.

Durante la combustione, gli ossidi di azoto (NO e NO₂) vengono essenzialmente prodotti per ossidazione dell'azoto presente nell'aria comburente (thermal NO_x) e nel combustibile stesso (fuel NO_x). Tale processo di formazione degli NO_x è favorito in corrispondenza di alte temperature di combustione e di elevata disponibilità di azoto e ossigeno. Per tale motivo, negli impianti a vapore i sistemi di controllo degli NO_x agiscono prevalentemente attraverso la riduzione della temperatura di combustione e del tempo di residenza, nonché su opportune modifiche del rapporto aria-combustibile. Gli interventi più diffusamente operati per il controllo della produzione degli NO_x nei generatori di vapore, sia esistenti che di nuova costruzione, comprendono essenzialmente il controllo e la regolazione dei parametri della combustione, la combustione a stadi con frazionamento dell'aria (staged combustion), la combustione a stadi con frazionamento del combustibile (reburning) e la ricircolazione dei gas combusti (flue gas recirculation).

Il primo e fondamentale accorgimento per limitare le emissioni di NO_x è in ogni caso rappresentato da un efficace e puntuale controllo del processo di combustione. In tal senso, il parametro più importante è sicuramente il rapporto aria/combustibile, che dovrebbe essere ridotto il più possibile, compatibilmente con le esigenze di stabilità del processo di combustione e di limitazione della produzione di incombusti (CO e HC). Generalmente, le condizioni ottimali si riscontrano con eccessi d'aria del 15-20% rispetto al valore stechiometrico.

La combustione a stadi con frazionamento dell'aria (staged combustion) rappresenta una delle soluzioni più diffuse per ridurre la produzione di NO_x nei generatori di vapore, sia esistenti che di nuova costruzione. Tale tipologia di intervento prevede essenzialmente la realizzazione di una zona dove la combustione viene condotta in condizioni prossime a quelle stechiometriche, seguita da un'altra zona dove la combustione viene completata in eccesso d'aria. Tale tecnica consente di

ottenere una bassa produzione di NO_x in quanto nella prima zona si ha una combustione parziale in difetto d'aria pur in presenza di temperature elevate, mentre il completamento della combustione avviene nella seconda zona con abbondanza di aria ma con minori temperature.

Peraltro la ripartizione dell'aria comburente su più flussi può essere realizzata sia con riferimento all'intera camera di combustione (furnace staging), sia a livello di singolo bruciatore (burner staging) impiegando bruciatori a bassa produzione di NO_x (low- NO_x burner). Nel primo caso, superiormente ai bruciatori si incontra una zona nella quale viene introdotta l'aria che consente di completare la combustione (Over Fire Air, OFA). Mediante il sistema OFA si introduce circa il 10÷20% dell'aria complessiva, cosicché la combustione primaria avviene con una quantità di aria circa pari a quella stechiometrica. La combustione a stadi nei generatori di vapore può anche essere realizzata mediante altri interventi quali in particolare l'aumento della portata di combustibile alimentato ai bruciatori inferiori con contemporanea diminuzione della portata di combustibile alimentato a quelli superiori (Biased Firing, BF), oppure l'esclusione dell'alimentazione del combustibile da alcuni bruciatori, mantenendone tuttavia inalterata la portata d'aria alimentata (Burners-out-of-service, BOOS).

Anche nei bruciatori a bassa produzione di NO_x la combustione a stadi viene realizzata attraverso la ripartizione dell'aria comburente tra aria primaria (utilizzata per trasportare ed eventualmente essiccare il combustibile solido), aria secondaria (in quantità sub-stechiometrica e con componenti di moto tangenziale al fine di stabilizzare la fiamma) e aria terziaria (per completare la combustione). La zona centrale della fiamma opera ad alta temperatura e in difetto d'aria, condizioni che portano ad una sensibile produzione di radicali di idrocarburi. Tali radicali reagiscono con una parte degli NO_x già formati, neutralizzandoli, e bruciando in zone a più bassa temperatura per effetto dell'introduzione dell'aria secondaria e terziaria. I bruciatori a bassa produzione di NO_x sono più complessi di quelli convenzionali e presentano maggiori perdite di carico e maggiori oneri di manutenzione.

La tecnica della combustione a stadi con frazionamento del combustibile, anche nota come ricombustione (reburning), realizza il processo di combustione in due fasi, con due immissioni di combustibile localizzate in zone diverse del generatore di vapore. Nella zona di combustione primaria il combustibile si ossida in condizioni quasi stechiometriche (leggermente ossidanti). Nella zona di combustione secondaria il combustibile secondario brucia in difetto d'aria (con un rapporto aria/combustibile pari a circa l'85÷95% di quello stechiometrico) producendo radicali idrocarburi che, analogamente a quanto si verifica nei bruciatori a bassa produzione di NO_x , reagiscono con l' NO trasformandolo in azoto molecolare e in piccole quantità di ammoniaca.

La combustione viene completata nella terza zona per effetto dell'introduzione dell'over fire air. In tale zona la formazione degli NO_x risulta inibita soprattutto a causa della bassa temperatura di combustione. Spesso la ricombustione viene effettuata utilizzando un combustibile secondario diverso da quello primario e caratterizzato, preferibilmente, da un basso tenore di azoto (per limitare la produzione dei fuel NO_x), e da facilità di ignizione (in relazione alle condizioni riducenti). In tal senso, il combustibile preferito, che fornisce in genere un contributo termico dell'ordine del 10÷30% del totale, è rappresentato, ove disponibile, dal gas naturale.

Il ricircolo di una parte dei gas combustibili realizza una diluizione in camera di combustione, senza aumentare la disponibilità di ossigeno, riducendo la temperatura di fiamma, pur mantenendo costante la velocità dei gas nelle diverse sezioni del generatore di vapore. I gas combustibili vengono prelevati a valle del preriscaldatore d'aria oppure, più frequentemente, a valle del sistema di rimozione del particolato e miscelati con l'aria comburente introdotta attraverso i bruciatori (aria primaria o secondaria) o attraverso le porte di alimentazione dell'over fire air. La riduzione delle emissioni di NO_x conseguibile mediante la tecnica del ricircolo dei gas combustibili è sostanzialmente proporzionale al rapporto di ricircolo dei gas, il cui valore massimo è generalmente pari a circa il 15÷20%.

Gli interventi volti alla riduzione della formazione degli NO_x durante la combustione presentano in genere minori costi iniziali e minori costi operativi rispetto alle tecnologie di rimozione dai gas di scarico. Tuttavia, le efficienze di riduzione degli NO_x , mediamente intorno al 50%, non sono in genere sufficienti a rispettare i limiti normativi, cosicché negli impianti a vapore è quasi sempre necessario ricorrere a sistemi di rimozione degli NO_x dai gas combustibili, effettuata mediante processi di riduzione selettiva catalitica (Selective Catalytic Reduction, SCR), con processi di riduzione selettiva non catalitica (Selective Non Catalytic Reduction, SNCR) oppure mediante processi di riduzione combinata degli SO_x e degli NO_x . Il processo SCR è quello più efficace e più utilizzato, anche se i catalizzatori sono molto costosi. Tra i processi combinati di rimozione degli SO_x e degli NO_x , in prospettiva molto interessanti, ha recentemente trovato applicazione industriale il processo SNOX, illustrato nel seguito.

I processi di Riduzione Selettiva Catalitica (SCR) vengono realizzati mediante l'iniezione di ammoniaca nei gas combustibili, che, in presenza di ossigeno e di un opportuno catalizzatore, reagisce con gli NO_x producendo azoto molecolare e acqua secondo diverse e complesse reazioni. Ai fini dell'efficacia del processo di denitrificazione è estremamente importante la regolazione della temperatura operativa, il cui valore ottimale è compreso tra 300 e 400 °C, in relazione al tipo di catalizzatore utilizzato, e del rapporto NH_3/NO_x , circa pari ad 1. L'aumento del rapporto NH_3/NO_x consente di ottenere maggiori percentuali di conversione degli NO_x , anche se in questo modo si incrementa la quantità di ammoniaca residua presente nei fumi (fenomeno noto come ammonia-slip). Tale residuo di ammoniaca deve essere limitato a valori inferiori a circa 1÷5 ppm al fine di evitare reazioni secondarie con l' SO_3 , con la conseguente formazione di prodotti indesiderati e dannosi quali il solfato di ammonio $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$ e il bisolfato di ammonio $(\text{NH}_4\text{HSO}_4)$. Il problema dell'ammonia-slip è molto sentito soprattutto nei generatori di vapore alimentati con carboni ad elevato tenore di zolfo, per i quali l'elevata presenza di SO_x nei fumi comporta una significativa produzione di solfato e bisolfato di ammonio con notevoli problemi di corrosione e sporcamento delle apparecchiature a valle del sistema SCR.

I processi SCR rappresentano la tecnologia attualmente più utilizzata nel campo della denitrificazione dei fumi prodotti dai generatori di vapore e dai sistemi di combustione in genere. Tali processi sono in grado di rimuovere fino al 90% degli NO_x originariamente presenti nei fumi (anche se i valori medi sono di circa il 75÷85%), assicurando concentrazioni finali allo scarico anche inferiori a 100 mg/Nm³. Dovendo operare a temperature di circa 350÷400 °C, negli impianti a vapore il sistema SCR deve essere localizzato tra l'economizzatore e il preriscaldatore d'aria,

preferibilmente preceduto da un precipitatore elettrostatico operante ad alta temperatura per la rimozione del particolato, al fine di evitare problemi di intasamento e di degrado del catalizzatore. Ovviamente in quest'ultimo caso è necessario che la resistività delle ceneri consenta il corretto funzionamento dell'ESP. Il sistema SCR può anche essere localizzato a valle dei sistemi di rimozione delle polveri e dei composti dello zolfo, immediatamente a monte del camino. In questo caso, tuttavia, la necessità di riscaldare i gas combusti fino alle temperature richieste dal processo SCR comporta maggiori consumi energetici. Il vantaggio di tale soluzione rispetto alle prime due è legato all'assenza di polveri e di SO_2 nei fumi, nonché alle minori difficoltà di installazione nel caso di retrofit di impianti esistenti.

Nei processi di Riduzione Selettiva Non Catalitica (SNCR), la riduzione della concentrazione di NO_x presente nei prodotti della combustione avviene ancora mediante l'iniezione di opportuni reagenti chimici, ma senza il ricorso a catalizzatori. I reagenti, ammoniaca o urea, vengono iniettati all'interno del generatore di vapore dove, a temperature relativamente elevate reagiscono con gli ossidi di azoto formando azoto molecolare e acqua, secondo reazioni che nel complesso sono simili a quelle che avvengono nei processi SCR. Tuttavia, i processi SNCR sono caratterizzati da minori efficienze di rimozione degli NO_x (circa il 30÷50%) rispetto ai processi SCR e da un maggiore consumo di reagenti, ma presentano il vantaggio di non richiedere l'impiego di un reattore dedicato e i relativi costosi catalizzatori.

Anche nei processi SNCR le reazioni di riduzione degli NO_x avvengono efficacemente solo all'interno di un determinato intervallo di temperatura (la cosiddetta "finestra di temperatura") che dipende dal reagente utilizzato e, in minor misura, dalla composizione dei gas trattati. Per i reagenti più comunemente impiegati (ammoniaca, NH_3 , e urea, $\text{CO}(\text{NH}_2)_2$) la massima efficienza di conversione si ha in corrispondenza di temperature operative di circa 900÷1100 °C. Risulta pertanto di fondamentale importanza la corretta localizzazione dei punti di introduzione dei reagenti all'interno del generatore di vapore. Di solito sono previsti più punti di introduzione dei reagenti, a monte e a valle dei surriscaldatori e dei risurriscaldatori, in maniera tale da poter sempre introdurre i reagenti alla giusta temperatura anche al variare del carico della caldaia.

Analogamente ai sistemi SCR, è opportuno ridurre al minimo la concentrazione residua di ammoniaca nei gas combusti ("ammonia-slip") al fine di evitare un eccessivo consumo di reagente e soprattutto la formazione di bisolfato di ammonio per reazione con l' SO_3 , sempre presente nel caso di impiego di combustibili contenenti zolfo. Inoltre, i processi SNCR possono produrre piccole quantità di N_2O , che come noto, è un gas serra.

Tecnologie per il controllo delle emissioni di ossidi di zolfo.

La presenza di significativi tenori di zolfo nel carbone comporta una elevata concentrazione di ossidi di zolfo (SO_2 e SO_3) nei gas combusti, la cui rimozione viene generalmente ottenuta mediante l'impiego di specifici sorbenti basici introdotti sia durante il processo di combustione (iniezione del sorbente all'interno dei generatori di vapore convenzionali o, più frequentemente, dei combustori a letto fluido) sia a valle del sistema di combustione.

Le tecnologie di rimozione degli SO_x (Flue Gas Desulphurization, FGD) sono state utilizzate a partire dai primi anni '70 negli Stati Uniti e in Giappone, e a partire dai primi anni '80 anche in Europa. Attualmente, nel mondo sono operativi circa 800 impianti FGD, distribuiti su oltre 30 paesi, per un totale di circa 250÷300 GW, con numerosi altri impianti FGD in fase di costruzione.

In relazione agli attuali limiti di emissione, i sistemi FGD rappresentano un componente essenziale degli impianti termoelettrici a carbone, specie se a medio-alto tenore di zolfo. Infatti, la concentrazione di SO_2 (riferita a condizioni normali e con ossigeno al 6%) nei fumi prodotti da un generatore di vapore alimentato con un carbone avente il 3% di zolfo risulta pari a circa 6000 mg/Nm^3 che al fine di essere ricondotta entro i limiti normativi validi per gli impianti di grande taglia (200 mg/Nm^3) richiede una efficienza di desolforazione di quasi il 97%. Ovviamente, l'efficienza di desolforazione richiesta al sistema FGD aumenta con il tenore di zolfo nel carbone, risultando pari ad oltre il 98% per un carbone con il 6÷7% di zolfo, come il carbone Sulcis.

Fra tutti i processi FGD proposti e sviluppati nel corso degli ultimi decenni, quelli che fino ad ora hanno trovato una effettiva diffusione su scala industriale sono essenzialmente i processi ad umido (wet scrubbers), i processi a semi-secco (spray-dry scrubbers), i processi a secco (dry scrubbers) ed alcuni processi rigenerabili e con la rimozione combinata di SO_x e NO_x . I processi ad umido, a semi-secco e a secco rimuovono la SO_2 presente nei gas combusti attraverso l'iniezione di un sorbente basico, nella maggior parte dei casi a base di calcio, e spesso semplicemente rappresentato da carbonato di calcio.

Tali processi producono dei residui solidi che, in relazione alla tipologia del sistema FGD, può essere più propriamente un sottoprodotto caratterizzato da un valore commerciale, come il gesso derivante dai sistemi FGD ad umido, e la cui vendita determina un utile, oppure un rifiuto non pericoloso contenente elevate percentuali di solfati e solfiti misti a ceneri volanti, nel caso dei sistemi FGD a semi-secco e a secco, il cui smaltimento in discarica determina invece un onere. Tale aspetto appare di estrema importanza laddove si consideri che i sistemi FGD producono circa 3÷4 tonnellate di residui solidi per ogni tonnellata di SO_2 rimossa dai fumi, cosicché una centrale da 500÷600 MW alimentata con un carbone ad alto tenore di zolfo può produrre annualmente circa 500÷600 mila tonnellate di residui solidi, consumando 250÷300 mila tonnellate di calcare.

Nei processi rigenerabili, invece, alla iniziale fase di assorbimento della SO_2 da parte di un sorbente fa seguito una fase di rigenerazione dello stesso, con rilascio di SO_2 liquida, acido solforico (H_2SO_4) o zolfo puro. I più interessanti processi combinati per la rimozione degli SO_x e degli NO_x operano secondo processi catalitici e non necessitano di sorbenti e non producono residui solidi, ma sottoprodotti commercializzabili come l'acido solforico. A fronte dei maggiori costi iniziali e, in genere, dei maggiori costi di esercizio, i processi rigenerabili e combinati presentano il non trascurabile vantaggio di elevate efficienze di rimozione degli SO_x , unitamente al mancato consumo di calcare ed alla mancata produzione di residui solidi.

Il mercato mondiale dei sistemi FGD è dominato dalla tecnologia dei processi ad umido, con circa l'87% della capacità installata complessiva, cui seguono i sistemi a semi-secco (8%), i sistemi a secco (2%) e i processi rigenerabili, combinati o di altro tipo (il rimanente 3%). Le ragioni che fino

ad ora hanno decretato il grande successo dei sistemi di desolforazione ad umido, soprattutto negli impianti di grandi dimensioni, sono essenzialmente rappresentate dall'impiego di sorbenti di ampia disponibilità e basso costo quali il calcare, dalla produzione, specie nei sistemi più diffusi, di sottoprodotti facilmente commercializzabili come il gesso, dalla notevole affidabilità e soprattutto dalla elevata efficienza di rimozione degli SO_x , anche fino al 95÷99%.

I processi a semi-secco o a secco utilizzano invece spesso sorbenti più costosi (ossido di calcio, carbonato di sodio, ecc.), producono residui difficili da smaltire e presentano minori efficienze di rimozione degli SO_x (70÷95% per i processi a semi-secco e 50÷70% per quelli a secco). Le caratteristiche operative del sistema di abbattimento degli ossidi di zolfo vengono generalmente espresse in termini di rapporto molare tra il calcio contenuto nel sorbente introdotto e lo zolfo contenuto nei gas combusti (rapporto molare Ca/S). Dal punto di vista strettamente stechiometrico, tale rapporto è unitario, in quanto per ogni mole di SO_2 rimossa dai gas combusti viene consumata una mole di carbonato di calcio e formata una mole di solfato di calcio o di solfito di calcio.

Tuttavia, i sistemi FGD non riescono ad utilizzare completamente il sorbente introdotto, cosicché devono operare con un rapporto Ca/S maggiore di uno. In particolare, sotto questo punto di vista i processi più efficienti sono quelli ad umido che operano con rapporti Ca/S pari a circa 1.05÷1.15, mentre i processi a semi-secco e a secco operano con rapporti Ca/S decisamente superiori. D'altra parte, i costi iniziali dell'impianto FGD ad umido sono indubbiamente più elevati rispetto a quelli dei sistemi a secco o a semi-secco, ma sono compensati dai minori costi operativi. Per questo motivo, questi ultimi processi trovano ampio utilizzo nel caso del retrofit di impianti esistenti, nel caso di impianti con bassi fattori di utilizzazione oppure nel caso di impianti alimentati con carboni a basso tenore di zolfo.

Nell'ambito dei processi per la rimozione combinata degli NO_x e degli SO_x , risulta di recente disponibile una interessante tecnologia innovativa denominata SNOX. Essa opera secondo processi catalitici che consentono la riduzione degli NO_x a N_2 mediante l'iniezione di ammoniaca e la conversione dell' SO_2 in SO_3 . Quest'ultimo reagisce con l'acqua formando acido solforico il quale viene poi separato per semplice raffreddamento dei gas combusti. Peraltro l'efficace funzionamento di tali sistemi catalitici richiede una profonda depolverazione (fino a concentrazioni dell'ordine di 5 mg/Nm^3) del gas operata mediante filtri a manica.

Complessivamente il sistema SNOX risulta particolarmente interessante con riferimento a combustibili con elevati tenori di zolfo (quali in carbone Sulcis) e consente di conseguire efficienze di rimozione degli NO_x fino al 95%, efficienze di rimozione degli SO_x superiori al 98% e efficienze di depolverizzazione superiori al 99,9%. Peraltro in processo SNOX non utilizza sorbenti e non produce residui solidi ma solo acido solforico, facilmente commercializzabile. I ricavi derivanti dalla vendita sul mercato dell'acido solforico e i recuperi energetici interni legati alla endotermicità delle reazioni coinvolte nel processo, rendono particolarmente interessante questo processo proprio in relazione a combustibili con elevati tenori di zolfo.

Complessivamente, pertanto, le alternative tecnologiche per la sezione di desolforazione di un impianto a vapore supercritico alimentato con carbone Sulcis, anche in miscela con altri carboni a

minore tenore di zolfo, sono di fatti limitate ai soli sistemi FGD ad umido ed al processo SNOX a causa degli elevatissimi valori dell'efficienza di rimozione degli SO_x . Se da un lato i sistemi FGD possono ritenersi tecnologie oramai consolidate, sia in termini di efficienza di desolforazione che di affidabilità ed economia di esercizio, dall'altro il meno consolidato processo SNOX consentirebbe maggiori efficienze di desolforazione (peraltro associate ad altrettanto elevate efficienze di rimozione degli NO_x e del particolato), unitamente al mancato consumo di sorbente ed alla produzione di acido solforico in luogo di gesso.

Mediante l'adozione delle tecnologie di controllo degli inquinati sopra citate gli impianti a vapore supercritici riescono, senza particolari difficoltà, a rispettare gli attuali limiti normativi sulle emissioni di particolato, NO_x e SO_x ; in ogni caso, non si presentano solitamente problemi per quanto riguarda le emissioni di CO e di idrocarburi incombusti che possono essere mantenute entro valori di circa $30 \div 50 \text{ mg/Nm}^3$ e circa 5 mg/Nm^3 , rispettivamente, semplicemente attraverso il corretto controllo del processo di combustione.

I valori tipici delle emissioni degli impianti a vapore supercritici di grande taglia alimentati con carboni di medie caratteristiche sono mostrati nella tabella 1.2.2 a confronto con i limiti di emissione imposti dalla recente direttiva 2001/80/CE.

Inquinante	Tecnologia di controllo delle emissioni	Valori tipici delle emissioni $[\text{mg/Nm}^3]$	Limiti normativi ² $[\text{mg/Nm}^3]$
SO_2	FGD ad umido	$20 \div 150$	200
NO_x	Misure primarie e sistemi SCR	$100 \div 150^3$	200
Polveri	ESP o FF	$5 \div 25$	30

Tab. 1.2.2 - Valori tipici delle emissioni per impianti a vapore supercritici.

Esperienze industriali

A livello mondiale le applicazioni industriali della tecnologia supercritica sono ormai numerose. Negli anni '90, nei Paesi dell'Unione Europea, sono stati commissionati nove impianti a carbone con tecnologia supercritica, elencati nella tabella 1.2.3.

² I valori normativi riportati (direttiva 2001/80/CE) valgono per impianti caratterizzati da una potenza termica superiore a 300 MW e sono riferiti a fumi anidri contenenti il 6% di ossigeno e riportati a condizioni normali (101325 Pa e 0 °C).

³ Tali valori sono riferiti a impianti utilizzanti sistemi di riduzione selettiva catalitica; nel caso in cui si utilizzino solamente misure primarie per il controllo della produzione di NO_x , i valori tipici delle emissioni sono compresi tra 400 e 800 mg/Nm^3 .

Impianto	Anno	Potenza [MWe]	Press. max [bar]	Temp. SH [°C]	Temp. RH [°C]	Rendim. [%] ⁴
Avedøre 1 (Danimarca)	1990	250	245	545	545	42,4
Fynsværket 7 (Danimarca)	1991	385	250	540	540	43,5
Esbjerg 3 (Danimarca)	1992	385	250	560	560	45,0
Staudinger 9 (Germania)	1992	500	262	545	562	43,0
Amer 9 (Olanda)	1992	600	230	540	568	41,3
Meri Pori (Finlandia)	1993	560	250	540	560	43,5
Rostock (Germania)	1994	500	262	545	562	43,0
Hemweg 8 (Olanda)	1994	630	260	540	568	42,6
Nordjylland 3 (Danimarca)	1998	385	290	582	582/582	47,0

Tab. 1.2.3 -Impianti supercritici commissionati nei Paesi della UE negli anni '90 (Kjaer, 2003).

La maggior parte di tali impianti, tra cui il Meri Pori utilizza specifici dispositivi per limitare la formazione degli NO_x durante la combustione, precipitatori elettrostatici per la depolverizzazione, sistemi SCR per la denitrificazione e processi di desolforazione ad umido utilizzanti calcare come sorbente.

Particolare interesse riveste l'impianto ultrasupercritico Avedøre 2, entrato in esercizio nel 2002; tale impianto produce una potenza elettrica lorda pari a 416 MW (operando con temperature di surriscaldamento e risurriscaldamento pari rispettivamente a 580 e 600°C) con un rendimento netto pari a circa il 46%. La sua caratteristica fondamentale consiste nel fatto che può essere alimentato con diversi combustibili: l'unità principale può bruciare qualunque miscela di carbone, olio combustibile o gas, mentre un'unità secondaria è adibita alla combustione delle biomasse (Theis, 2002; Smith, 1999).

Un ruolo fondamentale nello sviluppo e nell'esercizio degli impianti supercritici a carbone è rivestito, in questi ultimi anni, dalla Corea. Il notevole aumento della domanda di energia elettrica ha portato recentemente alla realizzazione di numerosi impianti con taglia standardizzata di 500 MW. Tra questi sono già entrati nella fase operativa gli impianti Poryong 3-4, Poryong 5-6, Taean 1-5, Tangjin 1-4, Hadong 1-6, Samchonpo 5-6 e Taean 6 (quest'ultimo è stato avviato nel mese di giugno 2002), mentre sono in fase di realizzazione le unità Tangjin 5 e 6⁵, che dovrebbero entrare nella fase operativa tra la fine del 2005 e la metà del 2006. Tra il 1995 e il 1998 il KOPEC (Korea Power Engineering Company, Inc) ha varato un progetto per la realizzazione di diversi impianti a carbone della taglia standardizzata di 800 MW (246 bar/566/566 °C), caratterizzati da un rendimento del 43,5%; il primo di tali impianti è in fase di realizzazione, dall'ottobre 1999, presso l'isola di Yonghungdo sulla costa occidentale, e dovrebbe essere completato entro giugno del 2004 (MPS, 2002 b; Logan e Un-Hak Nah, 2002).

La disponibilità evidenziata dagli impianti a vapore supercritici è ormai molto prossima a quella degli impianti subcritici, tranne casi di impianti molto particolari o con parametri operativi molto

⁴ L'efficienza netta degli impianti elencati è calcolata sulla base del potere calorifico inferiore del combustibile.

⁵ le condizioni operative delle unità Tangjin 5 e 6 sono 242bar/566/593°C.

avanzati, per i quali si hanno minori informazioni a disposizione. La disponibilità media calcolata su un gran numero di impianti europei è di circa l'85%, anche se le realizzazioni più recenti mostrano valori vicini al 90%.

Considerazioni economiche

La valutazione dei costi d'investimento per un impianto supercritico a polverino di carbone è piuttosto complessa e dipende da numerosi fattori, quali la taglia dell'impianto, la tipologia del combustibile e la conseguente configurazione del sistema di trattamento e depurazione dei gas, la tipologia del sistema di raffreddamento del condensatore, la localizzazione dell'impianto, ecc. Stime recenti relative a impianti di diverse caratteristiche e localizzazioni indicano costi specifici di investimento variabili tra circa 1000 €/kW e quasi 1500 €/kW, per impianti di taglia compresa tra 400 e 600 MWe.

Pur essendo tali stime anche molto diverse tra loro, una indicazione media del costo di investimento per un impianto a vapore supercritico rappresentativo dell'attuale stato dell'arte è data da valori di circa 1200÷1400 €/kWe.

Stato dell'arte e linee di sviluppo

L'attuale stato dell'arte, per quanto riguarda la tecnologia ultrasupercritica, è rappresentato dalla Unit 2 di Matsuura (241 bar/593/593 °C), in Giappone, e dalla Unit 3 presso Ålborg (285 bar/580/580/580 °C), in Danimarca. Tali impianti, commissionati rispettivamente nel 1987 e nel 1988, sono attualmente in fase di esercizio (P.E. Chew, 2003).

L'obiettivo prefissato per il prossimo futuro è quello di raggiungere efficienze di conversione dell'ordine del 50%, utilizzando leghe a base di nichel per la realizzazione dei componenti soggetti alle temperature più elevate (che verrebbero incrementate fino a 700 °C). Per raggiungere tale obiettivo l'Unione Europea ha finanziato un ambizioso progetto finalizzato allo sviluppo di impianti ultrasupercritici a polverino di carbone caratterizzati da elevate prestazioni e ridotto impatto ambientale.

Tale progetto, al quale prendono parte numerose aziende europee⁶, è stato denominato AD700 (Advanced 700 °C Pulverized Coal-Fired Power Plant) e si propone di incrementare la temperatura massima del ciclo a vapore fino a 700 °C, con un corrispondente aumento dell'efficienza globale dell'impianto (di taglia commerciale compresa tra 400 e 1000 MWe) fino a valori del 47÷55% e una riduzione delle emissioni di CO₂ del 15% rispetto agli impianti attualmente più avanzati e del 40% rispetto agli impianti convenzionali. Inoltre si punta ad avviare i primi impianti sperimentali

⁶ L'Italia è rappresentata da Ansaldo Energia, Centro Sviluppo Materiali S.p.A. e CESI S.p.A. per quanto riguarda la prima fase, alle quali si sono aggiunte Ansaldo Ricerche, ENEA e Ansaldo Caldaie per la seconda. Per un elenco completo dei *partners* internazionali delle due fasi del progetto si rimanda a Bregani, Brugge et al. (2002) e Bregani, Casali et al. (2002).

entro il 2008 e il primo impianto di taglia commerciale entro il 2010, per avere, entro il 2030, una potenza installata di circa 230 GW.

Nell'ambito degli impianti supercritici, il settore che condiziona maggiormente le prestazioni, e che pertanto necessita di un maggiore sviluppo, è quello dei materiali adoperati per la caldaia, e in particolare per i fasci tubieri vaporizzatori, soggetti alle temperature più elevate. Attualmente i materiali più utilizzati a tale scopo sono gli acciai P91 e P92, gli acciai austenitici (tra cui Super 304H e Esshete 1250) e le leghe al nichel (Inconel 718), derivate dalle applicazioni nel campo delle turbine a gas. La maggior parte delle ricerche è orientata verso lo sviluppo di materiali caratterizzati da un'elevata resistenza al creep (soprattutto nel lungo periodo), alla erosione e alla corrosione. I principali programmi di ricerca in questo settore sono condotti nell'Unione Europea (programmi COST e Thermie), in Olanda (KEMA), in Giappone (EPDC e CRIEPI) e negli Stati Uniti (EPRI 1403 – 50). Una valutazione del potenziale incremento dell'efficienza complessiva d'impianto derivante dallo sviluppo dei materiali (si fa riferimento ai valori di temperatura e pressione delle caldaie supercritiche Benson) è mostrata nella figura 1.2.3.

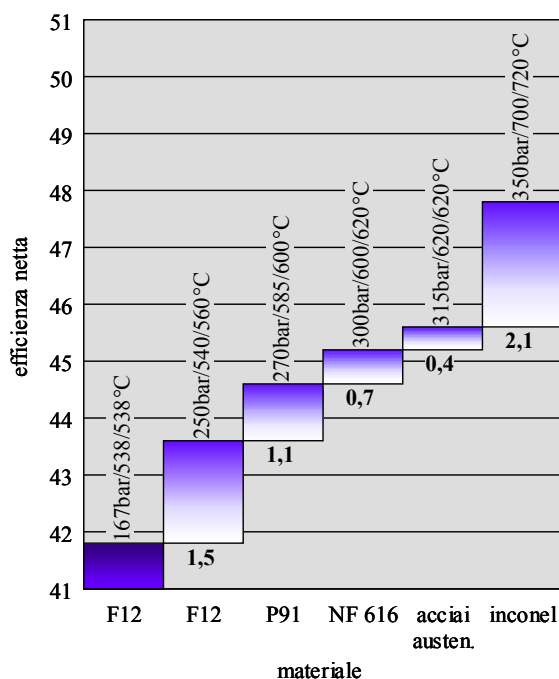


Fig. 1.2.3 - Incremento di efficienza derivante dallo sviluppo di nuovi materiali (Smith, 1999).

Gli impianti a vapore con combustione in letto fluido atmosferico (AFBC)

Nei processi AFBC (Atmospheric Fluidized Bed Combustion, sviluppati a partire dai primi anni '50) il carbone, insieme con una prefissata quantità di calcare, viene finemente macinato e immesso all'interno del letto fluido. Quest'ultimo è costituito da una miscela di polverino di carbone, ceneri e

un materiale inerte⁷ ed è mantenuto in condizioni di fluidificazione dai getti dell'aria comburente, opportunamente insufflata.

Le piccole dimensioni e il continuo moto turbolento delle particelle di carbone all'interno del letto favoriscono una rapida ed efficiente combustione caratterizzata da temperature relativamente basse, dell'ordine di 800÷900°C. Proprio le basse temperature limitano la formazione, in fase di combustione, degli NO_x termici. Inoltre, per tali valori della temperatura, il calcare presente nel letto dà origine a reazioni di calcinazione e forma così CaO, che reagisce con gli ossidi di zolfo dando luogo alla formazione di solfato e solfito di calcio (CaSO₄ e CaSO₃), che vengono quindi rimossi insieme alle ceneri, in parte in corrispondenza del fondo del reattore e in parte mediante i sistemi di rimozione delle ceneri volanti.

Analogamente ai generatori di vapore a polverino di carbone, anche nei letti fluidi l'energia termica sviluppata durante la combustione viene trasferita al vapore per mezzo di fasci tubieri interni al combustore stesso. Anche il ciclo termodinamico è simile a quello precedentemente illustrato per gli impianti a polverino di carbone.

I processi di combustione in letto fluido possono essere suddivisi in due categorie principali: processi "bollenti" (Atmospheric Bubbling Fluidized Bed Combustion, ABFBC o semplicemente BFBC, introdotti nei primi anni '50 e utilizzati per piccole potenze, generalmente non superiori ai 50 MWt) e processi "circolanti" (Atmospheric Circulating Fluidized Bed Combustion, ACFBC o più semplicemente CFBC, sviluppati verso la metà degli anni '70). Nei sistemi BFBC il flusso d'aria, a velocità relativamente bassa, è regolato in maniera tale che il letto si mantenga compatto e che le reazioni e gli scambi di calore abbiano luogo all'interno dello stesso letto o in prossimità di esso.

Nei sistemi CFBC, invece, l'aria è insufflata ad elevata velocità (5÷10 m/s), in maniera tale da spingere una certa quantità del materiale solido costituente il letto negli spazi liberi al di sopra dello stesso (freeboard). In tali processi, risalendo dal fondo verso la sommità del reattore, si riscontra dunque una progressiva riduzione della densità del letto; inoltre una grande quantità di particelle solide viene trascinata dai gas e separata successivamente da cicloni funzionanti ad alta temperatura, per essere poi ricircolata⁸.

⁷ Generalmente sabbia, che ha lo scopo di aumentare la fluidità del letto.

⁸ In alcuni casi può essere opportuno raffreddare il materiale solido ricircolato operando un recupero termico.

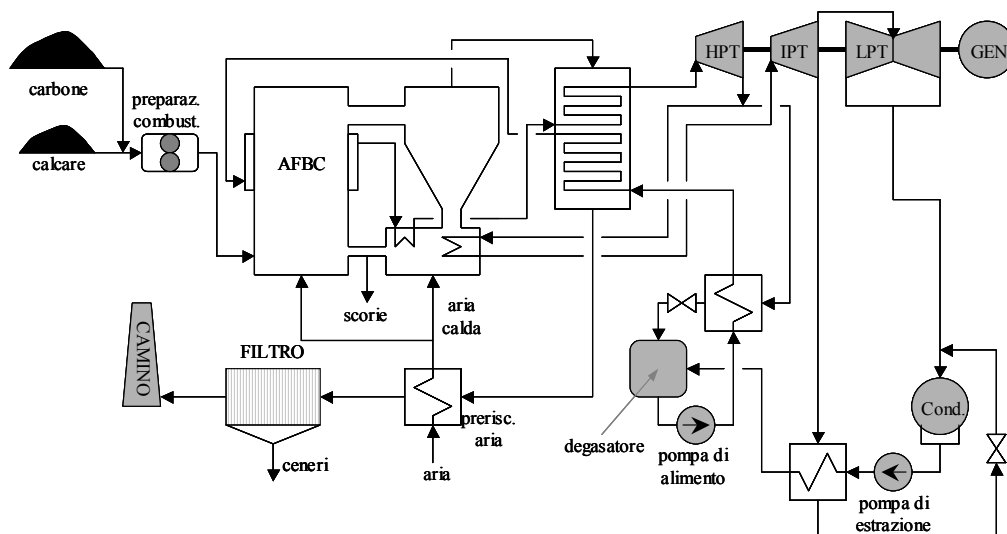


Fig. 1.2.4: schema generale di un impianto AFBC a letto circolante.

L'elevata velocità delle particelle solide comporta, rispetto agli impianti a letto fluido bollente, una maggiore efficienza di conversione e una migliore rimozione dei composti solforati, ma origina anche notevoli problemi di erosione, che rendono necessario l'utilizzo di particolari accorgimenti che fanno aumentare, seppur leggermente, il costo dell'impianto. Anche in questo caso l'energia termica sviluppata dalla combustione viene trasferita al vapore mediante dei fasci tubieri interni al reattore e utilizzata in un ciclo a vapore di tipo convenzionale. Lo schema generale di funzionamento di un impianto AFBC è rappresentato nella figura 1.2.4.

Gli impianti AFBC risultano adatti tanto alla realizzazione di nuovi impianti quanto al retrofit⁹ di impianti esistenti. Inoltre tale tecnologia può portare a ottimi risultati (in termini di flessibilità della produzione) se combinata con altri processi. Ad esempio può essere conveniente integrare un impianto AFBC con un sistema di "lavaggio" del carbone: gli scarti del processi di lavaggio vengono inviati all'impianto AFBC, mentre il carbone lavato può essere utilizzato in un impianto convenzionale eventualmente già esistente.

Mentre gli impianti bollenti sono utilizzati principalmente per piccole taglie (raramente, come detto, si superano i 50 MWt), quelli circolanti sono diffusi prevalentemente nelle taglie commerciali comprese tra 125 e 250 MWe.

In tal senso, ai fini della possibile utilizzazione della tecnologia AFBC per un impianto di grande taglia alimentato con carbone Sulcis, si farà nel seguito essenzialmente riferimento ai letti fluidi circolanti (essendo peraltro in fase di realizzazione presso la centrale Enel Sulcis proprio un impianto di questo tipo da circa 370 MW, alimentato con una miscela di carbone Sulcis e carbone di importazione).

⁹ Il *retrofit* di un impianto consiste nel modificare alcune parti di esso (ad esempio la caldaia) per migliorarne le prestazioni (prevalentemente in termini di consumi di combustibile e di emissioni inquinanti).

Caratteristiche operative

Le prestazioni energetiche ed ambientali e i costi di un impianto AFBC dipendono fortemente dai parametri operativi, dalla configurazione dell'impianto e dalle caratteristiche del combustibile utilizzato. Tali impianti si differenziano rispetto agli impianti a vapore a combustione di polverino di carbone essenzialmente per la tipologia del generatore di vapore.

Le considerazioni precedentemente riportate nel paragrafo 1.2.1 a proposito delle prestazioni del ciclo termodinamico mantengono pertanto la loro validità anche per gli impianti AFBC. Tuttavia, gli impianti a letto fluido realizzati fino ad oggi operano esclusivamente con cicli a vapore subcritici, e consentono pertanto di realizzare rendimenti globali sensibilmente meno elevati rispetto agli impianti a vapore supercritici.

Inoltre, anche a parità di caratteristiche del ciclo termodinamico, il rendimento degli impianti a letto fluido risulta di poco inferiore a quello degli impianti a polverino di carbone, essenzialmente a causa del minore rendimento di combustione (le minori temperature di combustione comportano una maggiore frazione di incombusti solidi).

Complessivamente, tenuto conto che fino ad oggi gli impianti a letto fluido operano con cicli subcritici, i rendimenti netti difficilmente possono superare il 40-42% (contro i citati 42-46% medi degli impianti supercritici a polverino di carbone). Ovviamente, l'utilizzo di cicli a vapore supercritici negli impianti AFBC consentirà nel prossimo futuro di conseguire rendimenti prossimi a quelli degli impianti SPCC.

Una delle principali peculiarità degli impianti AFBC consiste nella possibilità di utilizzare, come combustibile, numerose tipologie di carbone, anche di bassa qualità (lignite a basso potere calorifico, scarti del lavaggio del carbone, coke da petrolio e miscele di carbone con altre sostanze di scarto), assicurando in tal senso una maggiore flessibilità rispetto agli impianti SPCC.

D'altra parte, data la notevole quantità di calcare necessaria per la rimozione dei composti dello zolfo, tali impianti producono una altrettanto notevole quantità di residui solidi, costituiti da una miscela di solfato e solfito di calcio, ceneri di carbone e calcare non reagito. Tali residui, classificati come rifiuti non pericolosi, devono essere smaltiti in discarica oppure, laddove possibile, possono essere recuperati come materiale di riempimento per i substrati stradali.

Prestazioni ambientali

Come precedentemente accennato, gli impianti AFBC (sia a letto bollente che circolante) sono caratterizzati da una produzione intrinsecamente contenuta di inquinanti gassosi, soprattutto ossidi di zolfo e di azoto.

Per quanto riguarda le polveri, queste vengono in parte estratte dal fondo del letto (come bottom ash, che costituiscono generalmente il $70 \div 80$ % del totale) e in parte rimosse dai fumi (come fly ash), generalmente mediante precipitatori elettrostatici o filtri a manica, per i quali sono ancora valide le considerazioni precedentemente riportate (par. 1.2.1). Le bottom ash, in particolare, vengono estratte a una temperatura di circa $600 \div 800^{\circ}\text{C}$ e raffreddate fino a circa 200°C , con un conseguente recupero termico.

I sistemi operanti tale recupero, d'altro canto, costituiscono generalmente una delle parti più critiche dell'impianto, principalmente a causa dei fenomeni di erosione e di sporcamento delle superfici di scambio. Sia le bottom ash che le fly ash vengono poi convogliate, mediante sistemi pneumatici, in appositi silos (Scott e Carpenter, 1996), dai quali vengono poi prelevate e inviate in discarica, oppure utilizzate come materiali di riciclo prevalentemente nel settore delle costruzioni stradali o edili.

La desolforazione dei gas combusti, come detto, viene operata immettendo nel letto fluido un apposito sorbente (generalmente calcare), opportunamente macinato. Questo reagisce con lo zolfo dando origine a CaSO_3 e CaSO_4 , che vengono successivamente rimossi allo stato secco insieme alle ceneri. Il problema principale dei sistemi di desolforazione interna adottati negli impianti a letto fluido è proprio l'elevato consumo di sorbente, dato che esso reagisce solo in piccola parte. Per esempio, al fine di ottenere un'efficienza di rimozione dell' SO_2 del $80 \div 95\%$, è necessario un rapporto Ca/S pari a $2 \div 4$, con un conseguente coefficiente di utilizzazione del calcare compreso tra il 25 e il 50% (Takeshita, 1994).

In ogni caso, la desolforazione interna utilizzata su impianti alimentati con carboni a medio-basso tenore di zolfo consente comunque di ottenere efficienze di rimozione degli ossidi di zolfo anche superiori al 95%. Ovviamente, nel caso di impiego di carboni ad elevato tenore di zolfo, come il carbone Sulcis, la sola desolforazione interna non è in grado di consentire il rispetto dei limiti normativi sulle emissioni di SO_x , e si rende comunque necessario integrare l'impianto con un processo FGD.

In particolare, in alcune recenti realizzazioni viene utilizzato un processo FGD a semi-secco che utilizza come sorbente le stesse ceneri prodotte dal combustore a letto fluido, le quali contengono, come detto, notevoli quantità di calcare non reagito.

Nei processi di combustione in letto fluido le basse temperature operative ostacolano la formazione di NO e NO_2 , anche se favoriscono la formazione di N_2O (un gas serra), di CO e di idrocarburi incombusti. Le concentrazioni di NO_x a valle del combustore a letto fluido non sono quindi molto elevate (raramente si superano i $200 \div 300 \text{ mg/Nm}^3$), anche se dipendono fortemente dalle caratteristiche del combustibile. Per tale motivo, solo in alcune particolari situazioni (per esempio nel caso di limiti di emissione molto restrittivi) risulta necessario installare a valle del sistema FBC anche un processo SCR o SNCR per operare una rimozione spinta degli ossidi di azoto.

Un confronto tra le emissioni inquinanti degli impianti AFBC a letto circolante e quelle degli impianti a polverino di carbone è mostrato nella seguente tabella 1.2.4. Le concentrazioni di N_2O dei sistemi FBC sono in genere di un ordine di grandezza superiori rispetto a quelle dei sistemi SPCC (circa $30\div 120 \text{ mg/Nm}^3$ contro $2\div 10 \text{ mg/Nm}^3$). Le concentrazioni di CO prodotte dai sistemi FBC sono dell'ordine di 100 mg/Nm^3 , circa il doppio di quelle dei sistemi SPCC.

	Impianti AFBC		Impianti SPCC	
	Carbone bit.	Lignite	Carbone bit.	Lignite
NO_x [mg/Nm^3]				
Assenza di sistemi di controllo	<200	<200	$800\div 1300$	$500\div 800$
Con bruciatori “low NO_x ”			$300\div 500$	<200
Con rimozione mediante SCR			<200	
SO_2 [mg/Nm^3]				
Assenza di sistemi di controllo ¹	$200\div 400$	$200\div 400$	2000	12000
Con rimozione in sistemi FGD			<200	<200
Rapporto Ca/S	$2,7\div 1,7$	$2,5\div 1,5$	1,05	1,05
Altri inquinanti				
Emissioni di CO [mg/Nm^3]	<100	$100\div 200$	$20\div 50$	$100\div 200$
Efficienza rimozione cloro [%]	$20\div 50$	$20\div 50$	~90	~90
Efficienza rimozione fluoro [%]	90	90	~60	~60

Tab. 1.2.4 - Emissioni tipiche degli impianti AFBC e degli impianti a vapore convenzionali.

Esperienze industriali

Come precedentemente accennato, la maggior parte degli impianti AFBC attualmente in esercizio o in fase di costruzione è di tipo circolante. Tali impianti hanno ormai raggiunto un consistente livello di maturità e competitività nei confronti degli impianti convenzionali.

Per quanto riguarda la tecnologia AFBC, lo stato dell'arte è rappresentato dall'impianto Provence Power Station da 250 MWe lordi (237 MWe netti) situato presso Gardanne, in Francia. Il combustore a letto fluido, realizzato dalla SOPROLIF (SOciété PROvençale de LIt Fluidisé), è a circolazione naturale e opera un unico risurriscaldamento; le condizioni operative (169 bar/567/565 °C) sono state scelte per poter utilizzare una turbina a vapore già esistente (realizzata nel 1967). L'impianto, alimentato con un carbone locale ad alto contenuto di zolfo (3,7%), ha un rendimento del 38,8% (calcolato rispetto al potere calorifico inferiore del combustibile). Il sistema di

desolfurazione opera con un rapporto Ca/S compreso tra 2,5 e 3,5 e consente di conseguire emissioni di SO_x inferiori ai 400 mg/Nm³.

Tra le unità attualmente operative, quelle che rivestono il maggiore interesse sono le seguenti (Rousaki e Couch, 2000; Scott e Carpenter, 1996):

- l'impianto dimostrativo da 110 MWe presso Nucla (Colorado, USA), avviato nel 1987;
- l'Emile Huchet Power Station da 125 MWe, presso Carling (Francia), alimentato con i residui del lavaggio del carbone;
- l'impianto della Texas-New Mexico Power Company, presso Robertson (Texas, USA), costituito da due unità da 150 MWe ciascuna, alimentate con lignite e entrate nella fase operativa rispettivamente nel 1990 e nel 1991;
- l'impianto da 165 MWe presso Point Aconi (Nova Scotia, Canada), alimentato con un carbone ad alto contenuto di zolfo e cloro, avviato nel 1993;
- l'impianto Provence Power Station da 250 MWe (attualmente il più grande in esercizio a livello mondiale) presso Gardenne (Francia), alimentato con un carbone locale ad alto contenuto di zolfo (3,7%), avviato tra il 1995 e il 1996;
- l'impianto da 108 MWe di Northampton (Pennsylvania, USA), commissionato nel 1995 e alimentato con antracite e scarti del lavaggio del carbone¹⁰;
- l'impianto di Gaboa (Sichuan, Cina) da 100 MWe, commissionato nel 1996;
- le due unità da 235 MWe presso Turow (Polonia), commissionate nel 1998 nell'ambito di un progetto di retrofit di un impianto precedentemente esistente;
- le due unità da 200 MWe presso Tonghae (Corea), commissionate tra il 1998 e il 1999 e alimentate con antracite.

Considerazioni economiche

A parità di potenza installata e di condizioni operative del ciclo a vapore, un impianto AFBC a letto circolante che operi una rimozione degli ossidi di zolfo del 70÷90%, costa dal 5 al 15% in meno rispetto ad un impianto a vapore a polverino di carbone.

Per un impianto AFBC di potenza compresa tra 150 e 300 MW si può stimare un costo d'installazione dell'ordine dei 1000÷1300 €/kW. Ovviamente il costo può variare, in misura anche significativa, nel caso di impianti nei quali, in relazione alle caratteristiche del combustibile e ai limiti di emissione stabiliti dalla normativa, risulti comunque necessario introdurre l'unità FGD ed il sistema SCR.

¹⁰ Cfr. anche MPS Staff Report, 2000.

La tecnologia AFBC risulta essere particolarmente conveniente quando è richiesta una notevole flessibilità del combustibile, quando sono disponibili combustibili di bassa qualità e quando sono richiesti bassi livelli di emissione di ossidi di azoto e zolfo.

Stato dell'arte e linee di sviluppo

Come precedentemente accennato, la tecnologia AFBC (e in particolare gli impianti a letto fluido circolante) risulta essere ormai matura. Nonostante ciò appare ancora necessario un ulteriore sviluppo di tale tecnologia, principalmente nei tre settori di seguito elencati (Scott, 2001):

- aumento della taglia d'impianto;
- aumento del rendimento globale;
- sviluppo di nuove configurazioni impiantistiche.

La taglia dell'impianto e l'efficienza termica sono legate tra loro, in quanto aumentando la taglia del generatore di vapore risulta più conveniente il ricorso a cicli a vapore avanzati e quindi più efficienti. Entro i prossimi anni si prevede di maturare una consistente esperienza industriale su impianti superiori a 300 MWe, ma sono già in programma sperimentazioni su taglie maggiori (500÷600 MWe), ad oggi considerate dalla EDF (Elictricit  de France), dalla Foster Wheeler, dalla ABB Alstom e dalla Lurgi Lentjes (Rousaki e Couch, 2000).

Per quanto riguarda l'incremento dell'efficienza dell'impianto, oltre a puntare sullo sviluppo di caldaie di taglia pi  elevata, sta diventando sempre pi  interessante la possibilit  di operare in condizioni supercritiche (fino ad ora non utilizzate negli impianti a letto fluido), sulla base dell'esperienza maturata nel campo degli impianti a polverino di carbone (MPS, 2003).

Per quanto riguarda le configurazioni impiantistiche, infine, una delle soluzioni pi  interessanti sembra essere quella proposta dalla Foster Wheeler, che sta sviluppando sistemi dotati di cicloni interni al boiler, che consentirebbero di ridurre drasticamente le perdite energetiche durante la fase di ricircolo dei solidi al letto.

La prima sperimentazione di tali sistemi risale al 1993, con la realizzazione di un impianto pilota da 18 MWt, anche se i risultati ottenuti non ne hanno ancora consentito l'applicazione su scala commerciale.

Gli impianti a vapore con combustione in letto fluido pressurizzato (PFBC)

Negli impianti PFBC (Pressurized Fluidized Bed Combustion), il cui schema di riferimento è presentato nella figura 1.2.5, l'impianto a vapore è in pratica integrato con un impianto di turbina a gas, originando un particolare tipo di impianto combinato gas/vapore. Il carbone viene infatti bruciato utilizzando come comburente l'aria compressa (a circa 10÷15 bar) da un impianto di turbina a gas. I gas combusti, disponibili a circa la stessa pressione dell'aria comburente (a meno delle perdite di carico relative al processo di combustione) e ad una temperatura di circa

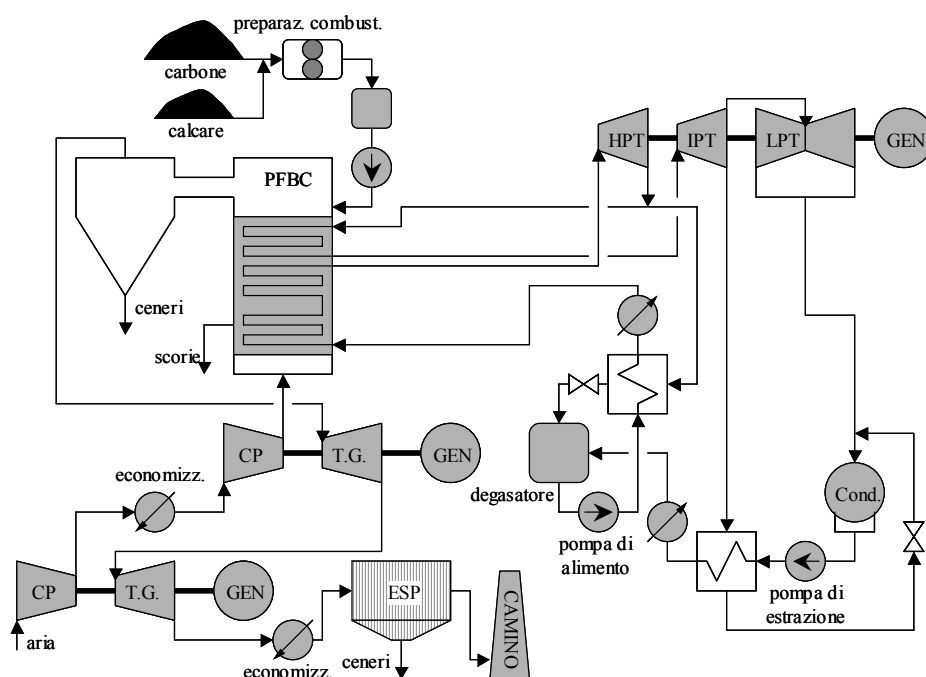


Fig. 1.2.5 - Schema generale di un impianto PFBC.

850÷950°C¹¹, vengono inizialmente trattati mediante un ciclone funzionante ad alta temperatura¹² e successivamente fatti espandere in una turbina a gas, la quale, oltre ad azionare il compressore dell'aria comburente, aziona anche un generatore elettrico. Peraltro, talvolta l'impianto turbogas adotta configurazioni impiantistiche caratterizzate da trasformazioni di compressione ed espansione suddivise in due stadi, come mostrato in figura 1.2.5. L'energia termica dei gas combusti ancora disponibile a valle della turbina viene infine recuperata attraverso gli economizzatori del ciclo a vapore sottoposto.

¹¹ Tali valori sono vincolati alla temperatura di fusione delle ceneri e alla massima temperatura di immissione dei gas in turbina (TIT, *Turbine Inlet Temperature*).

¹² Un'alternativa è quella di utilizzare sistemi di filtrazione ad alta temperatura (HGF, *Hot Gas Filters*) che però, allo stato attuale, non sono ancora sufficientemente sviluppati per tale scopo.

I processi di combustione in letto fluido pressurizzato possono essere classificati, come nel caso dei letti fluidi atmosferici, in due categorie: processi a letto fluido bollente e circolante¹³, anche se gli ultimi necessitano ancora di una notevole attività di sviluppo tecnologico.

In accordo a quanto già osservato a proposito dei processi di combustione in letto fluido atmosferico AFBC, in virtù delle temperature di combustione inferiori a quelle che si riscontrano nei tradizionali impianti a polverino di carbone, la formazione degli NO_x risulta piuttosto limitata. Per quanto riguarda gli ossidi di zolfo, anche nei sistemi PFBC si opera la desolforazione interna al reattore, immettendo un'opportuna quantità di calcare insieme al carbone. Se necessario, comunque, è possibile installare, a valle del sistema di combustione e della turbina, appositi dispositivi che operino un ulteriore abbattimento degli inquinanti (in particolare degli SO_x).

Caratteristiche operative

La tecnologia PFBC non può ancora ritenersi completamente matura dal punto di vista commerciale. Sono attualmente operanti pochi impianti, per lo più di taglia inferiore ai 100 MWe, che operano in condizioni subcritiche e raggiungono rendimenti (valutati sulla base del potere calorifico inferiore del combustibile adoperato) dell'ordine del 44%. Fino ad oggi, la maggior parte degli impianti PFBC sono stati realizzati con potenze unitarie di circa 80-100 MW, ed uno solo presenta una potenza di circa 360 MW.

Per quanto riguarda il sistema di combustione in letto fluido vero e proprio, tali impianti operano con temperature dell'ordine di 850÷950°C e con pressioni comprese tra 10 e 15 bar (Henderson, 2003).

Rispetto agli impianti SPCC e AFBC, gli impianti a letto fluido pressurizzato presentano numerosi potenziali vantaggi (Scott, 2001). Infatti, un impianto PFBC rappresenta, come detto, un particolare impianto combinato gas/vapore, nel quale, in pratica, la camera di combustione della turbina a gas del ciclo combinato viene sostituita dal combustore a letto fluido pressurizzato. Con le attuali configurazioni, la turbina a gas produce circa il 20% della potenza utile e l'impianto a vapore il rimanente 80%.

Il rendimento globale dell'impianto dipende pertanto dai rendimenti dei due cicli a gas e a vapore, ma ovviamente tende ad essere superiore a quello di un semplice impianto a vapore. In particolare, il rendimento di un impianto PFBC operante con un ciclo a vapore subcritico è confrontabile con quello di un impianto a polverino di carbone supercritico, e comunque di solito superiore al 42%.

Il funzionamento a pressioni superiori a quella atmosferica consente una notevole riduzione delle dimensioni dell'impianto PFBC rispetto a quelle di analoghi impianti SPCC o AFBC di pari potenza. In tal senso, i sistemi PFBC sono estremamente adatti al repowering di impianti esistenti, laddove gli spazi a disposizione sono spesso molto limitati.

¹³ Spesso, in letteratura, tali processi sono indicati rispettivamente con PBFBC (*Pressurized Bubbling Fluidized Bed Combustion*) e PCFBC (*Pressurized Circulating Fluidized Bed Combustion*).

Le elevate pressioni operative consentono anche di ottenere maggiori efficienze di rimozione dei composti solforati rispetto ai sistemi AFBC, anche operando con minori rapporti Ca/S. Infatti, l'elevata pressione inibisce le reazioni di pirolisi del carbonato di calcio, per cui la desolforazione avviene senza la formazione intermedia di CaO, con un migliore utilizzo del sorbente e, peraltro, con una minore produzione di NO_x, che invece viene favorita dall'aumento del rapporto Ca/S.

Un'importante caratteristica degli impianti PFBC consiste nel fatto che sono estremamente flessibili per quanto riguarda la scelta del combustibile, consentendo anche l'utilizzo di carboni con elevati tenori di ceneri e di zolfo.

Prestazioni ambientali

Per quanto riguarda i sistemi di rimozione delle sostanze inquinanti dai fumi, gli impianti PFBC non presentano differenze di rilievo rispetto ai letti fluidi atmosferici. Gli ossidi di zolfo sono rimossi mediante l'introduzione in caldaia di sorbenti a base di calcio, le polveri vengono trattenute da un ciclone ad alta efficienza (e/o da filtri operanti ad alta temperatura), mentre la formazione di ossidi di azoto è fortemente limitata dalle basse temperature di combustione.

Come precedentemente accennato, l'elevata pressione in caldaia favorisce l'assorbimento dei composti solforati, riducendo la quantità di sorbente da immettere. Con rapporti Ca/S prossimi a 2 si possono ottenere efficienze di rimozione dei composti dello zolfo dell'ordine del 90%; aumentando ulteriormente la quantità di sorbente (rapporti Ca/S circa pari a 3÷4) si possono raggiungere efficienze di rimozione anche del 95÷98%. I valori tipici delle concentrazioni di SO_x nei gas combusti prodotti dai processi PFBC sono pari a circa 100÷200 mg/Nm³.

Un aspetto critico della tecnologia PFBC riguarda l'efficienza del sistema di rimozione delle polveri a monte della turbina. Attualmente tale sistema è fondamentalmente basato su un ciclone, il quale però non potendo garantire efficienze di rimozione del particolato molto elevate, è spesso causa di problemi di eccessiva usura delle palettature della turbina a gas. D'altra parte, i sistemi di rimozione del particolato più efficienti (ESP e filtri a manica) non sono in grado di operare a temperature dell'ordine di 800÷900 °C e pertanto risultano inadatti per tale applicazione. Per questo motivo, sono in fase di sviluppo sistemi di filtrazione ad alta efficienza e in grado di operare ad alta temperatura, come i filtri ceramici. In alcune applicazioni industriali di impianti PFBC viene effettuata anche una depolverizzazione finale dei gas combusti (generalmente mediante dei precipitatori elettrostatici), al fine di ridurre ulteriormente le emissioni di particolato (una tale soluzione è utilizzata, ad esempio, nell'impianto Escatrón, in Spagna, e negli impianti giapponesi Karita e Osaki).

Nella tabella 1.2.5 sono presentati i valori di emissione dell'impianto giapponese Karita PFBC della Kyushu Power Company, da 360 MWe, mentre i livelli di emissione di altri importanti impianti sono mostrati nella tabella 1.2.6.

	Emissioni	Sistemi di rimozione
SO ₂	217 mg/Nm ³ (76 ppm)	Introduzione di calcare miscelato al carbone
NO _x	123 mg/Nm ³ (60 ppm)	SCR
Polveri	30 mg/Nm ³	Ciclone a due stadi ed ESP

Tab. 1.2.5: Emissioni dell'impianto giapponese Karita PFBC da 360 MW_e (Makino, 2002).

	Tidd (USA)	Värtan (Svezia)	Escatrón (Spagna)	Osaki (Giappone)
Potenza	73 MW	135 MW	79,5 MW	250 MW
Zolfo	3,6%	<1,0%	6,6%	-
SO ₂	Rimoz. ~93%	4÷10 g/GJ (19 ppm)	500 ppm	7,1 ppm (rimoz. 97,7%)
NO _x	65÷77 g/GJ (86÷102 ppm)	125÷145 g/GJ (165÷191 ppm) ¹	120÷170 ppm	14,4 ppm
Particolato	-	-	-	≤3,5 mg/Nm ³

1.2.6 - Emissioni di alcuni importanti impianti PFBC (Anthony, 2003; Komatsu et al., 2001).

Esperienze industriali

Le principali caratteristiche operative degli otto impianti PFBC che rivestono maggiore interesse a livello mondiale sono presentate nella tabella 1.2.7.

Tra i suddetti impianti merita un'attenzione particolare la prima unità del Karita Thermal Power Station della Kyushu Electric Power Company, Inc.. Tale impianto rappresenta infatti l'applicazione commerciale della tecnologia PFBC di maggiori dimensioni. Esso è stato avviato per la prima volta nel 1999 ed è entrato in esercizio nel luglio del 2001 con una efficienza netta del 41,8%.

È importante osservare che le caldaie degli impianti commerciali precedentemente citati sono tutte a letto bollente, progettate dalla ABB Carbon (recentemente acquisita dalla Alstom Power).

	Anno	Potenza (MW)	TG (MW)	IV (MW)	Pressione (bar)	Tmax (°C)	Pres. aria (bar)
Värtan (Svezia)	1990	135	2x16,5	102	131	530	10
Tidd (USA)	1991	74	15	59	88	496	10
Escatrón (Spagna)	1991	79,5	17	62,5	93	510	10
Wakamatsu (Giappone)	1995	71	14,8	56,2	100	593/593	10
Tomato-Atsuma (Giap.)	1996	85	13,6	75,3	166	566/538	10
Cottubs (Germania)	1999	75,6	13,2	62,4	138	537	10
Karita (Giappone)	1999	360	75	290	241	566/593	15
Osaki (Giappone)	2000	250	39	213	166	566/593	10

Tab. 1.2.7 - Caratteristiche operative dei principali impianti PFBC commerciali

Considerazioni economiche

Un'interessante valutazione sui costi d'investimento relativi agli impianti PFBC è stata effettuata dal DOE (U.S. Department of Energy) nell'agosto del 1998, con riferimento ad una tipica configurazione impiantistica a letto bollente da circa 380 MWe. I risultati di tale indagine hanno evidenziato un costo specifico di installazione di circa 1000 \$/kW (valore riferito al gennaio 1998).

Tra gli impianti già realizzati, il citato impianto del Karita Thermal Power Station ha evidenziato un costo d'installazione di circa 1263 \$/kW (valore riferito al 1997).

Complessivamente, in relazione alla taglia dell'impianto, al suo livello tecnologico, alla localizzazione ed alla sua configurazione in relazione alla eventuale sezione di trattamento dei gas combusti a valle della turbina, i costi di installazione possono essere stimati pari a circa 1000÷1350 €/kW.

Stato dell'arte e linee di sviluppo

Nell'ambito della tecnologia PFBC, l'attuale stato dell'arte è rappresentato dal già più volte citato Karita Thermal Power Station che, oltre ad essere l'impianto di maggiore taglia al mondo, è anche quello più efficiente. Tra gli impianti commerciali è l'unico che opera la combustione alla pressione di 15 bar (con conseguenti vantaggi sull'efficienza del ciclo turbogas e sull'efficienza di rimozione degli ossidi di zolfo da parte del sorbente) e anche il ciclo a vapore, pur non operando in condizioni supercritiche, è estremamente efficiente.

Per quanto riguarda lo sviluppo delle caldaie PFBC, l'azienda leader è, come detto, la ABB Carbon, che sta effettuando numerosi studi e sperimentazioni orientati a un miglioramento della tecnologia in esame, in maniera tale da renderla vantaggiosa rispetto ai più collaudati impianti PCC o AFBC.

Le principali ricerche nel settore degli impianti PFBC sono orientate principalmente a uno sviluppo degli impianti nel breve termine e medio-lungo termine. Per quanto riguarda lo sviluppo a breve termine, la ricerca punta a risolvere le principali problematiche che interessano gli impianti attualmente operanti.

Uno dei principali problemi da risolvere per incrementare l'efficienza degli impianti PFBC riguarda la temperatura di immissione dei gas in turbina (TIT, Turbine Inlet Temperature); essa è vincolata superiormente dalla temperatura del letto fluido, rigidamente controllata in maniera tale da limitare la formazione di agglomerati e ottimizzare l'abbattimento delle emissioni di SO_x ed NO_x (Scott, 2001). Una possibile soluzione a tale problema consiste nell'operare una postcombustione con gas naturale, in maniera tale da incrementare la TIT fino ai valori massimi consentiti dalle caratteristiche tecnologiche della turbina a gas ($1200\div 1400\text{ }^\circ\text{C}$). In alternativa si stanno sviluppando (anche se, per ora, solo a livello teorico) i cosiddetti impianti PFBC di seconda generazione (second generation PFBC), che sono costituiti dalla integrazione tra un sistema di gassificazione parziale del carbone e da un letto fluido pressurizzato per la combustione del char, ovvero dei residui carboniosi prodotti dal primo processo.

I numerosi studi per lo sviluppo della tecnologia PFBC nel medio e lungo termine riguardano principalmente (Minchener, 2003):

- il miglioramento delle configurazioni impiantistiche e delle apparecchiature ai fini dell'incremento del rendimento globale dell'impianto, anche con l'utilizzo di cicli a vapore supercritici;
- la possibilità di migliorare ulteriormente le prestazioni ambientali dell'impianto, per esempio attraverso lo studio delle cinetiche di combustione per migliorare l'efficienza dei processi di desolforazione e ridurre la formazione degli NO_x , oppure lo sviluppo di sistemi per il ricircolo delle ceneri trascinate dal gas (fly ash) mediante i cosiddetti "zero-stage cyclones";
- l'incremento della flessibilità operativa dell'impianto in merito alla possibilità di utilizzare diversi combustibili ed al miglioramento delle prestazioni a carico parziale;

Il principale settore di sviluppo rimane comunque quello dei sistemi per la rimozione delle polveri. Importanti ricerche e sperimentazioni in tale settore sono state recentemente effettuate presso il già citato impianto Tidd di Columbus (Ohio) e presso un impianto pilota da 10 MWt della Foster Wheeler Energia Oy, situato presso Karhula, in Finlandia.

Un altro importante progetto di ricerca (McIntosh unit 4A PCFBC demonstration project) è attualmente in corso in Florida da parte della Lakeland Electric, in collaborazione con Foster Wheeler Energy Corporation e Siemens Westinghouse Power Corporation. Esso prevede la realizzazione di un impianto dimostrativo da 145 MWe utilizzando la tecnologia PFBC della Foster Wheeler integrata con un sistema di filtrazione basato sull'impiego di filtri ceramici ad alta temperatura sviluppato dalla Siemens Westinghouse.

Gli impianti di gassificazione integrati con cicli combinati (IGCC)

Per processo di gassificazione s'intende l'insieme delle trasformazioni chimico-fisiche mediante le quali si converte un combustibile primario (nella maggior parte dei casi carbone, alimentato al gassificatore in fase solida o liquida) in un combustibile di sintesi in fase gassosa, il cosiddetto syngas. L'utilizzo del syngas prodotto dal processo di gassificazione in un impianto a ciclo combinato da origine ad un impianto IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle).

In processo di gassificazione avviene all'interno di un reattore nel quale viene immesso il combustibile primario da gassificare (opportunamente preparato) insieme all'ossidante (ossigeno a elevato grado di purezza o, più raramente, aria) e a un agente moderante (acqua o vapore); in uscita, oltre al syngas, si hanno anche i residui solidi inizialmente contenuti nel combustibile primario.

Il carbone subisce anzitutto un processo di pirolisi, il quale porta alla formazione di un gas (composto prevalentemente dalle sostanze volatili contenute nel carbone), del TAR (Topping Atmospheric Residue, miscela liquida di idrocarburi pesanti) e del cosiddetto "char", composto dalle scorie contenenti ancora una notevole quantità di residui carboniosi. Quest'ultimo prende parte successivamente ai processi di combustione e di gassificazione vera e propria, che danno luogo alla formazione di un gas composto prevalentemente da CO, CO₂, H₂ e piccole quantità di CH₄. Il TAR, invece, subisce i processi di gassificazione e di rottura dei legami chimici (il cosiddetto "cracking"), che portano alla formazione di CH₄, H₂ e CO.

In base alla particolare composizione del combustibile da gassificare avvengono inoltre numerose reazioni secondarie, con produzione di altri composti, per lo più indesiderati. In particolare, lo zolfo presente nel combustibile, in atmosfera povera di ossigeno, si converte in idrogeno solforato (o solfuro di idrogeno, H₂S) e, in minima parte, in solfuro di carbonile (COS); l'azoto, nel gas di sintesi, si ritrova invece quasi interamente in forma molecolare (N₂), ma sono presenti anche tracce di ammoniaca (NH₃) e di acido cianidrico (HCN).

È importante notare che zolfo e azoto compaiono nel syngas sotto forma di specie ridotte, anziché ossidate, dal momento che le reazioni di gassificazione si sviluppano in difetto di ossigeno (atmosfera riducente) rispetto alle condizioni stechiometriche; questo aspetto condiziona fortemente

la configurazione della sezione di trattamento e depurazione dei gas, situata subito a valle del gassificatore. Altre sostanze inquinanti spesso presenti nel gas di sintesi sono ad esempio i composti alogenati (come HCl), il TAR, gli alcali (sali di sodio e di potassio), i fenoli, il particolato.

In relazione al loro assetto fluidodinamico, i processi di gassificazione possono suddividersi in tre categorie principali: processi a letto fisso (o mobile), a letto fluido e a letto trascinato (figura 1.2.6), le cui caratteristiche salienti sono presentate nella tabella 1.2.8.

Nel suo complesso, un impianto IGCC è costituito da quattro sezioni fondamentali:

- la sezione di preparazione del combustibile e dell'ossidante, composta, in linea generale, dai sistemi di stoccaggio, trasporto e macinazione del carbone e dall'unità di frazionamento criogenico dell'aria (ASU, Air Separation Unit);
- la sezione di gassificazione, comprendente il gassificatore e il sistema di alimentazione del combustibile;
- la sezione di condizionamento e depurazione del syngas, che ha lo scopo di raffreddare il gas di sintesi (mediante opportuni scambiatori di calore, i syngas coolers, oppure per quench, ossia per semplice miscelamento con acqua o syngas freddo), recuperandone l'energia termica, e di depurarlo dalle sostanze inquinanti;
- la sezione di potenza, costituita da un impianto a ciclo combinato gas-vapore alimentato con il syngas depurato.

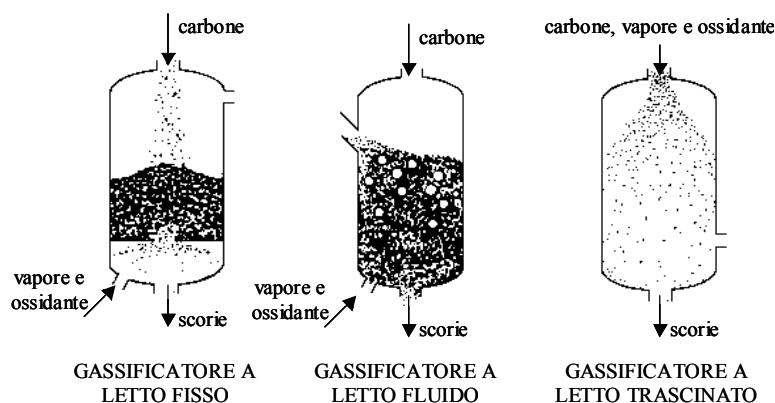


Fig. 1.2.6 – Schematizzazione dell'assetto fluidodinamico dei gassificatori (Lozza, 1996).

	Letto fisso	Letto fluido	Letto trascinato
Pressione operativa [bar]	20÷25	20÷30	20÷85
Temperatura [°C]	370÷600	800÷1000	1400÷1600
Moderatore	vapore	vapore	vapore/acqua
Consumo dell'agente moderatore	elevato	medio	basso
Ossidante	ossigeno/aria	ossigeno/aria	ossigeno
Consumo di ossidante	basso	medio	elevato
Granulometria del combustibile [mm]	5÷50	3÷4	0,05÷0,1
Alimentazione	secca	secca	secca/slurry
Potere calorifico inferiore del syngas	alto	medio/alto	alto
Caratteristiche del syngas	alte concentraz. di metano	basse concentraz. di metano	prevalentemente CO e H ₂
Scorie	secche/fuse	secche/agglomer.	fuse
Principali processi	Lurgi, BGL	HTW, KRW, U-Gas	Texaco, Shell, PRENFLO

Tab. 1.2.8 - Principali caratteristiche dei processi di gassificazione (Cau e Cocco, 2002).

Gli impianti IGCC sono caratterizzati da numerose integrazioni tra i vari componenti. Le principali, comuni a molti gli impianti, sono mostrate nella figura 1.2.7.

L'unità di separazione dell'aria (ASU, Air Separation Unit) può essere alimentata con aria compressa prelevata dalla mandata del compressore della sezione turbogas, evitando così di dover installare un ulteriore compressore. Inoltre l'azoto separato può essere inviato alla camera di combustione della sezione turbogas in maniera tale da moderare la temperatura di combustione riducendo notevolmente la formazione degli NO_x. Il syngas depurato, inoltre, essendo generalmente disponibile ad alta pressione, può essere fatto espandere in un turboespansore, collegato a un generatore elettrico.

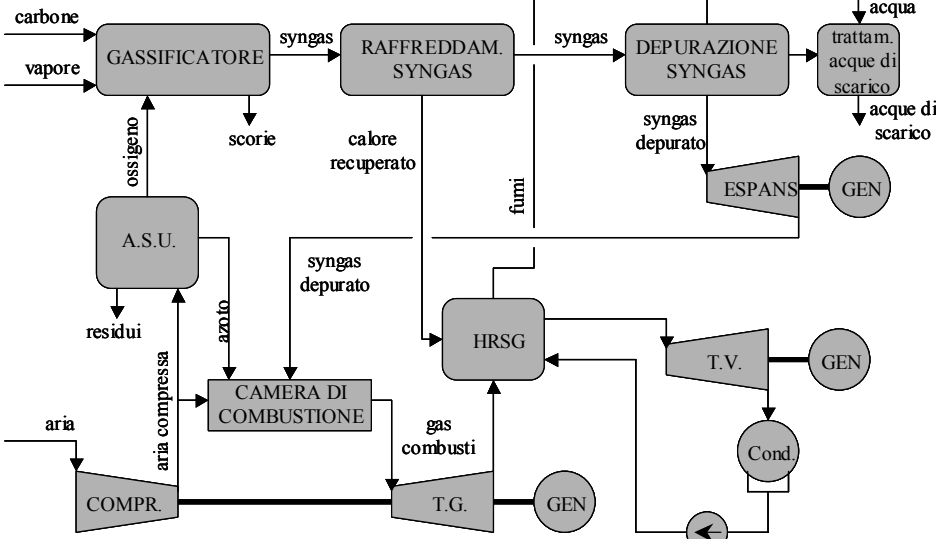


Fig. 1.2.7 - principali integrazioni di un impianto IGCC.

Il syngas alimenta quindi la sezione turbogas vera e propria, a valle della quale si ha un generatore di vapore a recupero (HRSG, Heat Recovery Steam Generator) che utilizza l'energia termica dei gas di scarico per produrre vapore, che viene poi fatto espandere in turbina. Il generatore di vapore a recupero, inoltre, è integrato anche con la sezione di gassificazione vera e propria e con la sezione di condizionamento del syngas, in maniera tale da massimizzare l'efficienza dell'impianto.

Dal punto di vista degli scambi termici è possibile effettuare numerose altre integrazioni, che potrebbero consentire di ottenere maggiori rendimenti energetici, limitando al massimo le perdite energetiche. D'altra parte un aumento delle integrazioni comporta una complicazione impiantistica spesso piuttosto rilevante, che si traduce in un aumento dei costi di installazione e di manutenzione dell'impianto e in una conseguente riduzione della disponibilità. È evidente dunque che è necessario trovare una soluzione di compromesso fra l'entità delle integrazioni (e quindi l'efficienza energetica dell'impianto) e i costi di installazione e di gestione.

Caratteristiche operative

Gli impianti IGCC commerciali attualmente funzionanti hanno potenze elettriche comprese prevalentemente tra i 100 e i 550 MW e utilizzano, per la maggior parte, gassificatori a letto trascinato, caratterizzati da un'elevata potenzialità.

L'efficienza netta di tali impianti è in genere estremamente variabile, in relazione alla particolare configurazione adottata, al combustibile utilizzato ed alle esigenze operative¹⁴.

In ogni caso le elevate potenze installate giustificano generalmente il ricorso a un elevato grado di integrazione, per cui i valori del rendimento sono compresi tra il 40 e il 47%.

Un'importante caratteristica degli impianti IGCC è la notevole flessibilità rispetto al combustibile primario. Gli impianti commerciali gassificano per lo più carbone, coke da petrolio (il cosiddetto petcoke) e TAR di raffineria, ma è anche possibile miscelare tali combustibili con biomasse, rifiuti industriali e così via. In effetti, gli impianti IGCC possono essere convenienti allorché si hanno a disposizione combustibili primari di bassa qualità e di basso costo (come avviene, ad esempio, nel caso del TAR di raffineria).

Prestazioni ambientali

Rispetto agli impianti a combustione convenzionale, negli impianti IGCC la rimozione delle sostanze inquinanti avviene prevalentemente sul syngas, ovvero sul combustibile piuttosto che sui prodotti della combustione. Ciò consente da un lato di operare con piccole portate (gli inquinanti non sono diluiti nei prodotti della combustione), dall'altro di trattare prevalentemente con specie chimiche ridotte anziché ossidate (con notevoli vantaggi sul funzionamento dei sistemi di depurazione).

In un impianto IGCC con gassificatore a letto trascinato il processo di depurazione del syngas, in generale, può essere suddiviso in tre sezioni fondamentali:

- una sezione di rimozione del particolato, composta generalmente da un ciclone, che opera una rimozione delle particelle di maggiori dimensioni, seguito da una torre di lavaggio (Venturi wet scrubber), che rimuove le particelle più piccole insieme ad altri inquinanti solubili in acqua;
- una sezione di rimozione dei composti dello zolfo, utilizzando processi di assorbimento fisico o chimico dell' H_2S (tra cui i principali sono i processi Rectisol, Purisol e Selexol);
- una sezione di trattamento degli effluenti gassosi prodotti dalla sezione precedente, composta, nella maggior parte dei casi, da un processo Claus per il recupero dello zolfo elementare seguito da un processo SCOT (Shell Claus Off-gas Treatment) per l'ulteriore trattamento dei gas uscenti dallo stesso processo Claus (i cosiddetti "gas di coda").

Mediante un tale sistema di depurazione è possibile alimentare l'impianto turbogas con un gas essenzialmente pulito, privo di polveri e contenente concentrazioni di zolfo ed altri inquinanti estremamente ridotte.

Il controllo degli ossidi di azoto viene invece realizzato durante la combustione del syngas nella turbina, mediante l'adozione di specifici combustori a basse emissioni di NO_x . Nel complesso, le

¹⁴ Molti impianti, ad esempio, vengono utilizzati anche per la produzione di vapore tecnologico, con una conseguente riduzione del rendimento elettrico.

emissioni inquinanti sono estremamente limitate, come mostrato nella tabella 1.2.9, riguardante due importanti impianti IGCC statunitensi.

	Tampa Electric (Polk County, Florida)	PSI Wabash River (Terre Haute, Indiana)
Potenza erogata	250 MWe	260 MWe
SO ₂	0,54 kg/MWh	0,32 kg/MWh
NO _x	0,3 kg/MWh	0,49 kg/MWh
Particolato	0,017 kg/MWh	non rilevato
Mercurio	rimozione del 50%	0,0001÷0,0004 kg/h

Tab. 1.2.9 -Emissioni di due impianti IGCC statunitensi¹⁵.

Esperienze industriali

A livello mondiale sono attualmente operanti diversi impianti IGCC commerciali, alimentati prevalentemente a carbone o TAR di raffineria.

Tra questi, quelli che rivestono maggiore interesse nell'ambito delle clean coal technologies sono riportati nella tabella 1.2.10.

L'impianto IGCC Demkolec di Buggenum (Olanda), realizzato tra il mese di Ottobre del 1990 e il mese di Dicembre del 1993, è costato circa 385 milioni di euro, è entrato nella fase operativa nel Gennaio 1994 (White, 1998) ed è la prima applicazione, a livello europeo, delle tecnologie di gassificazione del carbone per la produzione di energia elettrica.

esso utilizza un gassificatore Shell a letto trascinato alimentato a secco con polverino di carbone e utilizzante ossigeno (avente grado di purezza del 95%) e vapore come agenti ossidanti. Il gassificatore opera ad una pressione di 27 bar e con temperature comprese tra 1400 e 1700°C.

Il syngas, una volta depurato dal particolato mediante un ciclone e un sistema di filtri operanti ad alta temperatura, viene raffreddato fino a 250°C mediante dei syngas coolers (con produzione di vapore ad alta pressione) e successivamente inviato prima a un sistema di lavaggio con acqua, che rimuove i composti del cloro e del fluoro, e poi al sistema di desolforazione (utilizzante il solvente Sulfinol-M).

Il ciclo combinato utilizza una turbina a gas V94.2 della Siemens e un generatore di vapore a recupero operante su tre livelli di pressione (Eurlings, 1997).

¹⁵ Cfr. Henderson, 2003; DOE, 2002a; DOE 2002b.

Complessivamente l'impianto gassifica poco meno di 1900 tonnellate giornaliere di carbone (per 585 MW termici) producendo circa 250 MW elettrici, con un rendimento complessivo del 43% (White, 1998).

L'impianto Demkolec è inserito inoltre nel progetto "IGCC 2000", che ha lo scopo di valutare le prestazioni di impianti IGCC basati su diverse turbine a gas e con il ricorso a vari accorgimenti per il controllo delle emissioni di NO_x, oltre che i vantaggi della depurazione del gas ad elevata temperatura rispetto ai tradizionali sistemi di depurazione a bassa temperatura.

Impianto	Sito	Avviamento	MWe	Applicazione	Combustibile	Tecnologia
SCE	Cool Water (USA)	1984	120	en. elettrica	carbone	Texaco-O ₂
DOW	Plaquemine (Louisiana, USA)	1987	160	en. elettrica	lignite	Dow/Destec
Demkolec	Buggenum (Olanda)	1994	250	en. elettrica	carbone	Shell-O ₂
PSI Wabash River	Terre Haute (Indiana, USA)	1995	260	repowering	carbone-petcoke	E-Gas-O ₂
Schwarze Pumpe	Dresden (Germania)	1996	75	en. elettrica e metanolo	lignite	BGL-O ₂
ECOLGAS	Puertollano (Spagna)	1996	335	en. elettrica	carbone-petcoke	Prenflo-O ₂
Piñon Pine	Reno (Nevada, USA)	1996	100	en. elettrica	carbone	KRW-aria
Tampa Electric	Polk County (Florida, USA)	1996	250	en. elettrica	carbone	Texaco-O ₂

Tab. 1.2.10 - Caratteristiche fondamentali dei principali impianti IGCC a carbone¹⁶.

L'impianto Wabash River, situato presso Terre Haute (Indiana, USA), è una delle principali applicazioni dei processi di gassificazione nell'ambito di progetti di repowering di impianti termoelettrici convenzionali.

L'impianto ripotenziato era la più vecchia delle sei unità del PSI Wabash River Generating Station, costruita attorno al 1950 e alimentata con polverino di carbone.

L'attuale impianto IGCC, operativo dal 1995, è invece alimentato con una miscela di carbone locale (caratterizzato da elevati tenori di zolfo) e di petcoke (anch'esso contenente notevoli concentrazioni di zolfo, superiori a circa il 6%).

¹⁶ Cfr. White, 1998; Amick, 2000.

Nonostante tali caratteristiche del combustibile, l'impianto di Wabash River, è attualmente l'impianto a carbone meno inquinante al mondo, con emissioni di composti dello zolfo inferiori a un decimo dei valori consentiti degli standards statunitensi e con emissioni di particolato estremamente basse.

L'impianto utilizza il processo di gassificazione E-Gas (Destec) a letto trascinato e a doppio stadio, alimentato a slurry e utilizzante ossigeno (2600 t/g, con grado di purezza del 95%) e vapore come agenti gassificanti.

La pressione operativa è di circa 27,6 bar mentre la temperatura di gassificazione è di 1425°C.

Il syngas viene parzialmente raffreddato (con produzione di vapore ad alta pressione) e depolverizzato a secco, con ricircolo delle scorie recuperate al gassificatore¹⁷. Successivamente il gas viene raffreddato mediante una serie di syngas coolers e lavato con acqua, allo scopo di rimuovere i composti del cloro.

A monte del sistema di desolfurazione, che utilizza MDEA come solvente, il solfuro di carbonile (COS) viene preventivamente convertito in idrogeno solforato (H₂S); i gas acidi vengono inviati a una sezione per il recupero dello zolfo elementare, prodotto pressoché puro.

La sezione di potenza utilizza una turbina a gas General Electric 7 FA da 192 MWe. La turbina a vapore della Westinghouse è da 104 MWe.

Le apparecchiature ausiliarie assorbono complessivamente circa 34 MWe, per cui la potenza elettrica netta erogata dall'impianto è pari a 262 MW (Amick, 2000).

Attualmente, presso l'impianto Wabash River, è in atto un'interessante studio orientato a valutare la possibilità di effettuare, a livello commerciale, la coproduzione di energia elettrica e metanolo.

L'impianto di Puertollano (Spagna), finanziato dalla Commissione Europea ed entrato in esercizio nel 1996, è stato realizzato da un consorzio internazionale di cui fa parte anche l'Italia.

Esso utilizza un processo di gassificazione Prenflo alimentato a secco con una miscela di carbone e coke da petrolio. Il combustibile, macinato ed essiccato, viene inviato al gassificatore (con una portata di 2600 t/g) che opera a 25 bar e 1500°C.

La depurazione viene effettuata a freddo con i processi tradizionali (ossia con l'utilizzo di cicloni e torri di lavaggio per la rimozione del particolato e di altri composti solubili e di ammine come solventi per la rimozione dei composti dello zolfo).

Il gas depurato, caratterizzato da un potere calorifico di circa 4200 kJ/kg, viene preriscaldato, saturato e inviato nella sezione di potenza. Quest'ultima è costituita da un ciclo combinato gas-vapore basato su una turbina a gas Siemens V94.3 da 200 MWe, un generatore di vapore a recupero su tre livelli di pressione e una turbina a vapore Siemens da 135 MWe.

Complessivamente l'efficienza netta dell'impianto IGCC è del 47%.

¹⁷ Il gas trascina infatti una notevole quantità di *char* che contiene ancora elevati tenori di carbonio.

L'impianto Piñon Pine è situato nell'area industriale di Tracy, a circa 27 km a est di Reno (Nevada, USA). Esso è costituito da un gassificatore Kellogg-Rust-Westinghouse (KRW) a letto fluido alimentato con polverino di carbone e utilizzante aria come ossidante. La temperatura di gassificazione è pari a circa 980°C.

All'interno del reattore, oltre al combustibile, viene immesso anche calcare, che consente di effettuare una parziale desolforazione dei gas interna al gassificatore.

Il syngas viene quindi raffreddato fino a circa 540°C (mediante dei syngas coolers) e inviato a una sezione di desolforazione esterna ad alta temperatura seguita da un'ulteriore sezione nella quale viene effettuata una depolverizzazione del gas mediante i filtri ceramici della Westinghouse.

Il gas, ancora ad alta temperatura, viene alimentato al gruppo turbogas, utilizzando una turbina General Electric MS 6001FA da 61 MWe, caratterizzata da una temperatura di immissione dei gas in turbina di circa 1290°C. Il generatore di vapore a recupero opera su due livelli di pressione (65,5 e 6,2 bar) e la turbina a vapore è da 46,2 MWe.

Dal momento che la potenza assorbita dalle apparecchiature ausiliarie è di circa 7 MW¹⁸, l'impianto eroga una potenza elettrica complessiva di 100 MW, con un'efficienza netta del 40,7% (Geiling, 1997).

L'impianto della Tampa Electric, situato presso Polk County (Florida, USA) è costato circa 510 milioni di dollari ed è entrato in esercizio nel 1996.

L'impianto di Tampa utilizza un gassificatore Texaco a letto trascinato che gassifica circa 2000 t/g di carbone (alimentato sotto forma di slurry, con una concentrazione di solidi del 60÷70%) per una potenza elettrica netta complessiva di 250 MW. L'ASU produce circa 2100 t/g di ossigeno (avente grado di purezza del 95%) e 6300 t/g di azoto.

Il syngas, raffreddato inizialmente fino a 760°C mediante uno scambiatore radiante con produzione di vapore ad alta pressione (120 bar), viene poi raffreddato fino a 480°C mediante syngas coolers convettivi; circa il 10% del gas viene quindi estratto e inviato a sistemi sperimentali di depurazione a elevata temperatura, mentre il restante 90% viene ulteriormente raffreddato fino a 55°C e depurato mediante sistemi tradizionali.

Il gas, avente potere calorifico di poco inferiore a 10 MJ/Nm³, viene quindi inviato alla camera di combustione del gruppo turbogas, insieme all'azoto prodotto dall'ASU.

La sezione di potenza utilizza una turbina a gas General Electric MS 7001F da 192 MWe, mentre il generatore di vapore a recupero è a tre livelli di pressione e la turbina a vapore eroga 121 MWe. L'efficienza netta dell'impianto è di circa il 40%.

Scopo principale di tale impianto è quello di dimostrare la valenza commerciale degli impianti IGCC mediante l'utilizzo esclusivo di componenti disponibili sul mercato.

Oltre a tali impianti, meritano di essere menzionati quattro impianti IGCC di grande taglia alimentati con residui di raffineria (TAR):

¹⁸ La potenza assorbita dalle apparecchiature ausiliarie è particolarmente bassa grazie all'impiego di aria in luogo dell'ossigeno come agente gassificante.

- l'impianto Shell Pernis da 120 MWe, avviato nel 1997 presso Rotterdam (Olanda) e utilizzante un gassificatore Shell/Lurgi a letto trascinato per coprodurre energia elettrica e idrogeno;
- l'impianto API Energia da 280 MWe, avviato nel 1999 presso Falconara marittima (provincia di Ancona) e utilizzante un gassificatore Texaco a letto trascinato;
- l'impianto Sarlux da 550 MWe (attualmente la più grossa applicazione mondiale della tecnologia IGCC), avviato sempre nel 1999 presso Sarroch (provincia di Cagliari) e utilizzante tre gassificatori Texaco a letto trascinato;
- l'impianto ISAB Energy da 510 MWe, avviato nel 2000 presso Priolo Gargallo (provincia di Siracusa) e utilizzante un gassificatore Texaco a letto trascinato.

Stato dell'arte e linee di sviluppo

Per migliorare le prestazioni degli impianti IGCC e renderli competitivi rispetto alle tecnologie tradizionali si stanno seguendo due strade fondamentali: da un lato si sta tentando di risolvere i problemi critici evidenziati dagli impianti realizzati fino ad oggi, dall'altra si cerca di studiare e introdurre configurazioni impiantistiche innovative.

In particolare, per migliorare le prestazioni degli impianti basati sulle attuali configurazioni impiantistiche, le principali vie da seguire sono (Holt, 2001):

- l'ottimizzazione delle prestazioni e dell'integrazione con il resto dell'impianto IGCC dell'unità di separazione dell'aria (ASU, Air Separation Unit);
- l'utilizzo di gassificatori di tipo avanzato, principalmente per quanto riguarda il sistema di alimentazione del combustibile;
- l'ottimizzazione dei sistemi di raffreddamento del syngas caldo prodotto dal gassificatore (syngas coolers);
- l'impiego di turbine a gas di nuova generazione, caratterizzate da maggiori rendimenti e maggiori potenze;
- l'ottimizzazione delle prestazioni del ciclo combinato, anche grazie al perfezionamento delle integrazioni con il resto dell'impianto;
- la possibilità di utilizzare materiali innovativi per la realizzazione delle parti critiche dell'impianto per esempio le parti operanti a maggiore temperatura).

L'altra strada seguita per migliorare le prestazioni degli impianti IGCC comprende, come detto, le problematiche relative allo sviluppo di configurazioni del processo di tipo innovativo. Gli obiettivi che si perseguono sono sostanzialmente due: semplificare la struttura dell'impianto, e quindi ridurre i costi di installazione e di gestione, e migliorare l'efficienza di conversione dell'energia.

Le principali innovazioni attualmente in fase di avanzato sviluppo riguardano vari aspetti, quali, in particolare:

- la possibilità di effettuare la gassificazione utilizzando, come ossidante, aria anziché ossigeno (eliminando così i grossi consumi energetici dell'unità di separazione dell'aria), nonché di integrare efficacemente il processo di gassificazione e quello di preparazione dell'ossidante;
- il trattamento del syngas ad alta temperatura, soprattutto per quanto concerne la rimozione del particolato e dei composti dello zolfo;
- la sintesi di alcune sostanze (quali, ad esempio, metanolo, idrogeno, dimetiletere) che possono essere commercializzate oppure utilizzate come combustibili per sopperire ai carichi elettrici di punta;
- la possibilità di sostituire il ciclo combinato con sistemi energetici innovativi come le celle a combustibile, realizzando così impianti IGFC (Integrated Gasification Fuel Cell);
- la possibilità di produrre idrogeno a partire dal syngas, con contemporanea rimozione e segregazione della CO₂, realizzando impianti di gassificazione ad emissioni quasi nulle..

Considerazioni di sintesi sulle alternative tecnologiche per la produzione di energia elettrica da carbone Sulcis

L'analisi dell'attuale stato dell'arte nel settore delle tecnologie potenzialmente utilizzabili per la produzione di energia elettrica da carbone Sulcis mediante impianti industriali di grande taglia (300÷700 MWe) ha evidenziato le seguenti possibili alternative:

- gli impianti a vapore supercritici a polverino di carbone (SPCC, Supercritical Pulverized Coal Combustion);
- gli impianti a vapore con combustione in letto fluido a pressione atmosferica (AFBC, Atmospheric Fluidized Bed Combustion);
- gli impianti a ciclo combinato con combustione in letto fluido pressurizzato (PFBC, Pressurized Fluidized Bed Combustion);
- gli impianti di gassificazione integrati con cicli combinati (IGCC, Integrated Gasification Combined Cycle)

Tali tecnologie sono caratterizzate da differenti livelli di efficienza, emissioni inquinanti, produzione di residui, esperienza industriale, affidabilità e disponibilità. La scelta finale dipende pertanto da numerosi fattori quali, per esempio, la potenza effettiva dell'impianto, i limiti di emissione prefissati per l'impianto, la disponibilità di spazio, di acqua per il raffreddamento, di eventuali siti per la messa a dimora dei residui solidi prodotti, ecc.

In tal senso, la Tabella 1.2.11 riporta un confronto fra i principali elementi che caratterizzano le prestazioni energetiche ed ambientali delle tecnologie di utilizzo del carbone Sulcis. Indicazioni di dettaglio sulle prestazioni energetiche, sulle emissioni inquinanti e sui flussi di residui e sottoprodotti delle diverse tecnologie possono essere riportate solo a seguito di una più precisa definizione della potenza dell'impianto, delle limitazioni sulle emissioni inquinanti imposte da

particolari condizioni locali, e quindi dalla scelta tecnologica in merito alla sezione di trattamento degli effluenti gassosi.

	SPCC	CFBC	PFBC	IGCC
Esperienza industriale	Ampia su numerosi impianti	Ampia su numerosi impianti	Solo su limitati impianti	Solo su pochi impianti
Potenza impianto	>1000 MWe	100÷400 MW	70÷350 MW	100÷550 MW
Rendimento netto	42-47%	38-42%	40-44%	40-44%
Costo totale	1100÷1500 €/kW	1000÷1400 €/kW	1000÷1350 €/kW	1400÷1800 €/kW
Tempo di costruzione	3÷4 anni	3÷4 anni	2÷3 anni	4÷5 anni
Complessità impiantistica	media	Bassa (senza FGD)	Media (senza FGD)	elevata
Disponibilità	Ottima e provata	Buona e provata	Limitata esperienza	Limitata esperienza
Tipo prevalente di utilizzo	carichi di base e di punta	carichi di base e di punta	carichi di base e di punta	carichi di base
Richiesta di spazio	Vasta	media	ridotta	molto vasta
Combustibili utilizzabili	Tutti i carboni	Carboni, biomasse, residui e rifiuti	Tutti i carboni	Carboni, biomasse, residui e rifiuti
Portata acqua di raffreddamento	150÷200 (m ³ /h)/MW	170÷220 (m ³ /h)/MW	100÷140 (m ³ /h)/MW	60÷100 (m ³ /h)/MW
Emissioni di NO _x (mg/Nm ³) ¹⁹	100÷150	50÷150	50÷150	150÷200
Emissioni SO _x (mg/Nm ³) ²⁰	20÷100	100÷200	100÷200	10÷25
Emissioni di polveri (mg/Nm ³) ²¹	5÷20	5÷20	5÷20	10
Produzione di ceneri	Ceneri secche (40÷60 t/GWh)	Miste ai residui solidi	Miste ai residui solidi	Scorie vetrificate (40÷60 t/GWh)
Produzione di residui liquidi	Si (acque da FGD)	Si (acque da FGD)	Si (acque da FGD)	Si
Produzione di residui solidi	Gesso commerciale ²² (50÷100 t/GWh)	Residui a discarica (150÷200 t/GWh)	Residui a discarica (100÷1500 t/GWh)	Molto ridotta

Tabella 1.2.11 - Confronto fra le caratteristiche delle principali CCT.

¹⁹ Riferite a impianti SPCC dotati di misure primarie e sistemi SCR oppure di sistemi combinati di rimozione degli SO_x e degli NO_x, e a impianti CFBC e PFBC operanti con sole misure primarie.

²⁰ Riferite a impianti SPCC dotati di sistemi FGD ad umido oppure di sistemi combinati di rimozione degli SO_x e degli NO_x, e a impianti CFBC e PFBC operanti con la sola iniezione di calcare nel letto.

²¹ Riferite ad impianti SPCC, CFBC e PFBC operanti con ESP o filtri a manica.

²² Nel caso di utilizzo di sistemi combinati per la rimozione degli SO_x e NO_x non si ha produzione di residui solidi, ma si producono altri sottoprodotti commercializzabili come acido solforico (40-50 t/GWh).

Studio di fattibilità PROGETTO INTEGRATO MINIERA-CENTRALE

Parte I

Capitolo 1.2.3 – Alternative tecnologiche individuate per la produzione di energia elettrica da carbone Sulcis

Premessa

L'analisi dell'attuale stato dell'arte nel settore delle tecnologie potenzialmente utilizzabili per la produzione di energia elettrica da carbone Sulcis mediante impianti industriali di grande taglia (300-700 MWe) ha evidenziato che, con riferimento a soluzioni avanzate ma nel contempo anche caratterizzate da una adeguata maturità industriale, la scelta può ricadere fra le seguenti possibili soluzioni:

- gli impianti a vapore supercritici a polverino di carbone (SPCC, Supercritical Pulverized Coal Combustion);
- gli impianti a vapore con combustione in letto fluido a pressione atmosferica (AFBC, Atmospheric Fluidized Bed Combustion);
- gli impianti a ciclo combinato con combustione in letto fluido pressurizzato (PFBC, Pressurized Fluidized Bed Combustion);
- gli impianti di gassificazione integrati con cicli combinati (IGCC, Integrated Gasification Combined Cycle).

Tali tecnologie sono caratterizzate da differenti livelli di efficienza, emissioni inquinanti, produzione di residui, esperienza industriale, affidabilità e disponibilità, nonché costo di investimento. Peraltro, come anticipato, anche con riferimento alla stessa tecnologia l'adozione di differenti parametri operativi del ciclo termodinamico (per esempio la pressione e la temperatura massima del vapore negli impianti a vapore), di un livello più o meno spinto di integrazione fra le principali sezioni dell'impianto (per esempio l'integrazione fra ASU e turbina a gas negli impianti IGCC) oppure di una differente configurazione per la sezione di trattamento dei gas combusti (per esempio l'impiego di un processo SNOX in luogo dei più convenzionali processi FGD+SCR), può determinare variazioni talvolta anche notevoli in termini di prestazioni, costo ed esperienza operativa dell'impianto di generazione elettrica.

La scelta finale dipende in effetti da numerosi fattori quali, per esempio, la potenza netta prodotta dall'impianto, i limiti di emissione in atmosfera dei principali inquinanti atmosferici, la disponibilità di spazio nel sito destinato ad ospitare l'impianto, la possibilità di smaltire a mare (o in altri corpi

idrici) la potenza termica asportata dal condensatore, la facilità di approvvigionamento dell'eventuale calcare necessario al processo di desolforazione, l'accessibilità ad eventuali siti per la messa a dimora dei residui solidi prodotti, ecc.

In tal senso, la Tabella 1.2.11 riporta un primo confronto, essenzialmente qualitativo, fra i principali elementi che caratterizzano le prestazioni energetiche ed ambientali delle tecnologie di utilizzo del carbone Sulcis. Indicazioni di dettaglio sulle prestazioni energetiche, sulle emissioni inquinanti e sui flussi di residui e sottoprodotti delle diverse tecnologie possono essere riportate solo a seguito di una più precisa definizione della potenza dell'impianto e soprattutto sulla configurazione della sezione di trattamento degli effluenti gassosi, la quale è fortemente condizionata dalle limitazioni sulle emissioni inquinanti in atmosfera, sulla produzione di residui solidi e liquidi e sulle emissioni termiche imposte da particolari condizioni locali.

Più in particolare, anche a seguito delle considerazioni sviluppate nel 1.2.2, nel prosieguo verranno illustrate le principali caratteristiche energetiche e ambientali inerenti le alternative tecnologiche individuate per la produzione di energia elettrica da carbone Sulcis.

Tali valutazioni si riferiscono ad impianti caratterizzati da una potenza netta di 650 MW e alimentati con una miscela di carbone Sulcis e carbone estero al 50% ciascuno (in termini energetici). In relazione ai vincoli ambientali presenti ed alle peculiarità delle diverse tecnologie di conversione energetica, sono state individuate le seguenti 5 alternative impiantistiche:

1. Alternativa impiantistica SPCC-SNOX, rappresentata da un impianto a vapore supercritico a polverino di carbone dotato di una sezione di trattamento dei gas combustibili basata su un filtro a manica e su un processo SNOX per la rimozione combinata di SO_x e NO_x ;
2. Alternativa impiantistica SPCC-FGD, rappresentata da un impianto a vapore supercritico a polverino di carbone dotato di una sezione di trattamento dei gas combustibili basata su un filtro a manica, un processo di desolforazione FGD ad umido ed un processo di rimozione degli NO_x di tipo SCR;
3. Alternativa impiantistica ACFBC-FGD, rappresentata da un impianto a vapore subcritico con combustione in letto fluido circolante atmosferico, con desolforazione interna e dotato di una sezione di trattamento dei gas combustibili basata su un filtro a manica, un processo di desolforazione FGD ad umido ed un processo di rimozione degli NO_x di tipo SCR;
4. Alternativa impiantistica PFBC-FGD, rappresentata da un impianto a vapore subcritico con combustione in letto fluido in pressione, con desolforazione interna dotato di una sezione di trattamento dei gas combustibili basata su un filtro a manica, un processo di desolforazione FGD ad umido ed un processo di rimozione degli NO_x di tipo SCR;
5. Alternativa impiantistica IGCC, rappresentata da un impianto di gassificazione a letto trascinato integrato con un ciclo combinato gas-vapore.

	SPCC	ACFBC	PFBC	IGCC
Esperienza industriale	Molto ampia su numerosi impianti	Ampia su num. impianti	Solo su alcuni impianti	Solo su pochi impianti
Potenza impianto	>1000 MWe	100-400 MW	70-350 MW	100-550 MW
Rendimento netto	42-47%	37-40%	40-44%	40-44%
Costo totale	1100-1500 €/kW	1000-1400 €/kW	1000-1350 €/kW	1400-1800 €/kW
Tempo di costruzione	3-4 anni	3-4 anni	2-3 anni	4-5 anni
Complessità impiantistica	media	Bassa (senza FGD)	Media (senza FGD)	elevata
Disponibilità	Ottima e provata	Buona e provata	Limitata esperienza	Limitata esperienza
Tipo prevalente di utilizzo	carichi di base e di punta	carichi di base e di punta	carichi di base e di punta	carichi di base
Richiesta di spazio	Vasta	media	ridotta	molto vasta
Combustibili utilizzabili	Tutti i carboni	Carboni, biomasse, residui e rifiuti	Tutti i carboni	Carboni, biomasse, residui e rifiuti
Portata acqua di raffreddamento	150-200 (m ³ /h)/MW	170-220 (m ³ /h)/MW	100-140 (m ³ /h)/MW	60-100 (m ³ /h)/MW
Emissioni di NO _x (mg/Nm ³) ¹	100÷150	50÷150	50÷150	150÷200
Emissioni SO _x (mg/Nm ³) ²	20-100	100-200	100-200	10-25
Emissioni di polveri (mg/Nm ³) ³	5-20	5-20	5-20	5-10
Produzione di ceneri	Ceneri secche (40-60 t/GWh)	Miste ai residui solidi	Miste ai residui solidi	Scorie vetrificate (40-60 t/GWh)
Produzione di residui liquidi	Si (acque da FGD)	Si (acque da FGD)	Si (acque da FGD)	Si
Produzione di residui solidi	Gesso commerciale ⁴ (50-100 t/GWh)	Residui a discarica (150-200 t/GWh)	Residui a discarica (100-150 t/GWh)	Molto ridotta

Tabella 1.2.11 - Confronto fra le caratteristiche delle principali CCT.

Per tutte le 5 alternative impiantistiche considerate è stata considerata una potenza netta dell'impianto di 650 MW ed un carbone di alimentazione rappresentato da una miscela al 50% (in termini energetici) di carbone Sulcis e di carbone di importazione. In tutti i casi è stato assunto un assorbimento di potenza delle utenze interne (ausiliari e accessori di impianto) pari al 6% della potenza lorda (ovvero 41,5 MW), tranne che nell'impianto IGCC, dove a causa della presenza

¹ Riferite a impianti SPCC dotati di misure primarie e sistemi SCR oppure di sistemi combinati di rimozione degli SO_x e degli NO_x, e a impianti CFBC e PFBC operanti con sole misure primarie.

² Riferite a impianti SPCC dotati di sistemi FGD ad umido oppure di sistemi combinati di rimozione degli SO_x e degli NO_x, e a impianti CFBC e PFBC operanti con la sola iniezione di calcare nel letto.

³ Riferite ad impianti SPCC, CFBC e PFBC operanti con ESP o filtri a manica.

⁴ Nel caso di utilizzo di sistemi combinati per la rimozione degli SO_x e NO_x non si ha produzione di residui solidi, ma si producono altri sottoprodotti commercializzabili come acido solforico (40-50 t/GWh).

dell'unità di separazione criogenica dell'aria (ASU), gli assorbimenti interni sono stati assunti pari al 15% della potenza lorda (ovvero 115 MW).

Relativamente alle prestazioni ambientali, per ciascuna alternativa impiantistica, sono state dapprima valutate le efficienze richieste ai sistemi di trattamento dei tre inquinanti principali (particolato totale sospeso, ossidi di zolfo e ossidi di azoto) ai fini del rispetto dei limiti normativi fissati dalla direttiva 2001/80/CE di emissione allo scarico (200 mg/Nm³ per gli SO_x e per gli NO_x e 30 mg/Nm³ per il particolato totale sospeso).

Successivamente, le emissioni inquinanti delle diverse alternative impiantistiche sono state valutate considerando le prestazioni conseguibili attraverso l'impiego delle BAT (Best Available Technologies) per la specifica soluzione tecnologica adottata (filtri a manica, SNOX, FGD, SCR, ecc.). Più nel dettaglio, le assunzioni utilizzate ai fini della valutazione delle principali prestazioni energetiche ed ambientali delle 5 precedenti alternative impiantistiche sono di seguito descritte.

Impianto SPCC-SNOX

La soluzione impiantistica SPCC-SNOX è basata su un impianto a vapore supercritico a polverino di carbone, caratterizzato da una potenza netta di 650 MW e da un rendimento netto del 43%.

Il carbone di alimentazione, rappresentato da una miscela al 50% (in termini energetici) di carbone Sulcis e carbone di importazione, viene macinato in appositi mulini al fine di ottenere un polverino molto fine (tipicamente il 70%, in massa, del carbone presenta una granulometria inferiore ai 75 µm), e immesso, insieme all'aria primaria e secondaria, nel generatore di vapore.

Dal generatore di vapore viene estratta sotto forma di ceneri pesanti una frazione pari a circa il 70% degli inerti inizialmente presenti nel carbone. Il vapore prodotto opera secondo un ciclo termodinamico supercritico (con condizioni tipiche di 250÷280 bar per la pressione e 580÷600°C per la temperatura del vapore surriscaldato e risurriscaldato).

Il raffreddamento del condensatore può avvenire attraverso una torre evaporativa al fine di eliminare l'impiego di acqua di mare e il conseguente inquinamento termico ovvero attraverso l'utilizzo di un circuito aperto necessiterebbe di una portata d'acqua di raffreddamento di circa 79.000 m³/h, valutata per una differenza di temperatura di 8 °C.

All'uscita del generatore di vapore, i gas combustibili vengono inviati alla sezione di trattamento degli effluenti gassosi, ai fini della rimozione dei principali inquinanti primari, ovvero particolato totale sospeso (ceneri volanti), ossidi di zolfo e ossidi di azoto.

Tale sezione di trattamento dei gas combustibili è basata su un filtro a manica per la rimozione del particolato e su un processo SNOX per la rimozione degli SO_x e degli NO_x. L'adozione di tale soluzione tecnologica per il trattamento dei gas combustibili consente di conseguire livelli finali di emissione per i tre citati inquinanti primari estremamente ridotti.

I filtri a manica possono infatti consentire di ottenere una concentrazione finale di particolato dell'ordine di circa 5 mg/Nm³, concentrazione che peraltro rappresenta una specifica necessaria al

corretto funzionamento delle apparecchiature che compongono il successivo processo SNOX. D'altra parte, quest'ultimo processo consente di garantire le elevatissime efficienze di rimozione degli ossidi di zolfo (oltre il 98%) richieste dal rispetto dei limiti di emissione senza l'impiego di sorbenti non rigenerabili e senza la produzione di alcun residuo solido, ma solo di acido solforico facilmente commercializzabile sul mercato.

Il processo SNOX consente altresì di conseguire elevatissime efficienze di rimozione degli ossidi di azoto (dell'ordine del 95%), in quanto l'ammoniaca non convertita nel processo catalitico di riduzione degli NO_x a N_2 viene ossidata nel successivo reattore di conversione dell' SO_2 in SO_3 . Tale ossidazione non può invece avvenire nei convenzionali processi SCR, nei quali pertanto occorre limitare il rapporto NH_3/NO al fine di evitare una eccessiva presenza di ammoniaca nei gas di scarico (ammonia slip).

Infine, la natura esotermica delle reazioni alla base del processo SNOX consente anche un piccolo recupero energetico, con un seppur modesto miglioramento delle prestazioni energetiche dell'impianto.

La seguente tabella 1.2.12 riporta, in sintesi, i principali elementi di caratterizzazione delle prestazioni energetiche ed ambientali della soluzione impiantistica SPCC-SNOX.

Relativamente alle prestazioni ambientali, tale tabella riporta l'efficienza richiesta ai sistemi di trattamento dei tre inquinanti principali nel caso in cui i limiti di emissione allo scarico dell'impianto siano esattamente pari a quelli fissati dalla vigente direttiva 2001/80/CE (200 mg/Nm^3 per gli SO_x e per gli NO_x e 30 mg/Nm^3 per il particolato totale sospeso), unitamente ai valori conseguibili utilizzando le BAT nel settore dei filtri a manica e dei processi SNOX.

Nella fattispecie, per il processo SNOX è stata assunta una concentrazione allo scarico di 150 mg/Nm^3 per gli SO_x e 5 mg/Nm^3 per il PTS, nonché una efficienza di rimozione degli NO_x del 95%.

Impianto SPCC-FGD

Analogamente alla soluzione precedentemente analizzata, anche la soluzione impiantistica SPCC-FGD è basata su un impianto a vapore supercritico a polverino di carbone, caratterizzato da una potenza netta di 650 MW, da un rendimento netto del 43% ed alimentato con una miscela al 50% (in termini energetici) di carbone Sulcis e carbone di importazione.

Le caratteristiche del generatore di vapore, del ciclo termodinamico e del sistema di raffreddamento del condensatore sono analoghe a quelle della soluzione SPCC-SNOX. Le differenze rispetto a quest'ultima soluzione riguardano essenzialmente la sezione di trattamento degli effluenti gassosi, dove vengono rimossi i principali inquinanti primari, ovvero particolato totale sospeso (ceneri volanti), ossidi di zolfo e ossidi di azoto.

Infatti, la sezione di trattamento dei gas combustibili è basata sull'impiego di un filtro a manica per la rimozione del particolato, su un processo di desolforazione (FGD) ad umido con utilizzo di calcare come sorbente e produzione di gesso di qualità commerciale come sottoprodotto, nonché su un processo SCR per la rimozione degli NO_x .

Anche in questo caso, l'adozione di tale soluzione tecnologica per il trattamento dei gas combustibili consente di conseguire livelli finali di emissione per i tre citati inquinanti primari molto bassi. I filtri a manica possono infatti consentire di ottenere una concentrazione finale di particolato ancora dell'ordine di circa 5 mg/Nm^3 . Il processo FGD ad umido può essere anch'esso dimensionato in maniera tale da consentire di ottenere le elevatissime efficienze di rimozione degli ossidi di zolfo (oltre il 98%) richieste dal rispetto dei limiti di emissione presenti nella vigente direttiva comunitaria 2001/80/CE.

Tuttavia, un processo FGD necessita di notevoli quantitativi di calcare e produce altrettanto notevoli quantitativi di residui solidi. Questi ultimi sono rappresentati da gesso di qualità commerciale che dovrebbe poi trovare collocazione sul mercato, in quanto in caso contrario sarebbe richiesta la disponibilità di una discarica.

Rispetto al processo SNOX, il processo FGD ad umido richiede inoltre la presenza di una unità di trattamento delle acque ad esso dedicata. Infine, l'efficienza del processo SCR per la rimozione degli NO_x è stata assunta pari al 75% e pertanto sensibilmente inferiore a quella del processo SNOX, in quanto risente, come sopra ricordato, del fenomeno dell'ammonia slip.

La seguente tabella 1.2.13 riporta, in sintesi, i principali elementi di caratterizzazione delle prestazioni energetiche ed ambientali della soluzione impiantistica SPCC-FGD. Anche in questo caso, unitamente ai valori dell'efficienza richiesta ai sistemi di trattamento dei tre inquinanti principali per rispettare gli attuali limiti normativi di emissione (200 mg/Nm^3 per gli SO_x e per gli NO_x e 30 mg/Nm^3 per il particolato totale sospeso), sono anche riportate le prestazioni conseguibili utilizzando le BAT nel settore dei filtri a manica, dei processi FGD e SCR.

Nella fattispecie, per i filtri a manica è stata assunta una concentrazione finale di 5 mg/Nm^3 , per il processo FGD è stata assunta una concentrazione finale degli SO_x di 150 mg/Nm^3 , mentre per il processo SCR è stata assunta una efficienza di rimozione degli NO_x del 75%.

Impianto ACFBC-FGD

La soluzione ACFBC-FGD è basata su un impianto a letto fluido circolante atmosferico, operante secondo un ciclo a vapore subcritico, con una potenza netta di 650 MW ed un rendimento netto del 39%. Il carbone di alimentazione, rappresentato da una miscela al 50% (in termini energetici) di carbone Sulcis e di carbone di importazione, viene macinato fino a dimensioni di circa 5-10 mm in appositi mulini e immesso, insieme all'aria ed al calcare anch'esso macinato, nel generatore di vapore.

Il grado di desolforazione effettuato internamente al combustore a letto fluido è stato valutato assumendo che il processo FGD a valle presentasse una efficienza di rimozione degli SO_x del 90%. In particolare, sulla base di questa ipotesi e assumendo un rapporto Ca/S pari a 3, l'efficienza del processo di desolforazione interna risulta pari a circa l'83%.

Il calcare non reagito (oltre il 70% di quello introdotto nell'alimentazione) unitamente ai prodotti della desolforazione (solfato e solfito di calcio) e ad una frazione delle ceneri prodotte dalla combustione del carbone (assunta pari al 70% degli inerti inizialmente presenti nel carbone) viene estratto in forma secca dal sistema di combustione. Il vapore prodotto opera secondo un ciclo termodinamico subcritico (con condizioni tipiche di 160÷180 bar per la pressione e 550÷570 °C per la temperatura), con un risurriscaldamento del vapore.

Il raffreddamento del condensatore può avvenire attraverso una torre evaporativa al fine di eliminare l'impiego di acqua di mare e il conseguente inquinamento termico (analogamente alle soluzioni impiantistiche precedentemente illustrate), ovvero attraverso l'utilizzo di un circuito aperto che necessita di una portata d'acqua di raffreddamento di circa 93.000 m³/h, valutata in corrispondenza di una differenza di temperatura di 8 °C).

A valle del ciclone disposto all'uscita del combustore a letto fluido i gas combusti vengono inviati alla sezione di trattamento degli effluenti gassosi, ai fini della completa rimozione del particolato totale sospeso (ceneri volanti), degli ossidi di zolfo e degli ossidi di azoto. Tale sezione di trattamento dei gas combusti è basata sull'impiego di un filtro a manica per la rimozione del particolato, su un processo di desolforazione ad umido (FGD) per la rimozione degli SO_x residui e un processo SCR per la rimozione degli NO_x .

Tale configurazione per la sezione di trattamento dei gas combusti consente di conseguire livelli finali di emissione per i tre citati inquinanti primari estremamente ridotti. Come detto, i filtri a manica possono infatti consentire di ottenere una concentrazione finale di particolato dell'ordine di circa 5 mg/Nm³.

Il processo di desolforazione ad umido consente di ridurre la concentrazione di SO_x fino ai valori richiesti dal rispetto dei limiti di emissione operando con un rapporto Ca/S molto più vicino a quello stechiometrico (circa 1,2) e con una efficienza di desolforazione assunta pari, come detto al 90%.

Nel caso in esame è stata ancora assunta per il processo FGD una alimentazione con calcare in quanto consente di produrre come sottoprodotto un gesso di qualità commerciale. In alternativa, potrebbe anche essere possibile utilizzare come sorbente per il processo FGD gli stessi residui prodotti dalla desolforazione interna, con un corrispondente risparmio di calcare, ma una maggiore produzione di residui da inviare a discarica e la mancata produzione di gesso.

Anche in questa soluzione impiantistica, il processo FGD ad umido richiede inoltre la presenza di una unità di trattamento delle acque ad esso dedicata. Infine, l'efficienza del processo SCR per la rimozione degli NO_x è stata assunta pari al 75%.

La seguente tabella 1.2.14 riporta, in sintesi, i principali elementi di caratterizzazione delle prestazioni energetiche ed ambientali della soluzione impiantistica ACFBC-FGD. Anche in questo caso, unitamente ai valori dell'efficienza richiesta ai sistemi di trattamento dei tre inquinanti principali per rispettare gli attuali limiti di emissione (200 mg/Nm^3 per gli SO_x e per gli NO_x e 30 mg/Nm^3 per il particolato totale sospeso), sono anche riportate le prestazioni conseguibili utilizzando le BAT nel settore dei filtri a manica, dei processi di desolforazione e dei processi SCR.

Nella fattispecie, per i filtri a manica è stata assunta una concentrazione finale di 5 mg/Nm^3 , per il processo di desolforazione è stata assunta una concentrazione finale degli SO_x di 150 mg/Nm^3 , mentre per il processo SCR è stata assunta una efficienza di rimozione degli NO_x del 75%.

Impianto PFBC-FGD

La soluzione PFBC-FGD è basata su un impianto a letto fluido circolante pressurizzato, operante secondo un ciclo a vapore subcritico, con una potenza netta di 650 MW ed un rendimento netto del 42%.

Il carbone di alimentazione, rappresentato da una miscela al 50% (in termini energetici) di carbone Sulcis e di carbone di importazione, viene macinato fino a dimensioni di circa 5-10 mm in appositi mulini e immesso, insieme all'aria ed al calcare anch'esso macinato, nel generatore di vapore.

Rispetto al letto fluido atmosferico, la combustione in letto fluido pressurizzato garantisce condizioni operative in grado di migliorare l'efficienza del processo di desolforazione interna. In particolare, la quantità di calcare introdotta nel combustore a letto fluido pressurizzato è stata valutata sulla base di un rapporto Ca/S assunto pari a 2, in corrispondenza del quale è stata stimata una efficienza di desolforazione di circa l'83%.

Il calcare non reagito (quasi il 60% di quello introdotto nell'alimentazione) unitamente ai prodotti della desolforazione (solfato e solfito di calcio) ed a una frazione delle ceneri prodotte dalla combustione del carbone (assunta pari al 70% degli inerti inizialmente presenti nel carbone) viene estratto in forma secca dal sistema di combustione.

I prodotti della combustione (ad una pressione di circa $12\div 16 \text{ bar}$ e ad una temperatura di circa $800\text{-}900 \text{ }^\circ\text{C}$), dopo avere attraversato un ciclone per la separazione del particolato, espandono in una turbina a gas che produce circa il $15\div 20\%$ della potenza globale dell'impianto PFBC.

Il vapore prodotto opera secondo un ciclo termodinamico subcritico (con condizioni tipiche di $160\div 180 \text{ bar}$ per la pressione e $550\div 560^\circ\text{C}$ per la temperatura), con un risurriscaldamento del vapore.

Il raffreddamento del condensatore può avvenire attraverso una torre evaporativa al fine di eliminare l'impiego di acqua di mare e il conseguente inquinamento termico ovvero attraverso l'utilizzo di un circuito aperto in tale impianto richiederebbe una portata d'acqua di raffreddamento di circa $81.000 \text{ m}^3/\text{h}$, valutata per una differenza di temperatura di $8 \text{ }^\circ\text{C}$.

A valle della turbina, i gas combustibili vengono inviati alla sezione di trattamento degli effluenti gassosi, ai fini della completa rimozione del particolato totale sospeso (ceneri volanti), degli ossidi di zolfo e degli ossidi di azoto. Tale sezione di trattamento dei gas combustibili è basata sull'impiego di un filtro a manica per la rimozione del particolato, su un processo di desolforazione ad umido (FGD) per la rimozione degli SO_x residui e su un processo SCR per la rimozione degli NO_x.

Tale configurazione per la sezione di trattamento dei gas combustibili consente di conseguire livelli finali di emissione per i tre citati inquinanti primari estremamente ridotti. Come detto, i filtri a manica possono infatti consentire di ottenere una concentrazione finale di particolato dell'ordine di circa 5 mg/Nm³.

Il processo di desolforazione ad umido consente di ridurre la concentrazione di SO_x fino ai valori richiesti dal rispetto dei limiti di emissione operando con un rapporto Ca/S contenuto (circa 1,2) e con una efficienza di desolforazione assunta ancora pari al 90%. Nel caso in esame è stata ancora assunta per il processo FGD una alimentazione con calcare in quanto consente di produrre come sottoprodotto gesso di qualità commerciale.

Anche in questa soluzione impiantistica, il processo FGD ad umido richiede inoltre la presenza di una unità di trattamento delle acque ad esso dedicata. Infine, l'efficienza del processo SCR per la rimozione degli NO_x è stata assunta pari al 75%.

La seguente tabella 1.2.15 riporta, in sintesi, i principali elementi di caratterizzazione delle prestazioni energetiche ed ambientali della soluzione impiantistica PFBC-FGD. Anche in questo caso, unitamente ai valori dell'efficienza richiesta ai sistemi di trattamento dei tre inquinanti principali per rispettare gli attuali limiti di emissione (200 mg/Nm³ per gli SO_x e per gli NO_x e 30 mg/Nm³ per il particolato totale sospeso), sono anche riportate le prestazioni conseguibili utilizzando le BAT nel settore dei filtri a manica, dei processi di desolforazione e dei processi SCR.

Nella fattispecie, per i filtri a manica è stata assunta una concentrazione finale di 5 mg/Nm³, per il processo di desolforazione è stata assunta una concentrazione finale degli SO_x di 150 mg/Nm³, mentre per il processo SCR è stata assunta una efficienza di rimozione degli NO_x del 75%.

Impianto IGCC

La soluzione IGCC è basata su un impianto di gassificazione integrato con un ciclo combinato gas-vapore, con una potenza netta di 650 MW ed un rendimento netto del 41%.

L'impianto è basato su un processo di gassificazione a letto trascinato, con alimentazione a slurry (miscela acqua-carbone) ossigeno (con purezza di circa il 95%) come agente ossidante prodotto dall'unità di separazione criogenica dell'aria (ASU).

Il gas di sintesi viene prodotto ad una temperatura di circa 1400 °C e raffreddato mediante scambiatori di calore a recupero (syngas coolers) con produzione di vapore saturo ad alta pressione, utilizzato nell'impianto a vapore per la produzione di energia elettrica.

Il gas di sintesi viene quindi depurato dal particolato da altri inquinanti solubili in acqua mediante un sistema di lavaggio con acqua.

Mediante tale sistema di lavaggio, il syngas presenta ridottissime concentrazioni di particolato che, oltre a consentirne l'impiego come combustibile nella turbina a gas, determinano anche limitate concentrazioni finali di particolato.

La rimozione dei composti dello zolfo avviene con processi di desolforazione del syngas a bassa temperatura, basati sull'impiego di processi fisici di assorbimento (tipo Selexol), che consentono di rimuovere circa il 99% dello zolfo presente nel syngas.

Lo zolfo viene quindi recuperato come zolfo elementare mediante l'utilizzo di un processo tipo Claus-SCOT. Il gas di sintesi depurato e preriscaldato viene quindi alimentato ad una turbina a gas di ultima generazione (operante con rapporto di compressione di circa 15÷16 e temperatura di ingresso in turbina di circa 1300÷1400 °C).

I gas di scarico della turbina a gas vengono utilizzati in un generatore di vapore a recupero a 3 livelli di pressione integrato con i syngas coolers della sezione di gassificazione.

Il raffreddamento del condensatore dell'impianto a vapore può avvenire attraverso l'utilizzo di una torre evaporativa al fine di eliminare l'impiego di acqua di mare ovvero attraverso l'utilizzo di un circuito aperto che necessita di una portata d'acqua di circa 64.000 m³/h, valutata per una differenza di temperatura di 8 °C.

I gas all'uscita del GVR non necessitano di ulteriori trattamenti per il controllo degli inquinanti, in quanto anche le emissioni di NO_x delle attuali turbine a gas sono molto contenute.

La seguente tabella 1.2.16 riporta, in sintesi, i principali elementi di caratterizzazione delle prestazioni energetiche ed ambientali della soluzione impiantistica IGCC. Anche in questo caso, unitamente ai valori dell'efficienza richiesta ai sistemi di trattamento dei tre inquinanti principali per rispettare gli attuali limiti di emissione (200 mg/Nm³ per gli SO_x e per gli NO_x e 30 mg/Nm³ per il particolato totale sospeso), sono anche riportate le prestazioni conseguibili utilizzando le BAT nel settore degli impianti IGCC.

Nella fattispecie, è stata assunta una concentrazione finale di particolato 5 mg/Nm³ ed una efficienza del processo di desolforazione del 99%.

Tabella 1.2.12 – Principali prestazioni energetiche ed ambientali della soluzione impiantistica SPCC-SNOX alimentata con carbone Sulcis.

TIPO IMPIANTO		SPCC + SNOX
Generatore di vapore		Comb. a polverino di carbone
Ciclo termodinamico		A vapore, ipercritico
Rimozione particolato		Filtri a manica
Controllo SO _x		Processo SNOX
Controllo NO _x		Processo SNOX
Raffreddamento condensatore		Torre evaporativa
BILANCIO ENERGETICO		
Potenza termica impianto	MWt	1.512
Potenza termica al condensatore	MWt	699
Potenza ausiliari	MWe	41
Potenza lorda	MWe	691
Potenza netta prodotta	MWe	650
Rendimento lordo	%	45,7
Rendimento netto	%	43,0
Ore Funzionamento a PNC	Ore/anno	7.500
Produzione di energia elettrica	GWh/anno	4.875
CARBONE SULCIS		
PCI	MJ/kg	20,8
Tenore di zolfo	%	6,5
Tenore di ceneri	%	16,5
CARBONE IMPORTAZIONE		
PCI	MJ/kg	24,8
Tenore di zolfo	%	0,9
Tenore di ceneri	%	9,2
CARBONE ALIMENTO		
Frazione energetica carbone Sulcis	% (Pt,in)	50,0
Frazione massica carbone Sulcis	% (Mc,in)	54,3
PCI	MJ/kg	22,6
Tenore di zolfo	%	3,9
Tenore di ceneri	%	13,2
CONSUMO CARBONE		
Consumo totale	t/h	241
Consumo totale	t/anno	1.804.843
Consumo carbone Sulcis	t/anno	980.721
Consumo carbone importazione	t/anno	824.122

segue

COMPOSIZIONE FUMI		
Portata di gas combustibili	Nm ³ /ora	2.122.788
Concentrazione CO ₂	%vol	13,2
Concentrazione N ₂	%vol	80,5
Concentrazione O ₂	%vol	6,0
Concentr. particolato uscita GV	mg/Nm ³	10.464
Concentrazione SO _x uscita GV	mg/Nm ³	8.933
Concentrazione NO _x uscita GV	mg/Nm ³	400
DESOX PROCESSO SNOX		
Limite normativo SO _x	mg/Nm ³	200
Efficienza minima desolforazione	%	97,8
Concentrazione finale di SO _x	mg/Nm ³	150
Efficienza desolforazione	%	98,3
Produzione H ₂ SO ₄	t/anno	227.794
RIMOZIONE PARTICOLATO		
Limite normativo articolato	mg/Nm ³	30
Effic. minima rimoz. Articolato	%	99,71
Concentr. finale di particolato	mg/Nm ³	5
Efficienza filtri a manica	%	99,95
Ceneri leggere prodotte dai filtri	t/anno	166.512
Ceneri pesanti prodotte dal GV	t/anno	71.396
Ceneri totali	t/anno	237.908
DENOX PROCESSO SNOX		
Limite normativo NO _x	mg/Nm ³	200
Effici. minima rimozione NO _x	%	50,0
Concentrazione finale NO _x	mg/Nm ³	20
Efficienza denitrificazione	%	95,0
Consumo ammoniaca pura	t/anno	4.114
EMISSIONI TOTALI		
Emissioni totali SO _x	t/anno	2.388
Emissioni totali NO _x	t/anno	318
Emissioni totali PM	t/anno	80
Emissioni totali CO ₂	Mt/anno	3,9

Tabella 1.2.13 – Principali prestazioni energetiche ed ambientali della soluzione impiantistica SPCC-FGD alimentata con carbone Sulcis.

TIPO IMPIANTO		SPCC + FGD
Generatore di vapore		Comb. a polverino di carbone
Ciclo termodinamico		A vapore, ipercritico
Rimozione particolato		Filtri a manica
Controllo SO _x		FGD ad umido
Controllo NO _x		Processo SCR
Raffreddamento condensatore		Torre evaporativa
BILANCIO ENERGETICO		
Potenza termica impianto	MWt	1.512
Potenza termica al condensatore	MWt	699
Potenza ausiliari	MWe	41
Potenza lorda	MWe	691
Potenza netta prodotta	MWe	650
Rendimento lordo	%	45,7
Rendimento netto	%	43,0
Ore Funzionamento a PNC	Ore/anno	7.500
Produzione di energia elettrica	GWh/anno	4.875
CARBONE SULCIS		
PCI	MJ/kg	20,8
Tenore di zolfo	%	6,5
Tenore di ceneri	%	16,5
CARBONE IMPORTAZIONE		
PCI	MJ/kg	24,8
Tenore di zolfo	%	0,9
Tenore di ceneri	%	9,2
CARBONE ALIMENTO		
Frazione energetica carbone Sulcis	% (Pt,in)	50,0
Frazione massica carbone Sulcis	% (Mc,in)	54,3
PCI	MJ/kg	22,6
Tenore di zolfo	%	3,9
Tenore di ceneri	%	13,2
CONSUMO CARBONE		
Consumo totale	t/h	241
Consumo totale	t/anno	1.804.843
Consumo carbone Sulcis	t/anno	980.721
Consumo carbone importazione	t/anno	824.122

segue

COMPOSIZIONE FUMI		
Portata di gas combustibili	Nm ³ /ora	2.122.788
Concentrazione CO ₂	%vol	13,2
Concentrazione N ₂	%vol	80,5
Concentrazione O ₂	%vol	6,0
Concentr. particolato uscita GV	mg/Nm ³	10.464
Concentrazione SO _x uscita GV	mg/Nm ³	8.933
Concentrazione NO _x uscita GV	mg/Nm ³	400
DESOX PROCESSO FGD		
Limite normativo SO _x	mg/Nm ³	200
Efficienza minima desolforazione	%	97,8
Concentrazione finale di SO _x	mg/Nm ³	150
Efficienza desolforazione	%	98,3
Consumo calcare	t/anno	266.673
Produzione gesso	t/anno	423.991
RIMOZIONE PARTICOLATO		
Limite normativo particolato	mg/Nm ³	30
Effic. minima rimoz. particolato	%	99,71
Concentr. finale di particolato	mg/Nm ³	5
Efficienza filtri a manica	%	99,95
Ceneri leggere prodotte dai filtri	t/anno	166.512
Ceneri pesanti prodotte dal GV	t/anno	71.396
Ceneri totali	t/anno	237.908
DENOX PROCESSO SCR		
Limite normativo NO _x	mg/Nm ³	200
Efficienza minima rimozione NO _x	%	50,0
Concentrazione finale NO _x	mg/Nm ³	100
Efficienza denitrificazione	%	75,0
Consumo ammoniaca pura	t/anno	2.707
EMISSIONI TOTALI		
Emissioni totali SO _x	t/anno	2.388
Emissioni totali NO _x	t/anno	1.592
Emissioni totali PM	t/anno	80
Emissioni totali CO ₂	Mt/anno	3,9

Tabella 1.2.14 – Principali prestazioni energetiche ed ambientali della soluzione impiantistica CFBC-FGD alimentata con carbone Sulcis.

TIPO IMPIANTO		CFBC + FGD
Generatore di vapore		Comb. In letto fluido
Ciclo termodinamico		a vapore, subcritico
Rimozione particolato		Filtri a manica
Controllo SO _x		DESOX interna+FGD
Controllo NO _x		SCR
Raffreddamento condensatore		Torre evaporativa
BILANCIO ENERGETICO		
Potenza termica impianto	MWt	1.667
Potenza termica al condensatore	MWt	825
Potenza ausiliari	MWe	41
Potenza lorda	MWe	691
Potenza netta prodotta	MWe	650
Rendimento lordo	%	41,5
Rendimento netto	%	39,0
Ore Funzionamento a PNC	Ore/anno	7.500
Produzione di energia elettrica	GWh/anno	4.875
CARBONE SULCIS		
PCI	MJ/kg	20,8
Tenore di zolfo	%	6,5
Tenore di ceneri	%	16,5
CARBONE IMPORTAZIONE		
PCI	MJ/kg	24,8
Tenore di zolfo	%	0,9
Tenore di ceneri	%	9,2
CARBONE ALIMENTO		
Frazione energetica carbone Sulcis	% (Pt,in)	50,0
Frazione massica carbone Sulcis	% (Mc,in)	54,3
PCI	MJ/kg	22,6
Tenore di zolfo	%	3,9
Tenore di ceneri	%	13,2
CONSUMO CARBONE		
Consumo totale	t/h	265
Consumo totale	t/anno	1.989.955
Consumo carbone Sulcis	t/anno	1.081.308
Consumo carbone importazione	t/anno	908.647

segue

COMPOSIZIONE FUMI		
Portata di gas combustibili	Nm ³ /ora	2.340.510
Concentrazione CO ₂	%vol	13,2
Concentrazione N ₂	%vol	80,5
Concentrazione O ₂	%vol	6,0
Concentrazione particolato uscita GV	mg/Nm ³	10.464
Concentrazione SO _x senza desox interna	mg/Nm ³	8.933
Concentrazione NO _x senza SCR	mg/Nm ³	250
DESOX INTERNA		
Concentrazione SO _x uscita GV	mg/Nm ³	1.506
Effic. desolforazione interna	%	83,1
Consumo calcare	t/anno	727.711
Produtz. residui (incluse ceneri pesanti)	t/anno	879.771
DESOX FGD		
Limite normativo SO _x	mg/Nm ³	200
Efficienza minima desolforazione	%	86,7
Concentrazione finale di SO _x	mg/Nm ³	150
Efficienza desolforazione FGD	%	90,0
Efficienza complessiva DESOX	%	98,3
Consumo calcare	t/anno	49.555
Produzione gesso	t/anno	76.325
DEPOLVERATORE		
Limite normativo particolato	mg/Nm ³	30
Efficienza minima rimoz. particolato	%	99,71
Concentrazione finale di particolato	mg/Nm ³	5
Efficienza filtri a manica	%	99,95
Ceneri leggere prodotte dai filtri	t/anno	183.590
DENOX PROCESSO SCR		
Limite normativo NO _x	mg/Nm ³	200
Efficienza minima rimozione NO _x	%	20,0
Concentrazione finale NO _x	mg/Nm ³	63
Efficienza denitrificazione	%	75,0
Consumo ammoniaca pura	t/anno	2.238
EMISSIONI TOTALI		
Emissioni totali SO _x	t/anno	2.633
Emissioni totali NO _x	t/anno	1.097
Emissioni totali PM	t/anno	88
Emissioni totali CO ₂	Mt/anno	4,3

Tabella 1.2.15 – Principali prestazioni energetiche ed ambientali della soluzione impiantistica PFBC-FGD alimentata con carbone Sulcis.

TIPO IMPIANTO		PFBC+FGD
Generatore di vapore		Comb. In letto fluido pressurizz.
Ciclo termodinamico		Combinato gas- vapore subcritico
Rimozione particolato		Cycloni + Filtro a manica
Controllo SO _x		DESOX interna+FGD
Controllo NO _x		SCR
Raffreddamento condensatore		Torre evaporativa
BILANCIO ENERGETICO		
Potenza termica impianto	MWt	1.548
Potenza termica al condensatore	MWt	717
Potenza ausiliari	MWe	41
Potenza lorda	MWe	691
Potenza netta prodotta	MWe	650
Rendimento lordo	%	44,7
Rendimento netto	%	42,0
Ore Funzionamento a PNC	Ore/anno	7.500
Produzione di energia elettrica	GWh/anno	4.875
CARBONE SULCIS		
PCI	MJ/kg	20,8
Tenore di zolfo	%	6,5
Tenore di ceneri	%	16,5
CARBONE IMPORTAZIONE		
PCI	MJ/kg	24,8
Tenore di zolfo	%	0,9
Tenore di ceneri	%	9,2
CARBONE ALIMENTO		
Frazione energetica carbone Sulcis	% (Pt,in)	50,0
Frazione massica carbone Sulcis	% (Mc,in)	54,3
PCI	MJ/kg	22,6
Tenore di zolfo	%	3,9
Tenore di ceneri	%	13,2
CONSUMO CARBONE		
Consumo totale	t/h	246
Consumo totale	t/anno	1.847.815
Consumo carbone Sulcis	t/anno	1.004.072
Consumo carbone importazione	t/anno	843.744

segue

COMPOSIZIONE FUMI		
Portata di gas combustibili	Nm ³ /ora	2.173.330
Concentrazione CO ₂	%vol	13,2
Concentrazione N ₂	%vol	80,5
Concentrazione O ₂	%vol	6,0
Concentrazione particolato uscita GV	mg/Nm ³	10.464
Concentrazione SO _x senza desox interna	mg/Nm ³	8.933
Concentrazione NO _x senza SCR	mg/Nm ³	250
DESOX INTERNA		
Concentrazione SO _x uscita GV	mg/Nm ³	1.505
Efficienza desolforazione interna	%	83,2
Consumo calcare	t/anno	455.038
Produtz. residui (incluse ceneri pesanti)	t/anno	596.240
DESOX FGD		
Limite normativo SO _x	mg/Nm ³	200
Efficienza minima desolforazione	%	86,7
Concentrazione finale di SO _x	mg/Nm ³	150
Efficienza desolforazione FGD	%	90,0
Efficienza totale DESOX	%	98,3
Consumo calcare	t/anno	46.004
Produzione gesso	t/anno	70.856
DEPOLVERATORE		
Limite normativo particolato	mg/Nm ³	30
Efficienza minima rimoz. particolato	%	99,7
Concentrazione finale di particolato	mg/Nm ³	5
Efficienza ciclone + filtri a manica	%	99,95
Ceneri leggere prodotte	t/anno	170.476
DENOX PROCESSO SCR		
Limite normativo NO _x	mg/Nm ³	200
Efficienza minima rimozione NO _x	%	20,0
Concentrazione finale NO _x	mg/Nm ³	63
Efficienza denitrificazione	%	75,0
Consumo ammoniaca pura	t/anno	2.078
EMISSIONI TOTALI		
Emissioni totali SO _x	t/anno	2.445
Emissioni totali NO _x	t/anno	1.019
Emissioni totali PM	t/anno	81
Emissioni totali CO ₂	Mt/anno	4,0

Tabella 1.2.16 – Principali prestazioni energetiche ed ambientali della soluzione impiantistica IGCC alimentata con carbone Sulcis.

TIPO IMPIANTO		IGCC
Generatore di vapore		Gassificatore letto trascinato
Ciclo termodinamico		Combinato gas-vapore
Rimozione particolato		Torre lavaggio
Controllo SO _x		Selexol
Controllo NO _x		TG dry-low NOX
Raffreddamento condensatore		Torre evaporativa
BILANCIO ENERGETICO		
Potenza termica impianto	MWt	1.585
Potenza termica al condensatore	MWt	569
Potenza ausiliari	MWe	115
Potenza lorda	MWe	765
Potenza netta prodotta	MWe	650
Rendimento lordo	%	48,2
Rendimento netto	%	41,0
Ore Funzionamento a PNC	Ore/anno	7.500
Produzione di energia elettrica	GWh/anno	4.875
CARBONE SULCIS		
PCI	MJ/kg	20,8
Tenore di zolfo	%	6,5
Tenore di ceneri	%	16,5
CARBONE IMPORTAZIONE		
PCI	MJ/kg	24,8
Tenore di zolfo	%	0,9
Tenore di ceneri	%	9,2
CARBONE ALIMENTO		
Frazione energetica carbone Sulcis	% (Pt,in)	50,0
Frazione massica carbone Sulcis	% (Mc,in)	54,3
PCI	MJ/kg	22,6
Tenore di zolfo	%	3,9
Tenore di ceneri	%	13,2
CONSUMO CARBONE		
Consumo totale	t/h	252
Consumo totale	t/anno	1.892.884
Consumo carbone Sulcis	t/anno	1.028.561
Consumo carbone importazione	t/anno	864.323

segue

COMPOSIZIONE FUMI		
Portata di gas combustibili	Nm ³ /ora	1.351.120
Concentrazione CO ₂	%vol	23,5
Concentrazione N ₂	%vol	70,5
Concentrazione O ₂	%vol	6,0
Concentrazione PTS senza rimozione	mg/Nm ³	2.463
Concentrazione SO _x senza desox	mg/Nm ³	14.720
Concentrazione finale di NO _x	mg/Nm ³	100
DESOX PROCESSO Selexol		
Limite normativo SO _x	mg/Nm ³	200
Efficienza minima desolforazione	%	98,6
Concentrazione finale di SO _x	mg/Nm ³	150
Efficienza desolforazione	%	99,0
Produzione zolfo elementare	t/anno	73.822
DEPOLVERATORE		
Limite normativo particolato	mg/Nm ³	30
Efficienza minima rimoz. particolato	%	98,78
Concentrazione finale di particolato	mg/Nm ³	5
Efficienza wet scrubber	%	99,80
Fanghi wet scrubber	t/anno	2.458
Scorie prodotte dal gassificatore	t/anno	224.557
EMISSIONI TOTALI		
Emissioni totali SO _x	t/anno	1.520
Emissioni totali NO _x	t/anno	1.013
Emissioni totali PM	t/anno	80
Emissioni totali CO ₂	Mt/anno	4,1

Considerazioni di sintesi sulle diverse alternative impiantistiche individuate

La tabella 1.2.17 riporta un confronto fra le principali prestazioni energetiche ed ambientali delle 5 alternative impiantistiche individuate per la produzione di energia elettrica da carbone Sulcis.

		SPCC- SNOX	SPCC- FGD	CFBC- FGD	PFBC- FGD	IGCC
Potenza termica	MWt	1.512	1.512	1.667	1.548	1.585
Potenza condensatore	MWt	699	699	825	717	569
Potenza lorda	MWe	691	691	691	691	765
Potenza netta	MWe	650	650	650	650	650
Rendimento netto	%	43,0	43,0	39,0	42,0	41,0
Produzione di energia	GWh/anno	4.875	4.875	4.875	4.875	4.875
Consumo carbone	t/anno	1.804.843	1.804.843	1.989.955	1.847.815	1.892.884
Carbone Sulcis	t/anno	980.721	980.721	1.081.308	1.004.072	1.028.561
Carbone importazione	t/anno	824.122	824.122	908.647	843.744	864.323
Rimozione SO _x	%	98,32	98,32	98,32	98,32	98,98
Rimozione NO _x	%	95,00	75,00	75,00	75,00	-
Rimozione PTS	%	99,95	99,95	99,95	99,95	99,80
Concentrazione SO _x	mg/Nm ³	150	150	150	150	150
Concentrazione NO _x	mg/Nm ³	20	100	63	63	100
Concentrazione PTS	mg/Nm ³	5	5	5	5	5
Emissioni totali SO _x	t/anno	2.388	2.388	2.633	2.445	1.520
Emissioni totali NO _x	t/anno	318	1.592	1.097	1.019	1.013
Emissioni totali PTS	t/anno	80	80	88	81	80
Emissioni totali CO ₂	Mt/anno	3,9	3,9	4,3	4,0	4,1
Produzione ceneri	t/anno	237.908	237.908	183.590	170.476	224.557
Consumo calcare	t/anno	-	266.673	777.265	501.042	-
Produzione gesso	t/anno	-	423.991	76.325	70.856	-
Produzione residui	t/anno	-	-	879.771	596.240	2.458
Produzione H ₂ SO ₄	t/anno	227.794	-	-	-	-
Produzione zolfo	t/anno	-	-	-	-	73.822

Tabella 1.2.17 – Confronto fra le principali prestazioni energetiche ed ambientali delle soluzioni impiantistiche (alimentazione con carbone Sulcis in miscela al 50% in termini energetici).

L'esame dei dati riportati in tale tabella consente di evidenziare alcuni aspetti di particolare interesse, utili ai fini della individuazione della alternativa impiantistica ottimale.

Nella fattispecie si può osservare che:

- Per quanto concerne il rendimento netto di conversione dell'energia, a parità di potenza netta prodotta (650 MW) e di caratteristiche della miscela di carbone alimentata (50% di carbone Sulcis in termini energetici), la tecnologia degli impianti a vapore supercritici alimentati con polverino di carbone (SPCC) può attualmente garantire i migliori risultati (circa il 43%). Le altre soluzioni potrebbero garantire rendimenti simili a prezzo di maggiori complicazioni impiantistiche (per esempio l'IGCC e il PFBC) oppure attraverso l'adozione di un ciclo a vapore supercritico (nel caso del CFBC), che comunque presentano ancora, in termini generali, alcuni problemi sul fronte della affidabilità e del costo di investimento. Le differenze fra i rendimenti delle diverse soluzioni impiantistiche si traducono in differenti consumi di carbone, che passano dai circa 1,8 milioni di tonnellate annue delle due soluzioni più efficienti (SPCC-SNOX e SPCC-FGD) ai circa 2 milioni di tonnellate annue di quella meno efficiente (CFBC-FGD). Il corrispondente consumo di carbone Sulcis varia fra circa 980.000 t/anno e circa 1.080.000 t/anno.
- Le differenze in termini di rendimento e di ciclo termodinamico adottato dalle alternative impiantistiche considerate determinano una significativa variazione della potenza termica da smaltire al condensatore della sezione a vapore. La potenza termica più elevata compete alla soluzione impiantistica basata sul meno efficiente impianto a vapore ACFBC (circa 825 MW), mentre la potenza termica minore è relativa all'impianto IGCC (circa 570 MW). Nel caso di raffreddamento del condensatore con acqua di mare in circuito aperto le portate richieste variano da un massimo di circa 93.000 m³/h (ACFBC) ad un minimo di circa 64.000 m³/h (IGCC).
- Le emissioni totali di SO_x sono una diretta conseguenza del rendimento dell'impianto e dell'efficienza del sistema di desolforazione adottato. Per tutte le alternative tecnologiche è stata considerata una concentrazione finale di 150 mg/Nm³ (riferita a fumi secchi con il 6% di ossigeno). In tal senso, le emissioni più basse sono quelle relative all'impianto IGCC (circa 1.520 t/anno) grazie soprattutto alla elevata efficienza del processo di separazione dei composti dello zolfo dal syngas (circa il 99%). Per le altre 4 alternative tecnologiche l'efficienza di rimozione degli SO_x è la stessa (98,3%), mentre le emissioni totali annue differiscono essenzialmente a causa del diverso rendimento netto dell'impianto, cosicché le emissioni totali annue più elevate competono alla configurazione ACFBC (circa 2.630 t/anno).
- Le emissioni totali di NO_x dipendono in parte dal rendimento dell'impianto, ma soprattutto dalla tecnologia di controllo utilizzata. In tal senso, le emissioni più basse sono quelle relative all'impianto a vapore supercritico dotato del processo SNOX per la rimozione degli SO_x e degli NO_x (circa 320 t/anno), il quale consente di conseguire efficienze di rimozione degli NO_x più elevate (circa il 95%) rispetto ai processi SCR (circa il 75%), e quindi anche minori concentrazioni finali (circa 20 mg/Nm³). Le emissioni totali annue più elevate (circa 1590 t/anno) competono invece allo stesso impianto a vapore supercritico ma dotato del processo SCR, per il quale il maggiore rendimento netto non è sufficiente a compensare le maggiori emissioni intrinseche di NO_x dei generatori di vapore convenzionali (assunte pari a

400 mg/Nm³) rispetto a quelli a letto fluido (assunte pari a 250 mg/Nm³) e rispetto anche agli impianti IGCC, nei quali le basse concentrazioni allo scarico di NO_x sono ottenute attraverso misure di controllo primarie durante la combustione nella turbina a gas. In particolare, la concentrazione allo scarico dell'impianto IGCC è stata assunta pari a 100 mg/Nm³ con riferimento al 6% di ossigeno (per uniformità con le altre soluzioni impiantistiche), che corrisponde a circa 40 mg/Nm³ calcolati con il 15% di ossigeno, il quale rappresenta il riferimento considerato dalle normative per le turbine a gas.

- Le emissioni totali di particolato totale sospeso (PTS) sono sostanzialmente allineate per le 5 alternative impiantistiche considerate. Infatti i valori di concentrazione conseguibili dalle tecnologie di controllo impiegate (filtri a manica e torri di lavaggio) sono comunque allineate su valori molto simili (5 mg/Nm³ nel caso considerato), cui corrispondono in ogni caso efficienze di rimozione molto alte (circa il 99,8-99,95%), cosicché le differenze di rendimento netto fra le 5 alternative impiantistiche non influiscono, se non in misura marginale, sulle emissioni totali annue di PTS in atmosfera. Queste risultano infatti pari a circa 80 t/anno per tutte le soluzioni, tranne la ACFBC che presenta un valore maggiore di circa il 10% (circa 88 t/anno).
- Le emissioni totali annue di anidride carbonica dipendono direttamente dal rendimento netto dell'impianto, e risultano quindi massime (e pari a circa 4,3 milioni di tonnellate l'anno) nel caso della alternativa impiantistica basata sul processo a letto fluido atmosferico (ACFBC), mentre sono minime nel caso delle alternative tecnologiche basate sugli impianti a vapore supercritici (pari a circa 3,9 milioni di tonnellate l'anno).
- Le alternative impiantistiche SPCC-SNOX, SPCC-FGD e IGCC presentano una produzione totale annua di ceneri molto simile (rispettivamente circa 238.000 t/anno e circa 225.000 t/anno), anche se tali ceneri sono prodotte in forma secca dai generatori di vapore convenzionali e sotto forma di scorie vetrificate dal gassificatore. Le alternative basate sui processi ACFBC e PFBC producono minori quantitativi annui di ceneri (rispettivamente circa 183.000 t/anno e circa 170.000 t/anno), in quanto la frazione di ceneri estratta dal sistema di combustione si ritrova in miscela con i residui prodotti dal processo di desolforazione interna.
- Il consumo di calcare è presente solo nelle tre alternative impiantistiche dotate di processo FGD, e risulta minimo (circa 267.000 t/anno) nel caso dell'impianto SPCC-FGD nel quale non è presente la desolforazione interna. La presenza di quest'ultima nelle due configurazioni CFBC e PFBC determina infatti, a causa del modesto fattore di utilizzazione del sorbente, un notevole incremento del consumo di calcare, che risulta pari a circa 500.000 t/anno per il processo PFBC e circa 777.000 t/anno per il processo CFBC.
- La produzione di gesso di qualità commerciale è anch'essa presente solo nelle tre alternative impiantistiche provviste di processo FGD, e risulta massima (circa 424.000 t/anno) nel caso dell'impianto SPCC-FGD nel quale non è presente la desolforazione interna. La presenza di quest'ultima nelle due configurazioni CFBC e PFBC determina infatti un minore impegno per il processo FGD e conseguentemente una minore produzione di gesso (circa 76.000 t/anno per il processo CFBC e circa 70.000 t/anno per il processo PFBC).

- Ancora a causa della presenza della desolforazione interna, le due configurazioni basate sui processi a letto fluido (CFBC e PFBC) presentano una consistente produzione di residui solidi, rappresentati dai prodotti della desolforazione misti a calcare non reagito e a ceneri da carbone. Tali residui, da smaltire in apposite discariche, sono pari a circa 596.000 t/anno per la configurazione PFBC e circa 880.000 t/anno per la configurazione CFBC. L'impianto IGCC produce invece circa 2.500 t/anno di fanghi derivanti dal processo di lavaggio del syngas.
- Le alternative impiantistiche SPCC-SNOX e IGCC non producono nè residui da smaltire in discarica nè gesso; esse non richiedono nemmeno calcare per il processo di desolforazione. Lo zolfo rimosso dai gas combusti viene infatti reso disponibile sotto forma di acido solforico di qualità commerciale nel caso del processo SNOX (circa 228.000 t/anno) e sotto forma di zolfo elementare nel caso dell'impianto IGCC (circa 74.000 t/anno).
- Nessuna delle cinque alternative tecnologiche confrontate presenta significativi rilasci di effluenti liquidi nell'ambiente in quanto l'unità di trattamento delle acque in ogni caso richiesta per i processi FGD e IGCC opera sostanzialmente un completo recupero delle stesse.

Studio di fattibilità PROGETTO INTEGRATO MINIERA-CENTRALE

Parte I

Capitolo 1.3.1 – Esame degli aspetti ambientali per le soluzioni tecnologiche individuate

Premessa

Il capitolo 1.2.2 individua le principali tecnologie in grado di utilizzare il carbone Sulcis per la produzione di energia elettrica:

- impianti a vapore supercritici a polverino di carbone (SPCC, Supercritical Pulverized Coal Combustion);
- impianti a vapore con combustione in letto fluido a pressione atmosferica (ACFBC, Circulating Fluidized Bed Combustion);
- impianti a ciclo combinato con combustione in letto fluido pressurizzato (PFBC, Pressurized Fluidized Bed Combustion);
- impianti di gassificazione integrati con cicli combinati (IGCC, Integrated Gasification Combined Cycle).

Le possibili configurazioni impiantistiche basate sulle alternative tecnologiche individuate, dipendono dai sistemi per la riduzione dell'impatto ambientale che ad esse possono essere applicate. Relativamente alle emissioni in atmosfera (particolato, NO_x ed SO_x) la soluzione impiantistica della nuova centrale di potenza dovrà rispettare i limiti imposti dal decreto VIA del 04.08.1999, che risultano più restrittivi di quelli indicati dalla normativa vigente e dello stesso DPR 28.01.1994. Per quanto riguarda i rifiuti, i sottoprodotti solidi, le acque reflue, la stessa soluzione dovrà tener conto delle limitazioni imposte dalla normativa vigente, nonché riferirsi al quadro ambientale del decreto VIA 04.08.1999, come verrà meglio specificato in seguito.

La tabella 1a indica, per le emissioni atmosferiche, i limiti di legge previsti dalla normativa europea di prossimo recepimento (direttiva 2001/80/CE) e quelli, presi come riferimento, del decreto VIA 04.08.1999. Nella tabella 1b sono indicate le prescrizioni normative in vigore per i residui solidi e gli scarichi.

Sulla base dell'esame effettuato nel precedente capitolo 1.2.3 sulle possibili soluzioni impiantistiche, verrà di seguito riportata una sintesi delle caratteristiche delle tecnologie più idonee per la riduzione delle emissioni atmosferiche applicabili alle alternative tecnologiche di produzione di energia elettrica da carbone Sulcis. Per le stesse alternative verranno poi evidenziate le principali problematiche ambientali relative alla produzione di rifiuti solidi e delle acque reflue. Verrà infine tracciato il quadro normativo-ambientale delle configurazioni

impiantistiche individuate, con indicazione dei principali parametri ambientali considerando una centrale da 650 MWe, alimentata al 50% da carbone Sulcis e con una vita di 25 anni.

Tecnologie ambientali di controllo delle emissioni atmosferiche

Le tecnologie di controllo delle emissioni in atmosfera (particolato SO_x , NO_x e CO) prese in considerazione sono quelle che consentono la migliore efficienza di abbattimento degli inquinanti, per il rispetto dei limiti indicati dal decreto VIA 04.08.1999 che, come già accennato, risultano più restrittivi di quelli previsti dalla normativa europea che verrà recepita in Italia presumibilmente entro 2004 (vedi tabella 1a).

Le analisi ambientali che seguono non hanno tenuto conto del CO. Le emissioni di tale sostanza, per impianti a combustione come quelli considerati, sono così basse da non essere contemplate neanche a livello normativo ad eccezione degli impianti con turbine a gas.

Impianti a vapore supercritici (SPCC) alimentati con polverino di carbone

Negli impianti a vapore supercritici, il controllo delle emissioni in atmosfera viene effettuato sia attraverso l'adozione di misure tese a ridurre la formazione degli inquinanti all'origine, sia attraverso l'installazione di una sezione di rimozione delle sostanze inquinanti dai gas combusti. Le tecnologie per il controllo delle emissioni inquinanti operano essenzialmente nei confronti dei tre principali inquinanti considerati dalle normative, ovvero particolato, ossidi di zolfo e ossidi di azoto.

Non si ha invece la necessità di introdurre specifiche misure per il controllo delle emissioni di CO, in quanto le misure normalmente poste in essere al fine di massimizzare il rendimento di combustione comportano anche una intrinseca limitazione della concentrazione di CO nei gas combusti.

Per la rimozione del particolato si usano generalmente dei precipitatori elettrostatici o dei filtri a manica in quanto sono gli unici che hanno delle efficienze di rimozione superiori al 99% e che permettono di rispettare i limiti di emissione stabiliti.

Per il controllo delle emissioni di NO_x sono impiegate sia misure primarie volte a limitare la formazione di tali inquinanti durante il processo di combustione, quali i bruciatori a basse emissioni di NO_x , il frazionamento dell'aria comburente, il ricircolo dei gas combusti e la ricombustione, sia sistemi di riduzione selettiva catalitica o non catalitica basati sull'iniezione di ammoniaca.

Gli interventi tesi a ridurre la formazione degli NO_x durante il processo di combustione, consentono efficienze di riduzione intorno al 50%. Molto più efficace risulta invece il ricorso a sistemi di rimozione degli NO_x dai gas combusti, effettuata mediante processi di riduzione selettiva catalitica (Selective Catalytic Reduction, SCR), con processi di riduzione selettiva non catalitica (Selective Non Catalytic Reduction, SNCR) oppure mediante processi di riduzione combinata degli SO_x e degli NO_x .

I processi SCR rappresentano la tecnologia attualmente più utilizzata nel campo della denitrificazione dei fumi prodotti dai generatori di vapore e dai sistemi di combustione in genere e sono in grado di rimuovere fino al 90% degli NO_x originariamente presenti nei fumi, anche se i valori medi sono di circa il 75-85%; gli SNCR sono caratterizzati da efficienze di rimozione degli NO_x di circa il 30-50%.

I sistemi di desolforazione FGD (Flue Gas Desulphurization) per la rimozione degli ossidi di zolfo, rappresentano un componente essenziale degli impianti termoelettrici a carbone, specie se a medio-alto tenore di zolfo.

Fra tutti i processi FGD quelli che hanno trovato una effettiva diffusione su scala industriale sono essenzialmente i processi ad umido (wet scrubbers), i processi a semi-secco (spray-dry scrubbers), i processi a secco (dry scrubbers) ed alcuni processi rigenerabili e con la rimozione combinata di SO_x e NO_x .

Tra questi quelli che presentano un maggiore efficienza di rimozione sono i processi ad umido con rendimenti pari al 95-99%; i processi a semi-secco possono raggiungere rendimenti del 70-95%, quelli a secco il 50-70%.

Nell'ambito dei processi per la rimozione combinata degli NO_x e degli SO_x , risulta disponibile una interessante tecnologia innovativa denominata SNOX. Essa opera secondo processi catalitici che consentono la riduzione degli NO_x a N_2 mediante l'iniezione di ammoniaca e la conversione dell' SO_2 in SO_3 , con successiva produzione di H_2SO_4 .

Complessivamente il sistema SNOX risulta particolarmente interessante con riferimento a combustibili con elevati tenori di zolfo (quali in carbone Sulcis) poiché consente di conseguire efficienze di rimozione degli NO_x fino al 95%, efficienze di rimozione degli SO_x superiori al 98% e efficienze di depolverizzazione superiori al 99,9%. Peraltro in processo SNOX non utilizza sorbenti e non produce residui solidi ma solo acido solforico, facilmente commercializzabile.

In termini generali si può concludere che un impianto a vapore supercritico, dotato di sistema di depolverazione con filtro a maniche o elettrostatico e di sistema SNOX per l'abbattimento degli NO_x ed SO_x , rappresenta una interessante soluzione per la centrale di potenza alimentata con carbone Sulcis. I parametri tecnico ambientali di queste soluzioni impiantistiche verranno maggiormente approfonditi nei successivi paragrafi.

Impianti a vapore con combustione in letto fluido a pressione atmosferica (ACFBC)

Questo tipo di impianto è caratterizzato da una produzione intrinsecamente contenuta di inquinanti, soprattutto di ossidi di zolfo e di azoto.

Per l'abbattimento delle polveri è previsto che queste vengano in parte estratte dal fondo del letto (bottom ash) e in parte vengano rimosse (fly ash) mediante l'impiego di precipitatori elettrostatici o filtri a manica aventi efficienze che raggiungono il 99,9%.

La riduzione degli SO_x si ottiene immettendo direttamente nel letto fluido un apposito sorbente (solitamente calcare). Teoricamente è possibile ottenere efficienze di riduzione del 80-95%,

utilizzando elevate quantità di sorbente per consentire la reazione dello stesso con lo zolfo contenuto nel carbone.

Nel caso di impiego di carboni ad elevato tenore di zolfo, come il carbone Sulcis, la sola desolforazione interna non appare una soluzione tecnica percorribile per consentire il rispetto dei limiti normativi sulle emissioni degli SO_x , si rende quindi necessario integrare l'impianto con un processo FGD.

Solitamente nei processi di combustione a letto fluido, la formazione di NO_x è estremamente limitata e dipende sia dalle basse temperature operative sia dalle modalità della combustione. Solo in alcune particolari situazioni (per esempio nel caso di limiti di emissione molto restrittivi) risulta necessario installare a valle della caldaia anche un processo SCR o SNCR per operare una rimozione spinta degli ossidi di azoto.

A differenza degli impianti a vapore supercritici, le concentrazioni di CO prodotte dai sistemi a vapore con combustione in letto fluido sono circa il doppio.

Tra le diverse soluzioni impiantistiche che vengono in genere proposte per questa alternativa tecnologica, quella che meglio si adatta alla combustione del carbone Sulcis sembra essere un impianto ACFBC-FGD. Questo è composto da un impianto a vapore subcritico con combustione in letto fluido circolante atmosferico, con desolforazione interna e dotato di una sezione di trattamento dei gas combusti basata su un filtro a manica, un sistema di desolforazione FGD ad umido e un eventuale processo di rimozione degli NO_x di tipo SCR.

I parametri tecnico ambientali di queste soluzioni impiantistiche verranno maggiormente approfonditi nei successivi paragrafi.

Impianti a ciclo combinato con combustione in letto fluido pressurizzato (PFBC)

I sistemi di rimozione per questi impianti non differiscono molto da quelli previsti per i letti fluidi atmosferici.

Gli ossidi di zolfo sono rimossi mediante l'introduzione in caldaia di sorbenti a base di calcio, le polveri vengono trattenute da un ciclone ad alta efficienza (e/o da filtri operanti ad alta temperatura), mentre la formazione di ossidi di azoto è fortemente limitata dalle basse temperature di combustione.

Le efficienze di rimozione degli SO_x , che possono raggiungere i valori del 95-98%, dipendono dalla quantità di sorbente introdotta in caldaia.

Un aspetto critico della tecnologia PFBC riguarda l'efficienza del sistema di rimozione delle polveri a monte della turbina in quanto le alte temperature dell'ordine di 800-900 °C non permettono l'utilizzo di filtri elettrostatici o a manica ma solo di cicloni, le cui efficienze di abbattimento sono nettamente inferiori. Ciò causa il passaggio di particolato con conseguenti problemi di usura delle palettature della turbina a gas.

La migliore soluzione impiantistica utilizzando questa tecnologia è costituita da un impianto PFBC (a vapore subcritico con combustione in letto fluido in pressione, con desolforazione interna) composto da una sezione di trattamento dei gas combusti basata su un filtro a manica,

un sistema di desolforazione FGD ad umido ed un eventuale sistema di rimozione degli NO_x di tipo SCR.

I parametri tecnico ambientali di queste soluzioni impiantistiche verranno maggiormente approfonditi nei successivi paragrafi.

Impianti a gassificazione a ciclo combinato (IGCC)

Rispetto agli impianti a combustione convenzionale, negli impianti IGCC la rimozione delle sostanze inquinanti avviene prevalentemente sul syngas, ovvero sul combustibile piuttosto che sui prodotti della combustione. In un impianto IGCC con gassificatore a letto trascinato, il processo di depurazione del syngas, in generale, può essere suddiviso in tre sezioni fondamentali:

- una sezione di rimozione del particolato, composta generalmente da un ciclone, che opera una rimozione delle particelle di maggiori dimensioni, seguito da una torre di lavaggio (Venturi wet scrubber) che rimuove le particelle più piccole insieme ad altri inquinanti solubili in acqua;
- una sezione di rimozione dei composti dello zolfo, utilizzando processi di assorbimento fisico o chimico dell' H_2S (tra cui i principali sono i processi Rectisol, Purisol e Selexol);
- una sezione di trattamento degli effluenti gassosi prodotti dalla sezione precedente, composta, nella maggior parte dei casi, da un processo Claus per il recupero dello zolfo elementare seguito da un processo SCOT (Shell Claus Off-gas Treatment) per l'ulteriore trattamento dei gas uscenti dallo stesso processo Claus (i cosiddetti "gas di coda").

Mediante un tale sistema di depurazione è possibile alimentare l'impianto turbogas con un gas essenzialmente pulito, privo di polveri e contenente concentrazioni di zolfo ed altri inquinanti estremamente ridotte. Il controllo degli ossidi di azoto viene invece realizzato durante la combustione del syngas nella turbina, mediante l'adozione di specifici combustori a basse emissioni di NO_x .

Soluzioni impiantistiche

Le tecnologie ambientali sopra illustrate hanno consentito di individuare le seguenti soluzioni impiantistiche per la produzione di energia elettrica da carbone sulcis:

1. Impianto supercritico (SPCC) dotato di sistema SNOX;
2. Impianto supercritico (SPCC) dotato di sistema FGD;
3. Impianto di combustione a letto fluido circolante atmosferico (ACFBC), con desolforazione in situ, integrata con FGD;
4. Impianto di combustione a letto fluido pressurizzato (PFBC), con desolforazione in "situ", integrato con FGD;
5. Impianto di gassificazione integrato con ciclo combinato (IGCC).

Un confronto fra i valori delle emissioni atmosferiche previste per ciascuna delle soluzioni impiantistiche sopra individuate, considerando l'impiego delle migliori tecnologie disponibili (BAT) ed i limiti massimi indicati nel decreto VIA del 04.08.1999 (emanato per l'IGCC Sulcis) è riportato nelle tabelle 2 e 3. Per quanto tutte le soluzioni impiantistiche risultino concettualmente in grado di soddisfare i limiti delle emissioni atmosferiche imposti dal DPR, il minore impatto sembra aversi, oltre che con l'IGCC, con la soluzione impiantistica SPCC con SNOX.

Aspetti ambientali relativi ai rifiuti solidi.

La produzione e quindi lo smaltimento dei rifiuti è un problema comune a tutte le soluzioni impiantistiche individuate; ciò è dovuto non solo al tipo di attività industriale, ma anche alla qualità del carbone utilizzato come combustibile. Infatti il carbone Sulcis, che costituisce il 50% della miscela di combustibile, è caratterizzato da un alto tenore zolfo e un'alta percentuale di ceneri. Esistono comunque differenze significative tra le diverse soluzioni che dipendono dalla tipologia dei rifiuti prodotti e dai loro quantitativi. Ne derivano conseguentemente esigenze di impianti di smaltimento di residui solidi con caratteristiche e dimensioni differenziate.

Un'alternativa che aiuterebbe a ridurre il quantitativo dei rifiuti da avviare allo smaltimento finale in discarica, è rappresentata dalla possibilità di recupero delle ceneri usufruendo delle procedure autorizzative semplificate, ai sensi del D.M. del 05.02.1998.

Secondo tale decreto per questa tipologia di rifiuto (ceneri dalla combustione di carbone e lignite, anche additivati con calcare e ceneri da cocombustione con esclusione dei rifiuti urbani ed assimilati tal quali, gruppo 13 dell'allegato 1) le attività di recupero possibili sono in cementifici, in industrie per la produzione di conglomerati cementizi, in industrie di laterizi e della produzione di argilla espansa. La condizione necessaria per il suo recupero è che le concentrazioni di PCDD (policlorodibenzodiossine) siano non superiori ai 2.5 ppb mentre i PCB (bifenili policlorurati), PCT (terfenili policlorurati) siano inferiori ai 25 ppm.

Le uniche prescrizioni relative ai rifiuti solidi (con particolare riferimento ai requisiti minimi delle discariche) imposte dal decreto VIA 04.08.1999, sono legate all'incertezza nella classificazione dei rifiuti prodotti dal gassificatore e quindi alla necessità di prove per definire le caratteristiche delle discariche a cui dovranno essere conferiti.

In tabella 1b relativamente alla voce rifiuti solidi, sono riportate le leggi di riferimento sulla classificazione dei rifiuti e sulle caratteristiche tecniche delle diverse tipologie di discariche.

Impianti a vapore supercritici (SPCC)

Il flusso preponderante di rifiuti solidi per un impianto a vapore supercritico equipaggiato con sistema SNOX è costituito dalle ceneri leggere provenienti dal sistema di depolverazione (filtro a manica o elettrofiltro) oltre che dalle ceneri pesanti provenienti dal generatore di vapore. Nel

caso che al posto dello SNOX venisse utilizzato un sistema FGD l'impianto produrrebbe in aggiunta anche una notevole quantità di gessi.

Per tracciare il quadro ambientale delle soluzioni impiantistiche individuate, relativo ai rifiuti solidi è necessario in primo luogo effettuare la classificazione e stimarne il quantitativo totale che si produrrà in tutto l'arco di vita dell'impianto. La valutazione delle quantità dei rifiuti verrà effettuata successivamente prendendo come riferimento le soluzioni impiantistiche relative ad una taglia di 650 MWe netti, con un'alimentazione costituita, in termini di potere calorifico, per il 50% da carbone sulcis ed il resto da carbone d'importazione ed una vita d'impianto pari a 25 anni.

Per la caratterizzazione di rifiuti solidi prodotti da questa configurazione, si può fare riferimento alla caratterizzazione delle ceneri leggere prodotte dalla centrale ENEL Sulcis in quanto anch'esse derivanti dalla combustione di una miscela di carbone Sulcis e carbone di importazione. Poiché il nuovo impianto utilizzerà un combustibile ottenuto anch'esso dalla miscela di carbone Sulcis con carbone di importazione, e tenuto conto che il processo di combustione impiegato nell'attuale centrale ENEL Sulcis è molto simile a quello della soluzione impiantistica qui considerata, possiamo ritenere che la classificazione delle ceneri derivanti dalla centrale ENEL Sulcis sia valida anche per le ceneri che verranno prodotte dal nuovo impianto.

Le analisi chimiche compiute sulle ceneri prodotte dall'impianto ENEL (allegato 1), hanno permesso di classificare il rifiuto come speciale non pericoloso, smaltibile, secondo la nuova normativa (art. 3 del DM 13.03.2003), in discarica per rifiuti speciali non pericolosi, previo rispetto dei nuovi limiti di legge.

Per quanto riguarda le ceneri pesanti, sulla base dei dati disponibili in letteratura, la concentrazione di metalli pesanti di questa tipologia di rifiuto risulta essere inferiore a quelle prevista per le ceneri leggere. Prudenzialmente anch'esse possono essere classificate come speciali non pericolosi smaltibili in discarica per tale tipologia di rifiuto.

Impianti a vapore con combustione in letto fluido a pressione atmosferica (ACFBC)

In impianti a vapore con combustione in letto fluido a pressione atmosferica, dotati di sistema di desolforazione interna ed esterna (FGD), necessario per carboni ad alto tenore di zolfo come quello Sulcis, i flussi principali di rifiuti sono costituiti dai residui provenienti dalla desolforazione e dalle ceneri leggere provenienti dal sistema di depolverazione. Per quanto riguarda i gessi prodotti dal sistema di desolforazione FGD, questi presentano caratteristiche di commerciabilità marginale perché di bassa qualità. Pur tuttavia, una limitata frazione, eventualmente assorbibile dal mercato sardo dei gessi, potrebbe non essere necessariamente destinata ad un impianto di smaltimento rifiuti.

Entrambi i rifiuti sono classificabili come speciali non pericolosi e, previo rispetto dei nuovi limiti di legge (art. 3 del DM 13.03.2003), smaltibili in apposita discarica.

Impianti a ciclo combinato con combustione in letto fluido pressurizzato (PFBC)

I sistemi di rimozione per questi impianti non differiscono molto da quelli previsti per i letti fluidi atmosferici, pertanto anche i rifiuti prodotti sono classificabili allo stesso modo.

Anche per questa tipologia di impianti, il problema dello smaltimento finale dei residui è vincolante nella scelta della tecnologia più adatta alla realizzazione della centrale.

Impianti di gassificazione a ciclo combinato (IGCC)

I residui derivanti da un gassificatore sono costituiti principalmente da ceneri leggere, sotto forma di fanghi provenienti dal sistema di depolverazione ad umido, e ceneri vetrificate.

Le ceneri leggere, provenienti dal sistema di depolverazione, contengono indicativamente carbonio non convertito nel processo di gassificazione, particelle di materiale inerte presenti nel combustibile e residui di scorie tal quali.

Il fango, contenente le ceneri, è classificabile come speciale non pericoloso e, previo rispetto dei nuovi limiti di legge (art. 3 del DM 13.03.2003), smaltibile in apposita discarica. La caratterizzazione del rifiuto dipende non solo dalla tecnologia di gassificazione ma anche dalle caratteristiche del combustibile e, poiché non esiste attualmente un impianto di gassificazione che venga alimentato anche con carbone Sulcis, bisogna precisare che tale classificazione presenta un certo grado di incertezza.

Le ceneri vetrificate o ceneri pesanti, derivano dal gassificatore e anch'esse riflettono la composizione del combustibile di partenza. Il rifiuto, classificato prudenzialmente come speciale non pericoloso, potrebbe essere riclassificato inerte e pertanto smaltibile in discarica per inerti, previo rispetto dei nuovi limiti di legge per la classificazione rifiuti (art. 2 del DM 13.03.2003). Anche la classificazione delle ceneri vetrificate presenta un certo grado di incertezza dovuta al fatto che non esiste attualmente un gassificatore alimentato con carbone Sulcis con cui confrontare i rifiuti prodotti.

Per quanto riguarda le eventuali attività di recupero, le ceneri vetrificate hanno una reale ed effettiva possibilità di riutilizzo nel comparto delle costruzioni e tale riutilizzo può avvenire con procedure semplificate, in quanto esse sono espressamente considerate nel DM n. 72 del 05.02.1998. Il residuo risulta inserito nel gruppo 7 del Decreto sopra citato (scorie vetrose da gassificazione di carbone) che prevede il riutilizzo del materiale in cementifici, in industrie per la produzione di calcestruzzo, di laterizi, di asfalti e conglomerati bituminosi. Può essere inoltre riutilizzato per la formazione di rilevati, sottofondi stradali e massicciate ferroviarie, a condizione che venga sottoposto all'esecuzione del test di cessione in acqua deionizzata, così come previsto dallo stesso Decreto.

Aspetti ambientali relativi allo scarico di acque reflue industriali

Premesso che per tutte le soluzioni impiantistiche, gli scarichi devono rispettare le prescrizioni del D. Lgs. n. 152 del 11.05.1999, il problema principale per gli effluenti liquidi è legato al sistema di raffreddamento del condensatore nel caso in cui si utilizzi un circuito aperto, come quello previsto per l'IGCC Sulcis, con scarico in mare tramite diffusore.

La portata e il gradiente termico dello scarico a mare dipendono dalla taglia dell'impianto e della soluzione tecnologica adottata.

Analizzando il Decreto VIA 04.08.1999, le prescrizioni al riguardo sono relative alla posa delle condotte di scarico, al fine di mitigare l'impatto sulle praterie di Posidonia, oltre che al rispetto dei limiti di legge nazionali per gli scarichi.

L'alternativa al sistema di raffreddamento con acqua di mare è rappresentato dal circuito semichiuso con torre evaporativa, in cui il rilascio della frazione termodinamica del calore non utilizzato avviene in atmosfera invece che in mare.

La scelta del sistema di raffreddamento è legata ai differenti impatti che le due soluzioni proposte hanno sull'ambiente, anche con riferimento alle emissioni di inquinanti in atmosfera.

Nel caso in cui si opti per il sistema di raffreddamento con circuito aperto, tutte le tecnologie (con esclusione dell'IGCC) richiedono portate di acqua mare maggiori di quelle previste per il gassificatore Sulcis. Sono necessari in tal caso opportuni accorgimenti per l'adeguamento della lunghezza del diffusore di scarico in mare.

L'utilizzo di un sistema di raffreddamento con torri evaporative, per quanto annullerebbe l'impatto ambientale dovuto allo scarico in mare, comporterebbe, oltre a riduzioni sensibili del rendimento del ciclo termico, con conseguente incremento delle emissioni totali in atmosfera, anche un impatto visivo sul paesaggio per le dimensioni non trascurabili delle unità di raffreddamento e non ultimo l'impatto sul microclima, a causa del quantitativo di vapore emesso in atmosfera.

Parametri ambientali delle soluzioni impiantistiche individuate

Al fine di completare il quadro ambientale relativo a ciascuna delle soluzioni impiantistiche individuate per la produzione di energia elettrica da carbone Sulcis, sono stati valutati i relativi parametri tecnico ambientali:

- emissioni di SO_x , NO_x e polveri totali sospese in atmosfera;
- produzione di ceneri e residui da inviare a discarica;
- immissione in mare dell'acqua di raffreddamento al condensatore del ciclo termico (nel caso si opti per il circuito aperto).

Le sopradette valutazioni sono state sviluppate sulle base delle seguenti ipotesi impiantistiche:

- taglia di riferimento pari a 650 MWe netti;
- alimentazione con il 50% con carbone sulcis, in termini di potere calorifico;

- ore di funzionamento annuo pari a 7.500;
- vita dell'impianto pari a 25 anni.

Quadro ambientale delle soluzioni impiantistiche individuate.

Centrale di potenza costituita da un impianto supercritico (SPCC) e dotata di sistema SNOX.

Emissioni in atmosfera

Questa soluzione in genere è in grado di garantire le seguenti emissioni:

- SO_x con concentrazioni intorno a 150 mg/Nm³;
- NO_x con concentrazioni intorno a 20 mg/Nm³;
- polveri con concentrazioni intorno a 5 mg/Nm³.

Le quantità annue delle emissioni sono stimate rispettivamente:

- SO_x pari a 2.388 t/a;
- NO_x pari a 318 t/a;
- PST pari a 80 t/a.

La soluzione risulta in grado di rispettare i limiti per le emissioni in atmosfera imposti dal decreto VIA 04.08.1999 con la sola eccezione delle quantità totali di SO_x, il cui superamento è inferiore ai 5 punti percentuali.

Il pieno rispetto anche di questa prescrizione deve essere conseguito intervenendo sulla percentuale di zolfo del combustibile in ingresso o con il sovradimensionamento del sistema di desolforazione.

Rifiuti solidi

Questa soluzione comporta:

- una produzione di ceneri leggere da inviare in discarica per rifiuti speciali non pericolosi pari a circa 166.000 t/a con massa volumica di circa 0,75 t/m³; nelle ipotesi considerate il volume totale delle ceneri prodotte è stimato in 5.500.000 m³.
- Una produzione di ceneri pesanti da inviare in discarica per rifiuti speciali non pericolosi di circa 71.000 t/a con massa volumica di circa 1,2 t/m³; nelle ipotesi considerate il volume totale delle ceneri pesanti prodotte è stimato in 1.400.000 m³.

Per il corretto smaltimento di detti rifiuti è necessario prevedere l'individuazione di un sito, nell'area oggetto della concessione mineraria, sul quale sia possibile realizzare una discarica per rifiuti speciali non pericolosi con una volumetria utile dell'ordine dei 7.000.000 m³ o in alternativa, individuare procedimenti di recupero che ne riducono il quantitativo da inviare a discarica. La possibilità di recupero del materiale è legata alla domanda proveniente dal

mercato sardo delle ceneri. Trattandosi di nuove quantità di rifiuti immesse in un mercato presumibilmente già saturo, in questa fase non è possibile prevederne un assorbimento significativo.

Scarichi

L'impiego di un sistema di raffreddamento del condensatore a circuito aperto comporterebbe una portata di acqua mare pari a 80.000 m³/h.

Centrale di potenza costituita da un impianto supercritico (SPCC) e dotata di sistema FGD.

Emissioni in atmosfera

Questa soluzione in genere è in grado di garantire le seguenti emissioni:

- SO_x con concentrazioni intorno a 150 mg/Nm³;
- NO_x con concentrazioni intorno a 100 mg/Nm³;
- polveri con concentrazioni intorno a 5 mg/Nm³.

Le quantità annue delle emissioni sono stimate rispettivamente:

- SO_x pari a 2.388 t/a;
- NO_x pari a 1.592 t/a;
- PST pari a 80 t/a.

La soluzione risulta in grado di rispettare i limiti per le emissioni in atmosfera imposti dal decreto VIA 04.08.1999 con la sola eccezione delle quantità totali di SO_x, il cui superamento è inferiore ai 5 punti percentuali.

Il pieno rispetto anche di questa prescrizione deve essere conseguito intervenendo sulla percentuale di zolfo del combustibile in ingresso o con il sovradimensionamento del sistema di desolfurazione.

Rifiuti solidi

Questa soluzione comporta:

- una produzione di ceneri leggere da inviare in discarica per rifiuti speciali non pericolosi pari a circa 166.000 t/a con massa volumica di circa 0,75 t/m³; nelle ipotesi considerate il volume totale delle ceneri prodotte è stimato in 5.500.000 m³.
- Una produzione di ceneri pesanti da inviare in discarica per rifiuti speciali non pericolosi di circa 71.000 t/a con massa volumica di circa 1,2 t/m³; nelle ipotesi considerate il volume totale delle ceneri pesanti prodotte è stimato in 1.400.000 m³.
- Una produzione di gesso di qualità commerciale che, nel caso in cui non trovi collocazione sul mercato, deve essere smaltito in discarica per rifiuti speciali non pericolosi. Il quantitativo annuo prodotto è di circa 425.000 t con massa volumica di circa 0,75 t/m³; nelle ipotesi considerate il volume totale è stimato in 14.000.000 m³.

Per il corretto smaltimento di detti rifiuti è necessario prevedere l'individuazione di un sito, nell'area oggetto della concessione mineraria, sul quale sia possibile realizzare una discarica per rifiuti speciali non pericolosi con una volumetria utile dell'ordine dei 21.000.000 m³ (nel caso si preveda di smaltire anche il quantitativo totale di gessi prodotti). In alternativa, individuare procedimenti di recupero che ne riducono il quantitativo da inviare a discarica dipendenti dal mercato sardo e dalla qualità dei gessi, anticipando comunque che tale soluzione potrà, al più, interessare quantità marginali dei rifiuti.

Scarichi

L'impiego di un sistema di raffreddamento del condensatore a circuito aperto comporterebbe una portata di acqua mare pari a 80.000 m³/h.

Centrale di potenza costituita da un impianto di combustione a letto fluido circolante atmosferico (AFBC), con desolforazione in situ e dotata di sistema FGD.

Emissioni in atmosfera

Questa soluzione in genere è in grado di garantire le seguenti emissioni:

- SO_x con concentrazioni intorno a 150 mg/Nm³;
- NO_x con concentrazioni intorno a 63 mg/Nm³;
- polveri con concentrazioni intorno a 5 mg/Nm³.

Le quantità annue delle emissioni sono stimate rispettivamente:

- SO_x pari a 2.633 t/a;
- NO_x pari a 1.097 t/a;
- PST pari a 88 t/a.

La soluzione non risulta in grado di rispettare i limiti per le emissioni in atmosfera imposti dal Decreto VIA 4.08.1999 relativamente alla quantità annua di SO_x superata di oltre il 15 punti percentuali.

Rifiuti solidi

Questa soluzione comporta:

- una produzione di ceneri leggere da inviare in discarica per rifiuti speciali non pericolosi pari a circa 183.000 t/a con massa volumica di circa 0,75 t/m³; nelle ipotesi considerate il volume totale delle ceneri prodotte è stimato in 6.100.000 m³.
- Una produzione di ceneri pesanti da inviare in discarica per rifiuti speciali non pericolosi di circa 879.000 t/a con massa volumica di circa 1,9 t/m³; nelle ipotesi considerate il volume totale delle ceneri pesanti prodotte è stimato in 11.575.000 m³.

- Una produzione di gesso di qualità commerciale che, nel caso in cui non trovi collocazione sul mercato, deve essere smaltito in discarica per rifiuti speciali non pericolosi. Il quantitativo annuo prodotto è di circa 76.000 t con massa volumica di circa 0,75 t/m³; nelle ipotesi considerate il volume totale è stimato in 2.500.000 m³.

Per il corretto smaltimento di detti rifiuti è necessario prevedere l'individuazione di un sito, nell'area oggetto della concessione mineraria, sul quale sia possibile realizzare una discarica per rifiuti speciali non pericolosi con una volumetria utile dell'ordine dei 20.000.000 m³ (nel caso si preveda di smaltire anche il quantitativo totale di gessi). In alternativa, individuare procedimenti di recupero che ne riducono il quantitativo da inviare a discarica, dipendenti dalle esigenze del mercato sardo e dalla qualità dei gessi, anticipando comunque che tale soluzione potrà, al più, interessare quantità marginali dei rifiuti.

Lo smaltimento dei rifiuti per impianti AFBC necessita di discariche di grandi dimensioni la cui ubicazione nell'area oggetto della concessione mineraria potrebbe essere di non facile individuazione.

Scarichi

L'impiego di un sistema di raffreddamento del condensatore a circuito aperto comporterebbe una portata di acqua mare pari a 93.000 m³/h.

Centrale di potenza costituita da un impianto di combustione a letto fluido pressurizzato (PFBC), con desolforazione in "situ", integrato con FGD.

Emissioni in atmosfera

Questa soluzione in genere è in grado di garantire le seguenti emissioni:

- SO_x con concentrazioni intorno a 150 mg/Nm³;
- NO_x con concentrazioni intorno a 63 mg/Nm³;
- polveri con concentrazioni intorno a 5 mg/Nm³.

Le quantità annue delle emissioni sono stimate rispettivamente:

- SO_x pari a 2.445 t/a;
- NO_x pari a 1.019 t/a;
- PST pari a 81 t/a.

La soluzione non risulta in grado di rispettare i limiti per le emissioni in atmosfera imposti dal Decreto VIA 4.08.1999 relativamente al quantitativo annuo di SO_x superato di oltre il 7 punti percentuali.

Rifiuti solidi

Questa soluzione comporta:

- una produzione di ceneri leggere da inviare in discarica per rifiuti speciali non pericolosi pari a circa 170.000 t/a con massa volumica di circa $0,75 \text{ t/m}^3$; nelle ipotesi considerate il volume totale delle ceneri prodotte è stimato in $5.600.000 \text{ m}^3$.
- Una produzione di ceneri pesanti da inviare in discarica per rifiuti speciali non pericolosi di circa 596.000 t/a con massa volumica di circa $1,9 \text{ t/m}^3$; nelle ipotesi considerate il volume totale delle ceneri pesanti prodotte è stimato in $7.800.000 \text{ m}^3$.
- Una produzione di gesso di qualità commerciale che, nel caso in cui non trovi collocazione sul mercato, deve essere smaltito in discarica per rifiuti speciali non pericolosi. Il quantitativo annuo prodotto è di circa 70.000 t con massa volumica di circa $0,75 \text{ t/m}^3$; nelle ipotesi considerate il volume totale è stimato in $2.300.000 \text{ m}^3$.

Per il corretto smaltimento di detti rifiuti è necessario prevedere l'individuazione di un sito, nell'area oggetto della concessione mineraria, sul quale sia possibile realizzare una discarica per rifiuti speciali non pericolosi con una volumetria utile dell'ordine dei $15.700.000 \text{ m}^3$ (nel caso si preveda di smaltire anche il quantitativo totale di gessi). In alternativa, individuare procedimenti di recupero che ne riducono il quantitativo da inviare a discarica, dipendenti dalle esigenze del mercato sardo e dalla qualità dei gessi, anticipando comunque che tale soluzione potrà, al più, interessare quantità marginali.

Lo smaltimento dei rifiuti per impianti PFBC necessita di discariche di grandi dimensioni la cui ubicazione nell'area oggetto della concessione mineraria potrebbe essere di non facile individuazione

Scarichi

L'impiego di un sistema di raffreddamento del condensatore a circuito aperto comporterebbe una portata di acqua mare pari a $81.000 \text{ m}^3/\text{h}$.

Centrale di potenza costituita da un impianto di gassificazione integrato con ciclo combinato (IGCC).

Emissioni in atmosfera

Questa soluzione in genere è in grado di garantire le seguenti emissioni:

- SO_x con concentrazioni intorno a 150 mg/Nm^3 ;
- NO_x con concentrazioni intorno a 100 mg/Nm^3 ;
- polveri con concentrazioni intorno a 5 mg/Nm^3 .

Le quantità annue delle emissioni sono stimate rispettivamente:

- SO_x pari a 1520 t/a;
- NO_x pari a 1013 t/a;

- PST pari a 80 t/a.

La soluzione risulta in grado di rispettare i limiti per le emissioni in atmosfera imposti dal Decreto VIA 4.08.1999.

Rifiuti solidi

Questa soluzione comporta:

- una produzione di fanghi da inviare in discarica per rifiuti speciali non pericolosi pari a circa 2.458 t/a con massa volumica di circa 1 t/m^3 ; nelle ipotesi considerate il volume totale è stimato in 61.000 m^3 .
- Una produzione di ceneri vetrificate da inviare in discarica per rifiuti speciali non pericolosi di circa 224.000 t/a con massa volumica di circa $1,35 \text{ t/m}^3$; nelle ipotesi considerate il volume totale è stimato in $4.000.000 \text{ m}^3$.

Per il corretto smaltimento di detti rifiuti è necessario prevedere l'individuazione di un sito, nell'area oggetto della concessione mineraria, sul quale sia possibile realizzare una discarica per rifiuti inerti con una volumetria utile dell'ordine dei $4.000.000 \text{ m}^3$ o in alternativa, individuare destinazioni di recupero che ne riducono il quantitativo da inviare a discarica, anche alla luce della particolare considerazione che la normativa dedica al recupero di tali residui.

Scarichi

L'impiego di un sistema di raffreddamento del condensatore a circuito aperto (come nel caso dell'IGCC del Sulcis da 450 MWe) comporterebbe una portata di acqua mare pari a $64.000 \text{ m}^3/\text{h}$.

Conclusioni

Dall'analisi delle implicazioni ambientali per le diverse tecnologie analizzate, si evince quanto segue:

- relativamente alle emissioni in atmosfera, tutte le soluzioni tecnologiche hanno la potenzialità teorica di ridurre le concentrazioni di NO_x e polveri ai livelli imposti dal decreto VIA 04.08.1999. Per quanto riguarda le emissioni totali annue, i limiti del decreto VIA vengono certamente soddisfatti dall'impianto IGCC, mentre per gli impianti supercritici potrebbe manifestarsi la necessità di un sovradimensionamento dell'impianto di abbattimento o una riduzione dei contenuti di zolfo nella miscela di combustibile. Le altre soluzioni tecnologiche basate su letti fluidi presentano produzioni scostanti nella quantità di SO_x che richiederebbero altri accorgimenti progettuali.

Le soluzioni che globalmente presentano il minor impatto ambientale sono costituite dagli impianti a vapore supercritici (SPCCP) equipaggiati con sistema SNOX e dagli impianti a gassificazione a ciclo combinato (IGCC) come è sinteticamente indicato nelle tabelle 2 e 3.

- Relativamente allo smaltimento dei rifiuti solidi, la tecnologia che presenta il minore impatto con l'ambiente risulta la IGCC sia per il quantitativo che per la qualità dei rifiuti prodotti. Al livello immediatamente superiore si colloca l'impatto della soluzione impiantistica basata sulla tecnologia SPCC con sistema SNOX, in quanto, anche se l'ammontare dei rifiuti risulta di entità paragonabile a quello dell'impianto IGCC, altrettanto non può dirsi per le caratteristiche qualitative. Relativamente alle altre soluzioni considerate, come può vedersi dalla tabella 4, i letti fluidi e gli impianti che impiegano il sistema di desolforazione FGD richiederebbero delle discariche di dimensioni notevolmente superiori;
- relativamente agli scarichi, ed in particolare a quelle provenienti dal sistema di raffreddamento del condensatore a circuito aperto, in tabella 5 sono indicate le portate di acqua mare utilizzate qualora questo sistema venisse impiegato. Dalla tabella si rileva che tutte le soluzioni tecnologiche individuate necessitano di maggiori quantità d'acqua mare rispetto a quella del gassificatore Sulcis, con conseguenti adeguamenti nel sistema di scarico.

Tabella 1a. Normativa di riferimento per le emissioni atmosferiche.

Emissioni gassose mg/Nm ³ O ₂ residuo 6%	Limiti di emissione Normativa di riferimento Direttiva 2001/80/CE	Limiti Decreto VIA 04.08.1999 (*)
NO ₂	200	175
SO ₂	200	150
PST	30	5

(*) I limiti prescritti nel decreto VIA sono stati ricalcolati considerando come O₂ il 6% anziché il 15% di O₂, visto che la normativa prevede tale tenore di ossigeno per impianti alimentati con combustibile solido

Tabella 1b. Normativa di riferimento per i rifiuti solidi e gli scarichi.

Rifiuti Solidi	Prescrizioni normative	Normativa di riferimento
Classificazione	Criteri di ammissibilità dei rifiuti in discarica	DM 13.03.2003
Caratteristiche discariche	requisiti operativi e tecnici per i rifiuti e le discariche	D. Lgs. n° 36 del 13.01.2003
Acque reflue industriali (*)	Limiti di emissione	Tab. 3 dell'all. 5 D.Lgs. n° 152 del 11.05.1999

(*) Tra i diversi parametri, quello di maggiore interesse per la centrale è la temperatura a causa delle emissioni termiche del sistema di raffreddamento del condensatore. La nota 1 della tabella 3 specifica che per lo scarico in mare la temperatura non deve superare i 35°C e l'incremento di temperatura del corpo recipiente non deve in nessun caso superare i 3°C oltre i 1000 metri di distanza dal punto di immissione.

Tabella 2. Emissioni atmosferiche per ciascuna soluzione impiantistica e limiti massimi da rispettare.

Emissioni gassose mg/m ³	Tecnologia					Limiti Decreto VIA 04.08.1999 (*)
	SPCC con SNOX	SPCC con FGD	AFBC con FGD	PFBC con FGD	IGCC	Limiti di concentrazione mg/m ³ O ₂ residuo 6%
NO _x	20	100	63	63	100	175
SO _x	150	150	150	150	150	150
PST	5	5	5	5	5	5

(*) I limiti prescritti nel decreto VIA sono stati ricalcolati considerando come O₂ il 6% anziché il 15%, visto che la normativa prevede tale tenore di ossigeno per impianti alimentati con combustibile solido.

Tabella 3. Emissioni massime atmosferiche per ciascuna soluzione impiantistica e limiti massimi da rispettare.

Emissioni gassose t/anno	Tecnologia					Limiti Decreto VIA 04.08.1999 (*)
	SPCC con SNOX	SPCC con FGD	AFBC con FGD	PFBC con FGD	IGCC	Flussi di massa complessivi t/anno
NO _x	318	1592	1097	1019	1013	2015
SO _x	2388	2388	2633	2445	1520	2280
PST	80	80	88	81	80	103

(*) I flussi di massa complessivi sono riferiti a 7500 ore/anno di funzionamento

Tabella 4. Flussi di residui solidi per ciascuna soluzione impiantistica e impianto di smaltimento previsto.

Tecnologia	Residui prodotti	Classificazione	Quantitativo residui (m ³)	Impianto di smaltimento
SPCC con SNOX	Ceneri leggere	non pericoloso	7.000.000	Discarica per rifiuti non pericolosi
	Residui pesanti			
SPCC con FGD	Ceneri leggere	non pericoloso	7.000.000	Discarica per rifiuti non pericolosi
	Residui pesanti			
	Gessi	non pericoloso	14.000.000	Destinati alla vendita in alternativa smaltibili di discarica per speciali non pericolosi
AFBC con FGD	Residui DeSOx interna	non pericoloso	11.575.000	Discarica per rifiuti non pericolosi
	Ceneri leggere		6.100.000	
	Gessi	non pericoloso	2.500.000	Destinati alla vendita in alternativa smaltibili di discarica per speciali non pericolosi
PFBC con FGD	Residui DeSOx interna	non pericoloso	7.800.000	Discarica per rifiuti non pericolosi
	Ceneri leggere		5.600.000	
	Gessi	non pericoloso	2.300.000	Destinati alla vendita in alternativa smaltibili di discarica per speciali non pericolosi
IGCC	Fanghi	non pericoloso	61.000	Discarica per rifiuti non pericolosi
	Ceneri vetrificate	Inerte o non pericoloso	4.000.000	Discarica per rifiuti inerti o per non pericolosi (*)

(*) Poiché il rifiuto non è classificabile in maniera univoca, l'impianto di smaltimento definitivo potrebbe anche essere una discarica per rifiuti non pericolosi.

Tabella 5. Caratteristiche dello scarico del sistema di raffreddamento.

Caratteristiche emissioni liquide	IGCC Sulcis da 450 MWe	Tecnologia Centrale da 650 MWe				
		SPCC con SNOX	SPCC con FGD	AFBC con FGD	PFBC con FGD	IGCC
Portata d'acqua (m³/h)	57.200 (*)	80.000	80.000	93.000	81.000	64.000
Gradiente termico (°C)	7,9	8	8	8	8	8

(*) La portata acqua mare è costituita da: 41.000 m³/h per il condensatore, 15.700 m³/h per i cicli chiusi, 500 m³/h per il dissalatore.

Allegato 1. Caratterizzazione ceneri leggere provenienti dalla centrale termica ENEL Sulcis.

SARDINIA SERVICE S.p.A.
AMBIENTE - SICUREZZA - QUALITÀ

Rapporto di prova n° 1520
del 01/04/98 - pag. 1/1

Cliente: ENEL S.p.A.
Area Operativa Sulcis
Zona ind.le Portovesime
09010 PORTOSCUSO

CARATTERIZZAZIONE RIFIUTI SOLIDI

CAMPIONE: Ceneri leggere (CER 100102)
PROVENIENZA: ENEL CTE SULCIS - Portoscuso
PRELIEVO DEL: 26/03/98 **ESEGUITO DA:** Vs. personale
OGGETTO: Solido palabile di colore grigio

Parametri analitici	Unità	quantificata	Limiti tab. 1.1	metodi di riferimento
CH		10.9	---	IRSA-CNR quad. n° 64/01
Frazione residua a 110 °C	%	52.9	---	IRSA-CNR quad. n° 64/02
Frazione residua a 600 °C	%	75.3	---	IRSA-CNR quad. n° 64/02
Peso specifico	g/cm³	0.73	---	IRSA-CNR quad. n° 64/03
Arsenico	mg/Kg	< 1	100	IRSA-CNR quad. n° 64/10
Bario	mg/Kg	< 1	500	IRSA-CNR quad. n° 64/10
Cadmio	mg/Kg	6	100	IRSA-CNR quad. n° 64/10
Cromo esavalente	mg/Kg	< 1	100	IRSA-CNR quad. n° 64/16
Cromo totale	mg/Kg	13	---	IRSA-CNR quad. n° 64/10
Mercurio	mg/Kg	< 1	100	IRSA-CNR quad. n° 64/10
Piombo	mg/Kg	172	5000	IRSA-CNR quad. n° 64/10
Rame totale	mg/Kg	26	---	IRSA-CNR quad. n° 64/10
Rame (composti solubili)	mg/Kg	< 1	5000	IRSA-CNR quad. n° 64/10
Selenio	mg/Kg	< 1	100	IRSA-CNR quad. n° 64/10
Tellurio	mg/Kg	< 1	100	IRSA-CNR quad. n° 64/10

DI CESSIONE IN ACIDO ACETICO 0.5 M (DELIBERA DEL C.I. DEL 27/07/84)

Parametri analitici	Unità	quantificata	Limiti tab. A	metodi di riferimento
Arsenico	mg/l	< 0.10	0.50	IRSA-CNR quad. n° 64/ap
Bario	mg/l	< 3.03	---	IRSA-CNR quad. n° 64/ap
Cadmio	mg/l	< 0.01	0.02	IRSA-CNR quad. n° 64/ap
Cromo esavalente	mg/l	< 0.03	0.20	IRSA-CNR quad. n° 64/ap
Cromo totale	mg/l	< 0.03	1.00	IRSA-CNR quad. n° 64/ap
Mercurio	mg/l	< 0.003	0.003	IRSA-CNR quad. n° 64/ap
Piombo	mg/l	< 0.03	0.20	IRSA-CNR quad. n° 64/ap
Rame	mg/l	< 0.03	0.10	IRSA-CNR quad. n° 64/ap
Selenio	mg/l	< 0.02	0.03	IRSA-CNR quad. n° 64/ap
Tellurio	mg/l	< 0.02	---	IRSA-CNR quad. n° 64/ap

CLASSIFICAZIONE: Le concentrazioni dei parametri considerati sono inferiori ai limiti previsti dalla tab. 1.1 della delibera del C.I. 27/7/84. La denominazione dei rifiuti fra le concentrazioni rilevate e la rispettiva C.I. è inferiore a 1. Il rifiuto viene classificato SPECIALE NON PERICOLOSO ai sensi del D.Lgs. n° 22/97.
E' smaltibile in discarica di 2a categ. tipo B in quanto i tenori dei metalli pesanti rilevati nell'eluito proiettato con l'acqua sono inferiori a 10 volte i limiti previsti dalla tabella A della legge 319/76.

ANALISI CHIMICO-FISICHE DEI MATERIALI

Studio di fattibilità PROGETTO INTEGRATO MINIERA-CENTRALE

Parte I

Capitolo 1.3.2 – Verifica della applicabilità delle autorizzazioni ambientali già ottenute dal progetto IGCC alle nuove soluzioni individuate

Premessa

Al fine di individuare le istanze autorizzative della nuova centrale, si rende necessario il riesame di tutta la documentazione presentata per l'ottenimento delle autorizzazioni alla realizzazione dell'impianto IGCC Sulcis.

La documentazione presentata per l'impianto IGCC è suddivisa in:

- documentazione relativa alle diverse istanze autorizzative che sono state rilasciate in sede di conferenza dei servizi, così come previsto dallo stesso DPR 28.01.1994;
- documentazione relativa al procedimento di caratterizzazione della qualità ambientale di suolo e sottosuolo dell'area individuata per la costruzione dell'impianto IGCC, ai sensi del DM n. 471 del 25.10.1999;
- documentazione necessaria per l'ottenimento del parere favorevole del Ministero dell'Ambiente in sede di procedura di VIA.

Procedimento autorizzativo

L'iter autorizzativo ha avuto inizio nel luglio 1999, con la presentazione delle prime istanze, e si è concluso con il Provvedimento autorizzativo rilasciato dal Comune di Portoscuso a conclusione della Conferenza dei servizi del 28.03.2000.

Le istanze presentate sono state:

- Autorizzazione alla costruzione ed esercizio ai sensi del DPR 203/88;
- Concessione edilizia;
- Procedura di notifica (DPR 175/88) e Nulla Osta del Comando dei Vigili del Fuoco per l'ottenimento del certificato di prevenzione incendi;
- Nulla osta costruzione opere costituenti ostacolo al volo a bassa quota;
- Concessione edilizia nastri da miniera;
- Concessione edilizia nastri da porto;
- Concessione demaniale;

- Autorizzazione allo scarico;
- Autorizzazione per la realizzazione dell'elettrodotto in cavo interrato a 220 kV;
- Rimozione materiale dall'area destinata alla costruzione dell'impianto ai sensi del D.Lgs. 22/97.

La documentazione allegata a ciascuna istanza nonché le relative date di consegna e di rilascio delle autorizzazioni e i destinatari a cui sono state inviate, è riportata nella tabella 1.

L'iter autorizzativo dell'impianto IGCC si è concluso con il relativo provvedimento rilasciato dal Comune di Portoscuso durante la conferenza di servizi del 28.03.2000, che approva i progetti presentati da ATI Sulcis e ne autorizza la costruzione e l'esercizio delle opere e degli impianti.

Nel provvedimento il Comune precisa che i lavori debbano iniziare entro e non oltre i 12 mesi dalla data del presente provvedimento, in caso contrario dovrà essere presentata istanza diretta ad ottenere il rinnovo dello stesso, e che debbano essere completati entro cinque anni dalla data di inizio lavori. Nonostante sia stata ottenuta la proroga di un anno sull'inizio lavori previsto dal provvedimento, lo stesso è da considerarsi decaduto in quanto i lavori per la costruzione dell'impianto non sono mai stati iniziati.

Per quanto riguarda l'iter autorizzativo del nuovo impianto, potrà seguire la procedura semplificata, vista la proroga di fatto della Legge 55/02 ai sensi dell'art. 1-sexies, comma 8 della Legge 290/03 e successiva sentenza della Corte Costituzionale n. 06/04.

Tabella 1. Elenco istanze autorizzative presentate per l'impianto IGCC

	Documentazione presentata	Destinatari	Data di consegna	Data di autorizzazione
Autorizzazione alla costruzione ed esercizio ai sensi del DPR 203/88	Allegati alla domanda: Progetto impianto comprendente una descrizione del ciclo produttivo, delle tecnologie per prevenire l'inquinamento, quantità e qualità emissioni. Perizia giurata che attesta la qualità e la quantità delle emissioni degli inquinanti previsti Planimetrie e sezioni	Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato Ministero dell'Ambiente Ministero della Sanità Regione Sardegna Comune di Portoscuso	14/09/99	28/03/2000 (provvedimento autorizzativo n.3130 del Comune di Portoscuso)
Concessione edilizia	Allegati alla domanda: relazione tecnica di caratterizzazione degli edifici Progetto impianto comprendente una descrizione del ciclo produttivo, delle tecnologie per prevenire l'inquinamento, quantità e qualità emissioni Relazione tecnica sulla caratterizzazione degli edifici ai fini dell'abbattimento delle barriere arcitettoniche Descrizione generale del sistema di acqua mare e acque reflue Relazione tecnica del sistema di trattamento acque reflue Planimetrie e piante	Consorzio NISI Comune di Portoscuso	29/07/99	28/03/2000 (provvedimento autorizzativo n.3130 del Comune di Portoscuso)

	Documentazione presentata	Destinatari	Data di consegna	Data di autorizzazione
Procedura di notifica (DPR 175/88) e Nulla Osta del Comando dei Vigili del Fuoco per l'ottenimento del certificato di prevenzione incendi	Allegati alla domanda: Progetto impianto comprendente una descrizione del ciclo produttivo, delle tecnologie per prevenire l'inquinamento, quantità e qualità emissioni Progetto preliminare impianto antincendio	Comando Provinciale VVFF Comitato Tecnico Regionale presso Ispettorato Regionale VV.FF. Regione Autonoma della Sardegna, Assessorato Difesa e Ambiente	25/10/99	28/03/2000 (provvedimento autorizzativo n.3130, Comune di Portoscuso)
Nulla osta costruzione opere costituenti ostacolo al volo a bassa quota	Allegati alla domanda: carta tecnica militare 1:25000 con ubicazione impianto disposizione generale impianto e sezioni	ENAC ENAV Aeronautica Militare	28/07/99	28/03/2000 (provvedimento autorizzativo n.3130, Comune di Portoscuso)
Concessione edilizia nastri da miniera a IGCC	Allegati alla domanda: Progetto impianto comprendente una descrizione del ciclo produttivo, delle tecnologie per prevenire l'inquinamento, quantità e qualità emissioni Planimetria generale Planimetria catastale percorso nastri carbone Piante e viste nastri	Consorzio NISI Comune di Portoscuso	29/07/99	28/03/2000 (provvedimento autorizzativo n.3130, Comune di Portoscuso)

	Documentazione presentata	Destinatari	Data di consegna	Data di autorizzazione
Concessione edilizia nastri da porto a IGCC	Allegati alla domanda: Progetto impianto comprendente una descrizione del ciclo produttivo, delle tecnologie per prevenire l'inquinamento, quantità e qualità emissioni Planimetria generale Planimetria catastale percorso nastri carbone Piante e viste nastri Relazione tecnica sulla caratterizzazione dei nastri trasportatori	Consorzio NISI Comune di Portoscuso	29/07/99	28/03/2000 (provvedimento autorizzativo n.3130, Comune di Portoscuso)
Concessione demaniale	Allegati alla domanda: Rapporto tecnico, planimetrie generali, disposizione generale del circuito generale dell'acqua di circolazione Relazione tecnica, computo metrico estimativo, sezioni e planimetrie delle opere di presa e delle condotte di adduzione Sezioni e planimetrie della stazione di filtrazione e pompaggio Relazione tecnica, computo metrico estimativo, sezioni e planimetrie del ponte sopra i canali di scarico Descrizione, piante e sezioni, impatto termico del collettore di scarico a mare	Capitaneria di Porto di Cagliari Capitaneria di Porto del Circondario Marittimo di S. Antioco Ufficio Dogana di Cagliari- sezione di Portovesme	23/07/99	28/03/2000 (provvedimento autorizzativo n.3130, Comune di Portoscuso)

	Documentazione presentata	Destinatari	Data di consegna	Data di autorizzazione
Autorizzazione allo scarico	Allegati alla domanda: descrizione generale progetto relazione tecnica sul sistema di trattamento acque reflue planimetria, sezioni della linea sottomarina Planimetria generale del circuito acqua di circolazione	Provincia di Cagliari, Assessorato Tutela Ambiente	23/07/99	28/03/2000 (provvedimento autorizzativo n.3130, Comune di Portoscuso)
Autorizzazione per la realizzazione dell'elettrodotto in cavo interrato a 220 kV	Allegati alla domanda: corografia documentazione progettuale	Regione Autonoma della Sardegna, Assessorato Industria, Settore Fonti Energetiche Regione Autonoma della Sardegna, Assessorato Pubblica Istruzione, Beni Culturali, Informazione Sport e Spettacolo, Ufficio Tutela del Paesaggio per la Provincia di Cagliari Sopraintendenza Archeologica della Province di Cagliari e Oristano Sopraintendenza Beni Ambientali, Architettonici, Artistici e Storici delle Province di Cagliari e Oristano Consorzio NISI Comune di Portoscuso Ministero delle Comunicazioni, Ispettorato Territoriale della Sardegna	27/09/99	28/03/2000 (provvedimento autorizzativo n.3130, Comune di Portoscuso)

		Enel-Divisione Distribuzione, Direzione di Cagliari		
		Enel-Divisione Trasmissione, Direzione di Cagliari		
Rimozione materiale dall'area destinata alla costruzione dell'impianto ai sensi del D.Lgs. 22/97		Regione Autonoma della Sardegna, Assessorato alla Difesa Ambiente Provincia di Cagliari, Assessorato alla Difesa Ambiente	25/11/99	28/03/2000 (provvedimento autorizzativo n.3130, Comune di Portoscuso)

Caratterizzazione del sito

Per il rispetto degli obblighi previsti dall'art. 17 del D. Lgs. n. 22 del 05.02.1997 e dal D.M. n. 471 25.10.1999, si è proceduto alla caratterizzazione della qualità ambientale di suolo e sottosuolo dell'area individuata per la costruzione dell'impianto.

La documentazione prodotta per tale scopo è stata la seguente:

- Relazione geotecnica (ISMES) Doc. n. RAT-STA-489/97 (22.04.97)
- Rapporto tecnico finale attività di campagna (ISMES) Doc. RAT-STA-1311/97 (08.08.1997)
- Geotechnical report ISMES Doc. n. RAT-STA-1548/97 (07.10.97)
- Indagini preliminari per la caratterizzazione chimico ambientale dei terreni superficiali, rapporto tecnico (ISMES) Doc. n. RAT-STA-1465/97 (15.09.1997).
- Indagini preliminari per la caratterizzazione chimico-ambientale dei terreni superficiali. Realizzazione di pozzetti esplorativi integrativi. Rapporto tecnico ISMES Doc. n. RAT-STA-1929/97 (05.12.1997). Addendum al Doc. n. RAT-STA-1465/97
- Impianto IGCC-“Final geotchnical report” R325/19 del settembre 1999 (SOIL Srl)
- Studio geoambientale e progetto di bonifica per l'area IGCC di Portoscuso (Bossich, ottobre 1999)
- Indagine geognostica per l'individuazione di fusti metallici interrati presso l'area della centrale IGCC di Portoscuso –Relazione Bossich (luglio 2000)
- Addendum al rapporto geotecnico R325/19 del settembre 1999 (02.10.2000)
- “Bonifica area impianto IGCC - Analisi di rischio” 02.10.2000 (STI). Integrazione allo studio geoambientale Bossich per problematiche fanghi rossi.

Lo “*Studio geoambientale e progetto di bonifica per l'area IGCC di Portoscuso*” (studio Bossich) compiuto nell'ottobre 1999 e successivamente integrato nell'ottobre 2000, è il documento conclusivo finalizzato all'accertamento delle condizioni chimico-ambientali del sito che integra ed approfondisce le precedenti indagini eseguite da ISMES.

Lo studio ha avuto come obiettivi:

- la definizione della qualità del suolo e sottosuolo, delle caratteristiche dei vari materiali depositati sul sito (fanghi rossi Eurallumina, sedimenti di dragaggio del porto, altri residui di provenienze diverse);
- la definizione della qualità delle acque di falda superficiale.

Per il raggiungimento degli obiettivi sono state svolte le seguenti attività:

- piano di investigazione iniziale sul sito;
- caratterizzazione fisico-meccanica sui campioni di matrice solida prelevati;
- analisi chimiche per definire il tipo ed il grado di inquinamento, effettuate su parte dei campioni prelevati;
- prelievo campioni acque di falda su piezometri già installati da Eurallumina, e prelievo campioni acque superficiali provenienti dal lago Silvio;
- analisi chimiche sulle acque;

- valutazioni sui risultati delle analisi svolte

Lo studio ha evidenziato che su parte dei campioni prelevati durante la fase di investigazione sono stati rilevati valori di concentrazione di vanadio eccedenti i limiti normativi.

Per quanto riguarda invece la situazione delle acque nel sottosuolo, il quadro ambientale idrochimico è risultato alterato dalla presenza anomala di metalli già a monte dell'area oggetto dello studio.

In data 29.06.2000 il Comune di Portoscuso si è espresso circa le condizioni del sito con il documento *“osservazioni sullo studio geoambientale condotto per ATI Sulcis sull'area della Centrale IGCC”* (allegato 1).

Dall'analisi del documento si evince che, secondo il Comune, non è necessario bonificare l'area dai fanghi rossi, nonostante il superamento dei limiti del DM 471/99 per il vanadio, in quanto non si evidenziano situazioni di rischio per la salute pubblica. Inoltre le operazioni di pavimentazione dei suoli e di controllo delle acque meteoriche sono state reputate sufficienti per la messa in sicurezza del sito.

Gli unici interventi necessari consistono nell'asportazione totale dei rifiuti giacenti sul suolo costituiti da residui edili, da demolizioni ferrose e da ceneri, per un totale di 220 m³.

Successivamente con l'emanazione del DM 12.03.2003 *“Perimetrazione del sito di interesse nazionale del Sulcis-Iglesiente-Guspinese”* (allegato 2) il Ministero dell'Ambiente ha approvato il perimetro provvisorio al cui interno la Regione Sardegna individuerà le aree che dovranno essere sottoposte a caratterizzazione ai sensi dell'ex art.22 D.Lgs. 22/97 (aree inserite nel Piano Regionale di bonifica), dell'all. 1 del DM 15.05.89 (aree oggetto di attività potenzialmente inquinanti), degli artt. 7,8,9 del DM 471/99 (aree oggetto di notifiche), nonché delle aree oggetto di contaminazione passiva causata da ricaduta atmosferica, ruscellamento di acque contaminate, abbandono o seppellimento rifiuti.

Alla luce del suddetto Decreto, dovrà essere pertanto valutata la validità del documento emesso dal Comune, in quanto la conclusione procedimentale già conseguita potrebbe perdere di validità.

Procedura VIA

I documenti prodotti per la VIA sono stati:

- Studio di Impatto Ambientale, consegnato in data 26.09.1997 (indice SIA riportato in allegato 3);
- Addendum allo studio di impatto ambientale, trasmesso con nota del 29.04.1998 e pervenuto in data 06.05.1998;
- approfondimenti trasmessi dal proponente con nota del 03.06.1998, pervenuta in data 10.06.98 a seguito della riunione istruttoria del 20.05.98;
- controdeduzioni del proponente alla inchiesta pubblica (I^a fase) trasmesse con nota del

- 15.07.98;
- ulteriori approfondimenti trasmessi dal proponente con nota del 28.07.1998, pervenuta in data 29.07.1998 a chiarimento della riunione svoltasi nel corso del sopralluogo del 08.06.1998;
 - foto aeree della zona circostante l'area del progetto, trasmesse con nota del 30.07.1998, pervenuta in data 06.08.1998;
 - nota del 31.07.1998, pervenuta in data 11.08.1998 in cui si comunica che, a seguito di formale richiesta del Comitato di Coordinamento del Piano di sviluppo minerario ed energetico del Sulcis Iglesiente, il proponente ha individuato una serie di modifiche progettuali che consentono di incrementare l'efficienza dell'impianto. Nella stessa nota il proponente anticipa che verrà prodotto un aggiornamento al capitolo 3 del SIA (quadro di riferimento progettuale);
 - addendum n. 2, contenente il nuovo capitolo 3 del SIA (quadro di riferimento progettuale che include la descrizione delle modifiche progettuali), consegnato in data 09.10.1998 nel corso della già menzionata riunione in pari data e già trasmesso con nota del 08.10.98;
 - copia integrale dei chiarimenti richiesti con nota del 04.12.98;
 - documentazione consegnata durante la riunione del 19.02.99.

La procedura di VIA si è conclusa con il parere favorevole del Ministero dell'Ambiente contenuto nel decreto di pronuncia di compatibilità ambientale del 04.08.1999.

Il giudizio positivo sulla compatibilità ambientale del Progetto è stato espresso a condizione che si rispettassero delle precise prescrizioni ambientali relativamente a:

1. emissioni in atmosfera;
2. caratteristiche combustibile integrativo;
3. monitoraggio emissioni in atmosfera;
4. monitoraggio della qualità dell'aria, delle deposizioni al suolo di inquinanti atmosferici e biomonitoraggio;
5. recupero ed inserimento ambientale
6. discariche rifiuti;
7. controllo e mitigazione degli impatti sulle risorse idriche superficiali e marine;
8. monitoraggio acque sotterranee;
9. progetto e gestione della fase di cantiere;
10. inquinamento acustico;
11. acque reflue di provenienza meteorica;
12. sistema di trasporto carbone/ceneri;
13. audit ambientale;
14. piano di dismissione dell'impianto;
15. minimizzazione delle emissioni polverulente;
16. minimizzazione delle emissioni gassose diffuse;
17. analisi dei rischi.

In particolare:

1. con riferimento alle emissioni in atmosfera, vengono previsti i seguenti limiti di emissione delle sostanze nei fumi, riferiti a 8000 ore annue di funzionamento dell'impianto, più restrittivi di quelli contenuti nel DPR 28.01.1994:

Sostanza	Quantità (t/anno)
SO ₂	2.440
NO _x (come NO ₂)	2.150
PTS	110
CO	1.600

Tabella 2. Limiti di emissione dei flussi di massa complessivi

2. Relativamente alle caratteristiche del combustibile integrativo si specifica che dovrà essere costituito esclusivamente da carbone di importazione con contenuto massimo di zolfo dell'1% e contenuto massimo di ceneri del 10%.
3. Per quanto riguarda le prescrizioni relative al controllo delle emissioni in atmosfera, si prevede la presentazione da parte del proponente all'Autorità competente, del piano di monitoraggio e delle relative modalità di gestione.
4. Per la valutazione dello stato della qualità dell'aria e dei relativi impatti in termini di deposizioni al suolo di inquinanti atmosferici, si prevede la realizzazione di un sistema di monitoraggio in accordo con le autorità competenti.
5. La VIA prescrive la predisposizione e l'attuazione di un piano relativamente al recupero ed inserimento ambientale dell'impianto.
6. Le prescrizioni relative ai rifiuti individuano i requisiti minimali delle discariche per i rifiuti non conformi ai limiti di accettabilità previsti dalla normativa in vigore.
7. Per il controllo e la mitigazione degli impatti sulle risorse idriche superficiali e marine e sugli ecosistemi ivi presenti, si prescrivono gli elementi che devono essere contenuti nel piano dei lavori relativo alla realizzazione dell'opera di scarico delle acque di raffreddamento.
8. Per il controllo e la mitigazione degli impatti sulle acque sotterranee, la VIA prevede il controllo delle falde secondo un opportuno piano di monitoraggio avviato almeno un anno prima dell'entrata in esercizio dell'impianto.
9. Le prescrizioni relative al progetto e alla gestione della fase di cantiere, sono relative ai contenuti dello schema organico di cantierizzazione.
10. Per l'inquinamento acustico, la VIA oltre a considerare vincolanti i livelli di emissione sonora indicati nel SIA, prescrive la realizzazione di campagne di misura del rumore

ambientale necessarie per porre in atto adeguate misure di riduzione nel caso in cui non vengano rispettati i limiti fissati.

11. Relativamente alle acque reflue di provenienza meteorica, si prescrive il controllo di idoneità allo scarico, in base alla normativa vigente, per tutte le acque meteoriche drenate nell'area di impianto.
12. Per i sistemi di trasporto carbone/ceneri, la VIA specifica che devono essere ridotte l'emissioni diffuse di polveri, le manutenzioni in linea, l'inquinamento acustico diffuso.
13. La produzione di un audit ambientale deve rispondere ai criteri EMAS di cui al regolamento CEE n. 93/1836.
14. Il VIA prescrive che prima dell'entrata in esercizio della centrale, venga presentato il piano di dismissione dell'impianto.
15. Per le emissioni polverulente le prescrizioni specificano di adottare le migliori tecnologie disponibili per minimizzarle, di redigere un piano di manutenzione programmata, di monitoraggio e controllo di qualità con relativo manuale.
16. Per la minimizzazione delle emissioni diffuse dalle diverse sorgenti, si prevede la realizzazione di un piano di manutenzione programmata, di monitoraggio e controllo di qualità con relativo manuale.
17. Per l'analisi dei rischi, il proponente dovrà presentare un'analisi delle eventuali anomalie, incidenti e malfunzionamenti e la conseguente analisi dei rischi per l'ambiente e la popolazione; nonché l'indicazione delle misure progettuali, gestionali e di pronto intervento atte a ridurre le loro probabilità di accadimento.

In linea di principio, una nuova ipotesi impiantistica dovrebbe affrontare l'intera procedura di VIA ex novo, così come riaffronta l'intero iter autorizzativo, come precedentemente detto.

D'altra parte, il vincolo di base per il nuovo impianto è proprio il rispetto degli esiti della procedura di VIA dell'impianto IGCC Sulcis, cosicché possono essere immaginate previsioni normative specifiche, a livello di DPR, che tengano conto di tale peculiarità. Tale aspetto è specificatamente oggetto del Capitolo 1.3.3.

Allegato 1. Osservazioni del Comune di Portoscuso sullo studio geoambientale sull'area della centrale IGCC Sulcis.

04/07 '00 12:40 FAX 0781 006726

COMUNE PORTOSCUSO



COMUNE DI PORTOSCUSO
PROVINCIA DI CAGLIARI

PROT. N° 5113

DATA: 28.6.2000

Al Sindaco

Alla Giunta Municipale

OSSERVAZIONI SULLO STUDIO GEOAMBIENTALE
CONDOTTO PER CONTO DI ATI SULCIS
SULL'AREA DELLA CENTRALE I.G.C.C. IN AREA INDUSTRIALE DI PORTOVESME

Dalla lettura dello studio inviato a questa Amm.ne con nota di accompagnamento datata 1° giugno 2000 da ATI Sulcis, si evince che l'area della centrale IGCC, denominata "Sa Foxi" è stata sottoposta ad una serie di accertamenti tendenti ad evidenziare eventuali compromissioni (inquinamento) dei suoli e della falda.

Le aree in questione presentano alcune situazioni, peraltro già note a questa Amm.ne, che vengono evidenziate:

1. Presenza di circa 168.000 m³ di fanghi rossi conferiti dalla Soc. Eurallumina sino al 1975 Circa (sia alla realizzazione dell'attuale bacino dei fanghi rossi);
 2. Presenza di circa 90 m³ di anelli circolari in cls;
 3. Presenza di residui edili circa 95 m³;
 4. Presenza di residui da demolizioni ferrose circa 15 m³;
 5. Presenza di ceneri circa 20 m³;
- ATI Sulcis inoltre dichiara la presenza di melme naturali per 131.000 m³.

La norma che regola le situazioni evidenziate è il D.Lgs. n° 22 del 05.02.1997 art. 17, infa- per quanto riguarda i punti 2, 3, 4, 5, la legge prevede la raccolta ed il corretto avviamento (smaltimento o altro).

Per quanto riguarda il punto 1. considerato che il conferimento dei fanghi rossi fu regolarmente autorizzato, pur in presenza del superamento dei limiti del 471/99 per il vanadio, non è previsto l'obbligo di azioni di bonifica, non essendosi evidenziate situazioni di rischio per la salute pubblica.

Si osserva peraltro che il superamento del limite per il vanadio è poco significativo; si vuole peraltro evidenziare che qualsiasi intervento di bonifica o messa in sicurezza di questi fanghi non produrrebbe nessun beneficio ambientale per la presenza, in adiacenza, del bacino dei fanghi rossi che contiene diversi milioni di metri cubi degli stessi rifiuti.

Richiamato il verbale di riunione, tenutasi il 19 aprile 2000 presso il Comune di Portoscuso, alla quale hanno partecipato ATI Sulcis (ing. Cavalli, Dott. Scrinzi, Dott. Lugaresi), e gli Amm.ri Comunali coadiuvati dal servizio tecnico si conferma la validità delle osservazioni dell'ATI che ritiene sufficiente la pavimentazione dei suoli con il controllo delle acque meteoriche come forma di messa in sicurezza.

In tal modo infatti si evita qualsiasi contatto delle acque meteoriche con i fanghi rossi e quindi la lisciviazione degli stessi;

Tuttavia si osserva che altri studi condotti nel sito hanno evidenziato l'interessamento della falda da parte di acque già contaminate provenienti da notevoli distanze (vedi indagine ambientale del P.M.P. Portoscuso del 22 febbraio 2000), ciò avviene per via degli elevati coefficienti di permeabilità dei suoli dell'area industriali di Portovesme.

Tali problemi sono ovviamente da risolvere a monte del lotto della centrale IGCC ed al momento sono oggetto di interesse del Comitato per il Disinquinamento. Si riscontra inoltre lo sporadico superamento di alcuni limiti del 471/99 su alcuni campioni a dimostrare, come già a conoscenza di questa Amm.ne, che nel lotto in questione, nel passato, furono conferiti in modo incontrollato, piccole quantità di rifiuti di vario tipo. Queste ultime situazioni sono del tutto irrilevanti rispetto alla entità del lotto IGCC e possono essere risolte, se e dove necessario, con la semplice asportazione dei rifiuti.

Conclusioni.

Quanto evidenziato dall'indagine geoambientale ATI Sulcis - Sonde! non evidenzia la presenza di situazioni che giustificano l'applicazione dell'art. 17 del D.Lgs. n° 22 del 05.02.1997 e quindi del Regolamento Attuativo 471/99, pertanto per quanto riguarda gli interventi di bonifica contemplati dalla legge, gli unici interventi previsti consistono nell'asportazione totale dei rifiuti giacenti nel suolo e di cui ai punti 2, 3, 4, 5, esclusi i fanghi rossi, e l'asportazione di altri rifiuti (solo in presenza di superamento dei limiti del 471) che dovessero essere rinvenuti nell'area.

Tali attività non prevedono alcuna autorizzazione preventiva, ma possono essere esperite direttamente da parte dei soggetti obbligati dandone semplicemente comunicazione alle Autorità ed Enti interessati. Eventuali quote residue di fanghi rossi che possono derivare dalle operazioni di scavo nelle aree IGCC potranno essere conferite nell'adiacente bacino dei fanghi rossi, trattandosi degli stessi rifiuti.

Per quanto riguarda le "melme naturali", queste non sono assoggettate al regime del D.Lgs n° 22 possono essere movimentate e riallocate (sempre nello stesso lotto) nell'ambito delle attività comprese nel progetto per la realizzazione della centrale.

Anche i rifiuti inerti possono essere riutilizzati seguendo le procedure di legge nell'ambito dello stesso lotto, sentita la Provincia e rilevato che tali rifiuti non sono pericolosi.



Distinti saluti

IL RESPONSABILE DELL'UFFICIO ECOLOGICO

Porceddu Massimo
(P.I. Massimo Porceddu)

DECRETO MINISTERIALE DEL 12/03/2003
PERIMETRAZIONE DEL SITO DI INTERESSE NAZIONALE DEL
SULCIS-IGLESIENTE-GUSPINESE

IL MINISTRO DELL'AMBIENTE E DELLA TUTELA DEL TERRITORIO

VISTA LA LEGGE 8 LUGLIO 1986, N. 349 RECANTE "ISTITUZIONE DEL MINISTERO DELL'AMBIENTE E NORME IN MATERIA DI DANNO AMBIENTALE";

VISTO IL DECRETO LEGISLATIVO 5 FEBBRAIO 1997 N. 22 "ATTUAZIONE DELLE DIRETTIVE 91/156/CEE SUI RIFIUTI, 91/689/CEE SUI RIFIUTI PERICOLOSI E 94/62/CE SUGLI IMBALLAGGI E SUI RIFIUTI DI IMBALLAGGIO" E SUCCESSIVE INTEGRAZIONI E MODIFICAZIONI;

VISTO IN PARTICOLARE L'ART. 17 DEL DECRETO LEGISLATIVO 5 FEBBRAIO 1997 N. 22 CHE DISCIPLINA LE ATTIVITÀ DI BONIFICA E RIPRISTINO AMBIENTALE DEI SITI INQUINATI;

VISTA LA LEGGE 9 DICEMBRE 1998, N. 426 CONCERNENTE "NUOVI INTERVENTI IN CAMPO AMBIENTALE" ED IN PARTICOLARE L'ART. 1, COMMI 3 E 4, CHE PREVEDONO, TRA L'ALTRO, L'ADOZIONE DEL PROGRAMMA NAZIONALE DI BONIFICA E RIPRISTINO AMBIENTALE DEI SITI INQUINATI, L'IDENTIFICAZIONE DI UN PRIMO ELENCO DI INTERVENTI DI BONIFICA DI INTERESSE NAZIONALE E LA PERIMETRAZIONE DEGLI AMBITI COMPRESI NEGLI INTERVENTI DI INTERESSE NAZIONALE PARTE DEL MINISTRO DELL'AMBIENTE SENTITI I COMUNI INTERESSATI;

VISTO IL DECRETO MINISTERIALE 25 OTTOBRE 1999, N. 471 CONCERNENTE "REGOLAMENTO RECANTE CRITERI, PROCEDURE E MODALITÀ PER LA MESSA IN SICUREZZA, LA BONIFICA E IL RIPRISTINO AMBIENTALE DEI SITI INQUINATI, AI SENSI DELL'ART.17 DEL DECRETO LEGISLATIVO 5 FEBBRAIO 1997, N.22, E SUCCESSIVE MODIFICAZIONI E INTEGRAZIONI";

VISTO IL DECRETO LEGGE 12 GIUGNO 2001, N. 217, COORDINATO CON LA LEGGE DI CONVERSIONE 3 AGOSTO 2001, N. 317 RECANTE "MODIFICAZIONI AL DECRETO LEGISLATIVO 30 LUGLIO 1999, N. 300 NONCHÉ ALLA LEGGE 23 AGOSTO 1999, N. 400 IN MATERIA DI ORGANIZZAZIONE DEL GOVERNO";

VISTA LA NOTA PROT.N.12568 DEL 21 APRILE 1999 CON LA QUALE LA REGIONE AUTONOMA SARDEGNA CHIEDE L'INSERIMENTO DELLE AREE MINERARIE DISMESSE DEL SULCIS-IGLESIENTE-GUSPINESE TRA I SITI DA SOTTOPORRE AD INTERVENTI DI BONIFICA E RIPRISTINO AMBIENTALE DI INTERESSE NAZIONALE;

VISTO IL DECRETO MINISTERIALE 18 SETTEMBRE 2001, N. 468 "REGOLAMENTO RECANTE: PROGRAMMA NAZIONALE DI BONIFICA E RIPRISTINO AMBIENTALE" CHE INDIVIDUA IL SITO DI "SULCIS-IGLESIENTEGUSPINESE" COME INTERVENTO DI BONIFICA DI INTERESSE NAZIONALE;

VISTA LA NOTA PRAT. N.11051/RIBO/DI/B DEL 16 NOVEMBRE 2001 INDIRIZZATA AI COMUNI DI ARBUS, ASSEMINI, BUGGERU, CALASETTA, CAPOTERRA, CARBONIA, CARLOFORTE DOMUS DE MARIA, DOMUSNOVAS, FLUMINIMAGGIORE, GIBA, GONNESA, GONNOSFANADIGA, GUSPINI, IGLESIAS, MASAINAS, MUSEI, NARCAO, NUXIS, PABILLONIS, PERDAXIUS, PISCINAS, PORTOSCUSO, PULA, SAN GAVINO MONREALE, SAN GIOVANNI SUERGIU, SANTADI, SANT'ANNA ARRESI, SANT'ANTIOCO, SARROCH, SILIQUA, TEULADA, TRATALIAS, UTA VALLERMOSA, VILLA SAN PIETRO, VILLACIDRO,

VILLAMASSARGIA, VILLAPERUCCIO E PER CONOSCENZA ALLA REGIONE SARDEGNA CON LA QUALE SI TRASMETTE LA PROPOSTA DI PERIMETRAZIONE PROVVISORIA DEL SITO "SULCIS- IGLESIENTE-GUSPINESE";

VISTA LA NOTA PROT. N. 12610 DEL 3 DICEMBRE 2001, CON LA QUALE IL COMUNE DI ARBUS ACCETTA DI ESSERE RICOMPRESO NELLA PERIMETRAZIONE PROVVISORIA TRASMESSA CON NOTA PROT. N.11051/RIBO/DI/B DEL 16 NOVEMBRE 2001;

VISTA LA NOTA PROT. N. 67 DELL'8 GENNAIO 2002, CON LA QUALE IL COMUNE DI CALASETTA TRASMETTE LE PLANIMETRIE DELLE AREE RITENUTE POTENZIALMENTE INQUINATE;

VISTA LA NOTA PROT. N. 1837/RIBO/DI/B DEL 20 FEBBRAIO 2002 CON LA QUALE SI SOLLECITA IL PARERE DEI DEI RESTANTI COMUNI ALLA PROPOSTA DI PERIMETRAZIONE TRASMESSA CONNOTA PROT N. 11051/RIBO/DI/B DEL 16 NOVEMBRE 2001;

VISTA LA NOTA PROT. N. 1946 DEL 27 FEBBRAIO 2002, CON LA QUALE IL COMUNE DI CARLOFORTE COMUNICA CHE NEL TERRITORIO DEL COMUNE MEDESIMO NON ESISTONO SITI INQUINATI;

VISTA LA NOTA PROT. N. 2111 DEL I° MARZO 2002, CON LA QUALE IL COMUNE DI CITA ESPRIME PARERE FAVOREVOLE ALLA PERIMETRAZIONE TRASMESSA CON NOTA PROT. N. 11051/RIBO/DI/B DEL 16 NOVEMBRE 2001;

VISTA LA NOTA PROT. N. 3073 DEL 5 MARZO 2002, A QUALE IL COMUNE DI SAN GAVINO MONREALE ESPRIME PARERE FAVOREVOLE ALLA PERIMETRAZIONE TRASMESSA CON NOTA PROT. N.11051/RIBO/DI/B DEL 16 NOVEMBRE 2001;

VISTA LA NOTA PROT. N. 1270 DELL'11 MARZO 2002, CON LA QUALE IL COMUNE DI MUSEI INVIA COPIA DELLA DELIBERAZIONE DEL CONSIGLIO COMUNALE DEL 6 MARZO 2002 CON LA QUALE SI ESPRIME PARERE FAVOREVOLE ALLA PERIMETRAZIONE TRASMESSA CON NOTA PROT. N.11051/RIBO/DI/B DEL 16 NOVEMBRE 2001;

VISTA LA NOTA PROT. N. 8835 DEL 12 MARZO 2002, CON LA QUALE IL COMUNE DI IGLESIAS ESPRIME PARERE FAVOREVOLE ALLA PERIMETRAZIONE TRASMESSA CON NOTA PROT. N. 11051/RIBO/DI/B DEL 16 NOVEMBRE 2001;

VISTA LA NOTA PROT. N. 2178 DEL 13 MARZO 2002, CON LA QUALE IL COMUNE DI VILLAMASSARGIA ESPRIME PARERE FAVOREVOLE ALLA PERIMETRAZIONE TRASMESSA CON NOTA PROT. N. 11051/RIBO/DI/B DEL 16 NOVEMBRE 2001;

VISTA LA NOTA PROT. N. 16435 DEL 4 GIUGNO 2002, CON LA QUALE LA REGIONE SARDEGNA PROPONE DI RETTIFICARE LA PERIMETRAZIONE TRASMESSA CON NOTA PROT. N.11051/RIBO/DI/B DEL 16 NOVEMBRE 2001 ESCLUDENDO DALLA STESSA IL TERRITORIO DEI COMUNI DI MUSEI, PABILLONIS E SAN GAVINO MONREALE;

VISTA LA NOTA PROT. N. 3182 DEL 21 GIUGNO 2002, CON LA QUALE IL COMUNE DI MUSEI TRASMETTE LA DELIBERAZIONE DEL CONSIGLIO COMUNALE CHE CONFERMA IL PARERE FAVOREVOLE ALLA PERIMETRAZIONE, TRASMESSA CON NOTA PROT. N.11051/RIBO/DI/B DEL 16 NOVEMBRE 2001, GIA ESPRESSO CON LA DELIBERA 6 MARZO 2002 E CHIEDE ALLA REGIONE DI NON ESSERE ESCLUSO DA DETTA PERIMETRAZIONE;

VISTA LA NOTA ROT. N. 30819 DEL 18 OTTOBRE 2002 CON LA QUALE LA REGIONE SARDEGNA TRASMETTE AI COMUNI INTERESSATI E PER CONOSCENZA AL MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA TUTELA DEL TERRITORIO LA NUOVA PERIMETRAZIONE DEL SITO SULCIS-IGLESIENTE-GUSPINESE NELLA QUALE I COMUNI DI MUSEI, PAPILLONIS E SAN GAVINO MONREALE NON VENGONO PIÙ RICOMPRESI NEL SITO DI INTERESSE NAZIONALE E QUELLI DI ASSEMINI, CAPOTERRA, CARBONIA, DOMUS DE MARIA, DOMUSNOVAS, GONNOSFANADIGA, GUSPINI, IGLESIAS, PULA, SANT'ANNA ARRESI, SARROCH, SILIQUA, TEULADA, UTA, VALLERMOSA, VILLA SAN PIETRO, VILLACIDRO, VILLAMASSARGIA VEDONO L'ESCLUSIONE DI PARTE DEI LORO TERRITORI RISPETTO ALLA PERIMETRAZIONE TRASMESSA CON NOTA PROT. N.11051/RIBO/DIJB DEL 16 NOVEMBRE 2001;

VISTA LA NOTA PROT. N. 6076 DEL 18 NOVEMBRE 2002 CON LA QUALE IL COMUNE DI MUSEI CONCORDA CON LA NUOVA PERIMETRAZIONE PROPOSTA DALLA REGIONE AUTONOMA SARDEGNA, PRECISANDO CHE TALE ADESIONE NON DEVE PRECLUDERE IN ALCUN MODO IL FUTURO INSERIMENTO DEL TERRITORIO COMUNALE DI MUSEI NELLA DELIMITAZIONE DEL GEOPARCO;

VISTA LA NOTA PROT. N. 38576 DEL 17 DICEMBRE 2002, CON LA QUALE LA REGIONE SARDEGNA, SENTITI I COMUNI INTERESSATI, INVIA LA NUOVA PROPOSTA DI PERIMETRAZIONE DEL SITO DI INTERESSE NAZIONALE "SULCIS-IGLESIENTE-GUSPINESE" EVIDENZIANDO CHE HANNO ESPRESSO PARERE FAVOREVOLE ALLA NUOVA PERIMETRAZIONE REGIONALE SOLO I COMUNI DI ASSEMINI, SAN GAVINO MONREALE, MUSEI, SANT'ANNA ARRESI, MENTRE IL COMUNE DI GONNOSFANADIGA HA CHIESTO L'INTEGRALE INSERIMENTO DEL PROPRIO TERRITORIO NEL PERIMETRO E GLI ALTRI COMUNI NON HANNO FORNITO ALCUN PARERE ENTRO IL TERMINE DI 10 GIORNI FISSATO DALLA REGIONE MEDESIMA;

RITENUTO DI DOVER PREVEDERE, ALL'INTERNO DEL PERIMETRO ALLEGATO AL PRESENTE DECRETO, LA CARATTERIZZAZIONE DELLE AREE INSERITE NEL PIANO REGIONALE DI BONIFICA EX ART. 22 DEL DECRETO LEGISLATIVO 5 FEBBRAIO 1997, N. 22, DELLE AREE OGGETTO DI ATTIVITÀ POTENZIALMENTE INQUINANTI, INDIVIDUATE NELL'ALLEGATO 1 DEL D.M. 16 MAGGIO 1989, DELLE AREE OGGETTO DI NOTIFICHE AI SENSI DEGLI ARTICOLI 7, 8 E 9 DEL D. M. 25 OTTOBRE 1999, N. 471, NONCHÉ DELLE AREE OGGETTO DI CONTAMINAZIONE PASSIVA CAUSATA DA RICADUTA ATMOSFERICA DI INQUINANTI, RUSCELLAMENTO DI ACQUE CONTAMINATE, ABBANDONO O SEPPELLIMENTO DI RIFIUTI, SUBORDINANDO L'UTILIZZO DELLE AREE RIENTRANTI NELLE TIPOLOGIE SOPRA RICHIAMATE ALL'ACCERTAMENTO DI CONFORMITÀ DEI SUOLI AI VALORI LIMITE FISSATI NEL D.M. 471/99 PER LE SPECIFICHE DESTINAZIONI D'USO PREVISTE DAGLI STRUMENTI URBANISTICI VIGENTI NONCHÉ ALLA VERIFICA CHE DETTO UTILIZZO NON PREGIUDICHI LA BONIFICA DELLA FALDA OVE NECESSARIA;

RITENUTO DI DOVER AFFIDARE ALLA REGIONE SARDEGNA L'INDIVIDUAZIONE, ALL'INTERNO DEL PERIMETRO ALLEGATO AL PRESENTE DECRETO, DELLE AREE DI CUI AL PRECEDENTE PUNTO;

RITENUTO DI DOVER COMPRENDERE NEL PERIMETRO ANCHE L'AREA MARINA PER UN'ESTENSIONE DI 3 KM DALLA COSTA E COMUNQUE ENTRO LA BATIMETRIA DI 50 METRI CHE SARÀ SOTTOPOSTA A CARATTERIZZAZIONE NEI TRATTI CORRISPONDENTI ALLE AREE, INTERNE AL PERIMETRO, INDIVIDUATE DALLA REGIONE AI SENSI DEL PRECEDENTE COMMA;

RITENUTO DI DOVER AFFIDARE ALLA REGIONE LA FUNZIONE DI ASSICURARE LA CARATTERIZZAZIONE DELLE AREE INDIVIDUATE, FERMO RESTANDO GLI OBBLIGHI POSTI IN CARICO DALLA LEGGE AI SOGGETTI RESPONSABILI DELL'INQUINAMENTO O DEL PERICOLO DI INQUINAMENTO, ANCHE OPERANDO DIRETTAMENTE CON LE RISORSE ASSEGNATE DAL PROGRAMMA NAZIONALE DELLE BONIFICHE DI CUI AL DECRETO MINISTERIALE 18 SETTEMBRE 2001, N. 468 NEL CASO DI AREE PUBBLICHE NONCHÉ DI AREE OGGETTO DI CONTAMINAZIONE PASSIVA;

DECRETA

ARTICOLO 1

1. E' approvato il perimetro provvisorio indicato nella cartografia in scala 1: 500.000, allegata al presente decreto.
2. La Regione Sardegna, entro 30 giorni dalla data di pubblicazione del presente Decreto, all'interno del perimetro provvisorio, individua le aree inserite nel Piano regionale di bonifica ex art. 22 del decreto legislativo 5 febbraio 1997, n. 22, le aree oggetto di attività potenzialmente inquinanti, individuate nell'allegato 1 del D.M. 16 maggio 1989, le aree oggetto di notifiche ai sensi degli articoli 7, 8 e 9 del D. M. 25 ottobre 1999, n. 471, nonché le aree oggetto di contaminazione passiva causata da ricaduta atmosferica di inquinanti, ruscellamento di acque contaminate, abbandono o eppellimento di rifiuti;
3. Le aree marine comprese nel perimetro provvisorio indicato nella cartografia in scala 1:500.000, allegata al presente Decreto saranno sottoposte ad interventi di caratterizzazione nei tratti corrispondenti alle aree che saranno individuate dalla Regione ai sensi del precedente comma 2;
4. La Regione Sardegna assicura la caratterizzazione delle aree individuate ai sensi dei precedenti commi 2 e 3;
5. L'utilizzo delle aree individuate dalla Regione Sardegna ai sensi del precedente comma 2 è subordinato all'accertamento, a seguito della caratterizzazione, della conformità dei suoli ai valori limite fissati nel D.M. 471/99 per le specifiche destinazioni d'uso previste dagli strumenti urbanistici vigenti nonché alla verifica che detto utilizzo non pregiudichi la bonifica della falda ove necessaria;
6. L'individuazione di cui al comma 2 non esclude l'obbligo di bonifica di ulteriori aree all'interno del perimetro che dovessero risultare inquinate;
7. La perimetrazione potrà essere modificata con Decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio nel caso in cui dovessero essere individuate altre aree esterne al perimetro provvisorio con una possibile situazione di inquinamento;
8. La cartografia ufficiale è conservata in originale presso il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio ed in copia conforme presso la Regione Sardegna.

ARTICOLO 2

1. Il presente Decreto, n l'allegato, sarà pubblicato nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana.

ALLEGATO

[(Cartografia omessa)]_____

INDICE

1. INTRODUZIONE GENERALE
 - 1.1 PREMESSA
 - 1.2 L'IMPIANTO IGCC E LA CONCESSIONE INTEGRATA
 - 1.3 RICHIAMI SUL GIACIMENTO CARBONIFERO DEL SULCIS
 - 1.3.0 Generalità
 - 1.3.1 Cenni storici sul bacino carbonifero del Sulcis
 - 1.3.2 La riattivazione del bacino carbonifero del Sulcis
 - 1.3.3 Il progetto Carbosulcis
 - 1.3.4 I protagonisti del rilancio del polo carbonifero del Sulcis
 - 1.4 IMPIANTI IGCC IN FUNZIONE O IN COSTRUZIONE NEL MONDO
 - 1.5 CRITERI DI REDAZIONE DELLO STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE
 - 1.6 FONTI
2. QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO
 - 2.0 GENERALITÀ
 - 2.1 LA SITUAZIONE MINERARIA SULCITANA E LE IPOTESI DI UTILIZZO DEL CARBONE DEL SULCIS
 - 2.1.1 La riattivazione della coltivazione mineraria del Sulcis nel 1985
 - 2.1.2 Lo studio di fattibilità della Regione Sardegna sulla gassificazione del carbone del Sulcis 1987-89
 - 2.1.3 Il piano di disinquinamento per il risanamento dell'area ad alto rischio ambientale del territorio del Sulcis-Iglesiente e lo sviluppo congiunto minerario ed energetico del Sulcis-Iglesiente

- 2.1.4 L'accordo di programma tra la Presidenza del Consiglio dei Ministri ,
gli Enti locali e l'ENEL
- 2.1.5 La gara per l'affidamento in concessione delle attività minerarie ed
energetiche
- 2.1.6 La convenzione tra ATI e comitato di Coordinamento
- 2.2 IL QUADRO PIANIFICATORIO NAZIONALE , REGIONALE E LOCALE IN CUI SI
INSERISCE IL PROGETTO
 - 2.2.1 Piano energetico nazionale
 - 2.2.2 Altri strumenti di programmazione e finanziamento
 - 2.2.3 Programmazione e pianificazione regionale
 - 2.2.3.1 Indirizzi di programmazione e pianificazione
 - 2.2.3.2 Strumenti di programmazione e pianificazione regionale
 - 2.2.4 Strumenti di programmazione e pianificazione intermedi
 - 2.2.4.1 Piano Territoriale Paesistico delle isole di S. Pietro e S.
Antioco
 - 2.2.4.2 Piano Regolatore dell' Area di Sviluppo Industriale
 - 2.2.4.3 Il Piano dei Trasporti della Provincia di Cagliari
 - 2.2.5 Strumenti di pianificazione e programmazione locali - Il Piano
Regolatore Generale Comunale (PRGC) di Portoscuso
 - 2.2.6 Altre pianificazioni di interesse
- 2.3 IL PROGETTO E LA PIANIFICAZIONE : COERENZE RELATIVE ED EVENTUALI
DISARMONIE
 - 2.3.1 Scenari di riferimento dei piani
 - 2.3.2 Opzioni di tutela , sviluppo e trasformazione dei piani : rapporti col
progetto IGCC
- 2.4 RIFERIMENTI NORMATIVI
- 2.5 FONTI

3. QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

3.1 ANALISI DEL PROGETTO IN RELAZIONE AL SUO INSERIMENTO NEL TERRITORIO

3.1.1 Attività e risorse socio-economiche indotte dall'opera

3.1.2 Servizi esterni su cui l'opera può interferire

3.2 ANALISI DELLA DOMANDA E DELL'OFFERTA

3.2.1 Natura della produzione

3.2.2 Domanda

3.2.3 Grado di copertura della domanda

3.2.4 Evoluzione della domanda e dell'offerta

3.3 DESCRIZIONE DEL PROGETTO

3.3.0 Generalità

3.3.1 Caratteristiche del progetto di massima

3.3.1.1 Caratteristiche generali

3.3.1.2 Principali sistemi di impianto

3.3.1.3 Descrizione sintetica dell'impianto

3.3.2 Condizionamenti e vincoli del progetto

3.3.2.1 Condizionamenti indotti dalla natura dei luoghi

3.3.2.2 Norme e prescrizioni di strumenti urbanistici

3.3.2.3 Vincoli

3.3.3 Criteri generali di progetto

3.3.3.1 Introduzione

3.3.3.2 Dati di sito

3.3.3.3 Criteri di progetto dell'impianto

3.3.4 Descrizione funzionale dei sistemi principali

- 3.3.4.1 Impianto di produzione del gas di sintesi
- 3.3.4.2 Impianto produzione ossigeno
- 3.3.4.3 Isola di potenza
- 3.3.4.4 Servizi di Impianto IGCC (Balance of plant)

3.3.5 Infrastrutture

- 3.3.5.1 Sistema carbone
- 3.3.5.2 Sistema ceneri
- 3.3.5.3 Sistema zolfo

3.3.6 Principali caratteristiche tecniche dell'Impianto

- 3.3.6.0 Dati generali di Impianto
- 3.3.6.1 Impianto di produzione del syngas
- 3.3.6.2 Impianto di produzione ossigeno
- 3.3.6.3 Ciclo combinato
- 3.3.6.4 Dati sulle infrastrutture

3.3.7 Descrizione dei sistemi di contenimento e di trattamento degli inquinanti

3.3.8 Criteri di scelta della tecnologia impiegata e alternative considerate

3.3.9 Esame delle alternative progettuali

- 3.3.9.1 Alternative di ubicazione di impianto
 - 3.3.9.1.1 Ubicazione di impianto nell'area industriale di Portovesme
 - 3.3.9.1.2 Sistemazione impianto a bocca di miniera
- 3.3.9.2 Configurazione impiantistica del gassificatore
- 3.3.9.3 Trasporto del carbone
- 3.3.9.4 Sistema di raffreddamento

3.4 ANALISI DELLE AZIONI DI PROGETTO E DELLE INTERFERENZE PRODOTTE SULL'AMBIENTE

3.4.1 Fase di cantiere

- 3.4.1.1 Predisposizione delle aree, realizzazione ed esercizio del cantiere
- 3.4.1.2 Realizzazione dell'impianto
- 3.4.1.3 Quantità e caratteristiche delle risorse utilizzate
 - 3.4.1.3.1 *Terreni*
 - 3.4.1.3.2 *Acqua*
 - 3.4.1.3.3 *Materiali impiegati per le opere civili*
 - 3.4.1.3.4 *Combustibili*
 - 3.4.1.3.5 *Personale*
- 3.4.1.4 Quantità e caratteristiche delle interferenze indotte
 - 3.4.1.4.1 *Scarichi liquidi*
 - 3.4.1.4.2 *Scarichi gassosi*
 - 3.4.1.4.3 *Rifiuti solidi*
 - 3.4.1.4.4 *Rumore*
 - 3.4.1.4.5 *Traffico*
 - 3.4.1.4.6 *Altre eventuali interferenze ambientali*
- 3.4.1.5 Misure gestionali per la mitigazione delle interferenze sull'ambiente ed interventi di ottimizzazione e di riequilibrio

3.4.2 Fase di esercizio

- 3.4.2.1 Generazione e immissione in rete di energia elettrica
- 3.4.2.2 Gestione del combustibile e di altri materiali
- 3.4.2.3 Fasi di processo che generano interferenze
- 3.4.2.4 Quantità e caratteristiche delle risorse utilizzate
 - 3.4.2.4.1 *Ingombri fisici*
 - 3.4.2.4.2 *Terreni*
 - 3.4.2.4.3 *Acqua*
 - 3.4.2.4.4 *Personale di Esercizio*

- 3.4.2.5 Quantità e caratteristiche delle interferenze indotte
 - 3.4.2.5.1 *Effluenti gassosi*
 - 3.4.2.5.2 *Effluenti liquidi*
 - 3.4.2.5.3 *Residui e sottoprodotti solidi*
 - 3.4.2.5.4 *Rumore*
 - 3.4.2.5.5 *Traffico*
 - 3.4.2.5.6 *Collocazione dei sottoprodotti solidi*
 - 3.4.2.5.7 *Protezione della falda acquifera*
- 3.4.2.6 Interventi di ottimizzazione e di riequilibrio
 - 3.4.2.6.1 Premessa
 - 3.4.2.6.2 Interventi proposti
- 3.4.3 Eventuali anomalie, incidenti possibili, malfunzionamenti di rilevanza ambientale
 - 3.4.3.1 Provvedimenti per minimizzare il rischio che si verifichino eventi accidentali
- 3.4.4 Fase di fine esercizio
- 3.4.5 Eventuali interventi di riequilibrio e compensazione
- 3.5 Normativa di riferimento
- 3.6 Fonti
- 4. QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE
 - 4.1 INQUADRAMENTO GENERALE DELL'AREA VASTA
 - 4.1.1 Identificazione del sito
 - 4.1.2 Inquadramento fisico
 - 4.1.2.1 Topografia e orografia
 - 4.1.2.2 Uso del suolo
 - 4.1.2.2.1 *Introduzione*
 - 4.1.2.2.2 *Fotointerpretazione e cartografia*
 - 4.1.2.2.3 *Analisi e considerazioni*

- 4.1.2.3 Elementi generali di idrografia
 - 4.1.2.3.1 *Caratteristiche pluviometriche*
 - 4.1.2.3.2 *Idrografia superficiale*
 - 4.1.2.3.3 *Ambiente marino*
- 4.1.2.4 Elementi generali di geomorfologia, geologia e idrogeologia
- 4.1.2.5 Cenni di sismologia
- 4.1.2.6 Inquadramento geotecnico
- 4.1.3 Inquadramento antropico
 - 4.1.3.1 Distribuzione e caratteristiche della popolazione
 - 4.1.3.2 Assetto amministrativo
 - 4.1.3.3 Assetto urbanistico-insediativo
 - 4.1.3.4 Attività antropiche
 - 4.1.3.4.0 *Introduzione*
 - 4.1.3.4.1 *Agricoltura e zootecnia*
 - 4.1.3.4.2 *L'industria*
 - 4.1.3.4.3 *Il terziario*
 - 4.1.3.5 Infrastrutture
 - 4.1.3.5.0 *Introduzione*
 - 4.1.3.5.1 *Principali infrastrutture*
 - 4.1.3.5.2 *Principali collegamenti*
 - 4.1.3.6 Inquadramento regionale relativo all'attività estrattiva e allo smaltimento dei rifiuti
 - 4.1.3.6.1 *Attività estrattiva*
 - 4.1.3.6.2 *Smaltimento dei rifiuti*
- 4.1.4 Emergenze naturalistiche e storico-culturali
 - 4.1.4.0 *Introduzione*
 - 4.1.4.1 Beni naturalistici
 - 4.1.4.2 Valori storico-culturali
 - 4.1.4.2.1 *Introduzione*

4.1.4.2.2 Beni storico-artistici e storia degli insediamenti

4.2 INDIVIDUAZIONE DEI FATTORI AMBIENTALI IN RELAZIONE ALLE INTERFERENZE DEL PROGETTO SULL'AMBIENTE

4.2.1 Criteri per la definizione dell'ambito di influenza potenziale

4.2.2 Quadro riassuntivo delle interferenze prodotte dal progetto

4.2.3 Dimensionamento degli ambiti di possibile perturbazione da analizzare in dettaglio

4.3 FATTORI E COMPONENTI AMBIENTALI PERTURBATE DAL PROGETTO

4.3.1 Atmosfera

4.3.1.1 Stato di fatto della componente

4.3.1.1.1 Climatologia e meteorologia

4.3.1.1.2 Caratterizzazione dello stato attuale della qualità dell'aria

4.3.1.2 Analisi previsiva senza e con intervento

4.3.1.2.1 Analisi dell'evoluzione dello stato di qualità dell'aria senza l'intervento proposto

4.3.1.2.2 Stima degli effetti dell'impianto

4.3.2 Ambiente idrico

4.3.2.1 Stato di fatto della componente

4.3.2.1.1 Acque interne

4.3.2.1.2 Mare

4.3.2.1.3 Qualità delle acque

4.3.2.2 Analisi previsiva senza e con intervento

4.3.2.2.1 Analisi previsiva senza intervento

4.3.2.2.2 Stima degli effetti dell'impianto

4.3.3 Suolo e sottosuolo

4.3.3.1 Stato di fatto della componente

4.3.3.1.1 Geologia, geomorfologia e idrogeologia

4.3.3.1.2 Geotecnica

4.3.3.2 Analisi previsiva senza e con intervento

4.3.3.2.1 *Geologia, geomorfologia e idrogeologia*

4.3.3.2.2 *Geotecnica*

4.3.4 **Vegetazione, flora e fauna**

4.3.4.1 Stato di fatto della componente

4.3.4.1.1 *Area di studio*

4.3.4.1.2 *Vegetazione e flora terrestri*

4.3.4.1.3 *Elementi botanici di qualità e sensibilità*

4.3.4.1.4 *Fauna vertebrata terrestre*

4.3.4.1.5 *Elementi faunistici di qualità e sensibilità*

4.3.4.1.6 *Qualità biologica dei corsi d'acqua - analisi del macrobenthos*

4.3.4.1.7 *Ambiente marino*

4.3.4.2 Analisi previsiva senza e con intervento

4.3.5 **Ecosistemi**

4.3.5.1 Stato di fatto della componente

4.3.5.1.1 *Area di studio*

4.3.5.2 Analisi previsiva senza e con intervento

4.3.6 **Salute pubblica**

4.3.6.1 Situazione statistico-sanitaria della popolazione

4.3.6.2 Esame delle previsioni di impatto sulla qualità dell'aria sotto l'aspetto igienico sanitario

4.3.7 **Rumore e vibrazioni**

4.3.7.1 Stato di fatto della componente

4.3.7.1.1 *Caratterizzazione della rumorosità ambientale attuale*

4.3.7.1.2 *Stima degli effetti degli impianti ENEL in assetto attuale*

4.3.7.2 Analisi previsiva senza e con intervento

4.3.7.2.1 *Analisi previsiva senza intervento*

4.3.7.2.2 *Analisi previsiva con intervento dell'impianto IGCC*

4.3.7.2.3 *Effetti dell'esercizio delle nuove sezioni da 320 MW e dell'impianto IGCC sulle vibrazioni*

4.3.8 **Radiazioni ionizzanti e non ionizzanti**

4.3.9 Paesaggio

4.3.9.0 Premessa

4.3.9.1 Caratterizzazione paesaggistica preesistente

4.3.9.1.1 *Bacino di intervisibilità*

4.3.9.1.2 *Il contesto paesaggistico*

4.3.9.2 Stima degli effetti sul contesto paesaggistico

4.3.9.2.0 Premessa

4.3.9.2.1 *Aspetti metodologici*

4.3.9.2.2 *Punti di vista chiave e stima delle interferenze paesaggistiche*

4.4 MODIFICAZIONE DELLE CONDIZIONI D'USO E DELLA FRUIZIONE POTENZIALE DEL TERRITORIO

4.5 IMPATTO SUL SISTEMA AMBIENTALE COMPLESSIVO E SUA PREVEDIBILE EVOLUZIONE

4.6 RIFERIMENTI NORMATIVI

4.7 FONTI

5. MONITORAGGIO E STUDI AMBIENTALI

5.1 SISTEMI DI CONTROLLO

5.1.1 Sistemi di controllo delle emissioni

5.1.2 Sistemi di monitoraggio ambientale

5.1.3 Eventuali studi integrativi

5.1.4 Sistemi di gestione e interventi in caso di situazioni particolari

5.2 RIFERIMENTI NORMATIVI

Studio di fattibilità PROGETTO INTEGRATO MINIERA-CENTRALE

Parte I

Capitolo 1.3.3 – Individuazione delle modifiche al quadro ambientale ipotizzato dal DPR 28.01.1994

L'accettabilità di una diversa soluzione tecnologica rispetto all'impianto IGCC nel contesto del Sulcis Iglesiente richiede un adeguamento del quadro pianificatorio ambientale, che discende dalla dichiarazione di area ad elevato rischio di crisi ambientale e che, per il comparto energetico-minerario è contenuto nel D.P.R. 28.01.1994.

Tale DPR definisce la compatibilità di nuovi insediamenti energetici nel Sulcis Iglesiente, limitandoli ad un impianto IGCC da 450 MW ed imponendo un insieme di interventi di ristrutturazione sugli impianti esistenti, dove, anche dopo la ristrutturazione, l'utilizzo del carbone Sulcis è comunque limitato.

Nel contesto della situazione ambientale del Sulcis Iglesiente, un ipotesi di potenziamento energetico può essere accettabile solo se conforme ai principi alla base del DPR 28.01.94 e, quindi, se caratterizzata da un impatto non maggiore di quello della centrale IGCC prevista in tale DPR. Poiché, nel frattempo, con lo sviluppo della procedura VIA su tale centrale sono stati analizzati e definiti compiutamente gli impatti della stessa, è agli atti di tale procedura che si deve fare riferimento, cosicché una diversa ipotesi di centrale deve essere "ambientalmente migliorativa" rispetto alla centrale IGCC, come individuata nel procedimento VIA.

Il requisito per la nuova ipotesi di centrale di costituire un miglioramento rispetto all'ipotesi di centrale IGCC, induce a prendere in considerazione, anche per tale "miglioramento virtuale", ipotesi di procedimento VIA semplificato, in analogia a quanto previsto dalla normativa per miglioramenti ambientali di centrali esistenti.

Alla luce di quanto sopra, nella prospettiva della realizzazione di una nuova diversa centrale, nell'area del Sulcis Iglesiente:

- è necessario emanare un nuovo DPR, che modifichi il DPR 28.01.94, in base al quale non è possibile alcuno sviluppo energetico nel Sulcis Iglesiente, a parte la centrale IGCC;
- è opportuno prevedere, a meno di non stravolgere gli obiettivi di risanamento ambientale dell'area, che la nuova ipotesi di centrale abbia nell'insieme impatti ambientali non superiori a quelli della centrale IGCC e, quindi, nel concreto, sia complessivamente migliorativa rispetto alla centrale IGCC, come risultante dalla procedura di VIA per essa completata;

- è possibile, in considerazione della natura ambientalmente migliorativa della nuova centrale, prevedere una procedura semplificata di VIA, basata, in analogia a quella per i miglioramenti ambientali delle centrali esistenti, sulla documentazione del carattere effettivamente migliorativo della nuova ipotesi di centrale, con un pronunciamento del Ministero dell'Ambiente in tempi brevi, prevedendosi, ovviamente, in sede di tale pronunciamento, la possibilità di adeguare ed integrare le prescrizioni della pronuncia di VIA, in dipendenza delle diverse caratteristiche tecnologiche della nuova ipotesi di centrale.

Studio di fattibilità PROGETTO INTEGRATO MINIERA-CENTRALE

Parte I

Capitolo 1.4 – Proposta di una soluzione tecnologica per la centrale

Premessa

Alla luce delle valutazioni di cui ai precedenti capitoli 1.2.1 e 1.2.2 la migliore tecnologia di conversione energetica del carbone resta sempre la gassificazione integrata con impianti di generazione elettrica a cicli combinati gas-vapore, specie considerando che questa tecnologia, tra quelle esaminate, è l'unica a consentire un eventuale successivo adeguamento per la separazione e confinamento della CO₂ con eventuale co-produzione di energia elettrica e di idrogeno, quale vettore energetico ideale per il futuro, aspetto di rilevanza strategica nella prospettiva di una sempre più accreditata transizione dall'economia dei combustibili fossili verso la cosiddetta "economia dell'idrogeno".

La gassificazione è tuttavia svantaggiata sul piano economico-finanziario, come peraltro risulta dalla valutazione negativa del mercato sulla fattibilità del progetto industriale di gassificazione del carbone Sulcis di cui al D.P.R. 28 Gennaio 1994.

Si ritiene pertanto che la scelta della tecnologia di conversione energetica del carbone Sulcis su cui dovrà essere basata la realizzazione di una nuova centrale termoelettrica per l'attuazione del progetto integrato miniera-centrale oggetto del presente studio dovrà limitarsi al confronto tecnico-economico-ambientale delle due tecnologie di combustione a letto fluido e di combustione convenzionale a polverino di carbone. In tal senso viene qui di seguito approfondito il confronto tra queste ultime soluzioni tenendo conto della specificità dell'applicazione e degli inerenti vincoli ambientali.

Nei paragrafi che seguono vengono preliminarmente richiamati gli aspetti salienti delle tecnologie delle combustione in letto fluido e del carbone polverizzato con combustori convenzionali per la scelta della soluzione tecnologica da adottare per la nuova centrale. Per la soluzione tecnologica proposta viene quindi verificata la compatibilità ambientale con i vincoli ambientali fissati dalla pronuncia di VIA per l'impianto IGCC Sulcis. Vengono infine indicate le principali specifiche tecniche (costruttive e funzionali) di riferimento da assumere per la definizione del progetto.

Combustione del carbone in letto fluido.

Si fa esclusivo riferimento, in considerazione delle valutazioni di cui ai precedenti capitoli 1.2.1 e 1.2.2, alla tecnologia della combustione in letto fluido circolante a pressione atmosferica poiché si ritiene che una soluzione basata sulla tecnologia del letto fluido pressurizzato, ancora non sufficientemente dimostrata per impianti di grossa taglia, non offra adeguate garanzie di affidabilità e disponibilità.

La tecnologia della combustione in letto fluido circolante a pressione atmosferica, sulla quale è peraltro basato l'impianto in corso di costruzione presso la centrale Enel-Sulcis di Portovesme, è invece considerata sufficientemente matura, affidabile ed economica. A prescindere dai condizionamenti del contesto, questa soluzione potrebbe essere a prima vista da preferire considerate le notevoli semplificazioni impiantistiche inerenti alla sezione di controllo e di abbattimento delle emissioni di SO_x ed NO_x in atmosfera. Come già osservato, infatti, i due principali vantaggi della combustione in letto fluido sono proprio rappresentati dalla possibilità di effettuare la desolforazione "in situ", anche con carboni ad alto tenore di zolfo, e di ottenere una limitazione intrinseca della formazione degli NO_x grazie alla moderata temperatura di combustione nel letto (800-900 °C) e all'efficace controllo, con aria secondaria e terziaria, della temperatura nella zona di post-combustione (free-board); in molti casi, infatti, ciò consente di limitare il trattamento dei prodotti di combustione a valle del combustore alla sola depolverizzazione o, comunque di ridurre drasticamente l'onere delle apparecchiature per l'abbattimento a valle di SO_x ed NO_x.

Per contro, l'efficienza della conversione energetica risulta apprezzabilmente inferiore (alcuni punti di rendimento in meno) rispetto agli impianti a combustione convenzionale di polverino di carbone di più moderna concezione, per la necessità di operare con cicli subcritici, per il minore rendimento di combustione e per i maggiori assorbimenti degli apparati ausiliari.

Combustione convenzionale del carbone polverizzato.

La concorrenza esercitata dallo sviluppo di nuove tecnologie per la conversione energetica del carbone, quali la gassificazione e la combustione in letto fluido, hanno dato un rinnovato impulso, nell'ultimo decennio, al miglioramento tecnologico dei più convenzionali impianti a vapore a combustione di polverino di carbone. I miglioramenti riguardano essenzialmente l'innalzamento delle temperature e delle pressioni massime del ciclo, grazie all'impiego di materiali metallici più pregiati rispetto agli acciai al carbonio comunemente utilizzati. A seconda delle soluzioni adottate e dei corrispondenti valori della pressione (di norma ipercritica) e della temperatura massima, sono possibili rendimenti dell'ordine del 43-47% nel caso di impianti alimentati con carbone e del 42-45% nel caso di impianti alimentati con lignite (i valori più elevati si riferiscono a impianti basati su cicli con tre surriscaldamenti del vapore). Per inciso, gli impianti ipercritici realizzati nell'ultimo decennio hanno dimostrato rendimenti netti medi del 43% circa.

Il controllo delle emissioni nocive in atmosfera, oltre al controllo della formazione degli NOx durante la combustione, è effettuato a valle del generatore di vapore, essendo disponibili allo scopo svariate tecnologie per l'abbattimento di SOx, NOx e polveri.

Soluzione di riferimento proposta.

Nella fattispecie, prendendo come riferimento le stesse prescrizioni sull'impatto ambientale già stabilite dalla procedura VIA per il precedente progetto di gassificazione del carbone Sulcis, la desolforazione "in situ", possibile con la combustione in letto fluido, sarebbe estremamente problematica per le notevoli quantità di sottoprodotti solidi, assenti nel processo di gassificazione, privi peraltro di valore commerciale e classificati come rifiuti (si tratta essenzialmente di solfito di calcio, solfato di calcio e carbonato di calcio, derivanti dall'impiego di sorbenti a base di carbonato di calcio per la desolforazione, e di ceneri) da conferire in discarica per rifiuti non pericolosi (come già illustrato nel precedente capitolo 1.3). Il soddisfacimento delle prescrizioni ambientali già stabilite per il progetto IGCC-Sulcis richiederebbe in tal senso la rinuncia alla desolforazione "in situ" ed il ricorso a sistemi di abbattimento degli SOx a valle del sistema di combustione molto efficaci, adatti alla desolforazione di prodotti derivanti dalla combustione di combustibili ad alto tenore di zolfo e basati su processi innovativi senza produzione di sottoprodotti solidi (trasformazione degli SOx in acido solforico o zolfo puro) quali, in particolare, i processi catalitici SNOX con rimozione combinata di SOx e di NOx. Il ricorso a tali sistemi, che come detto rende inutile (e non opportuna) la desolforazione "in situ", farebbe venire meno i peculiari vantaggi della tecnologia del letto fluido precedentemente richiamati.

Diversamente, ipotizzando la possibilità di adattare i provvedimenti autorizzativi già acquisiti per il precedente progetto IGCC-Sulcis ad un impianto ACFBC con desolforazione "in situ", si renderebbe necessaria la disponibilità di una discarica per i succitati sottoprodotti. Con riferimento alla potenza netta ottimale di 650 MW, determinata come specificato nel seguito, alimentata con un mix di carbone Sulcis e di importazione al 50% (in termini energetici), la quantità di sottoprodotti da conferire in discarica risulterebbe dell'ordine delle 500.000 t/anno con livelli di desolforazione dell'ordine del 60% e perfino superiore a 1.000.000 t/anno con livelli di desolforazione dell'ordine dell'90%, essendo peraltro necessario, in ogni caso, un ulteriore abbattimento della SO₂ a valle del combustore.

In questa prospettiva appare pertanto più adeguata la tecnologia più convenzionale della combustione di carbone polverizzato associata alle migliori tecnologie per il controllo della formazione degli NOx durante la combustione (combustori a bassa produzione di NOx, combustione a stadi, OFA, ricircolo dei gas combusti) ed a sistemi catalitici del tipo SNOX per l'abbattimento degli SOx e degli NOx residui a valle della camera di combustione.

Questa soluzione, in conformità all'attuale stato dell'arte, consentirebbe l'impiego di cicli ipercritici ad alta temperatura (580-600 °C) con rendimenti netti non inferiori al 43% e con eccellenti prestazioni sul piano ambientale. Essa viene quindi qui assunta come sistema energetico di

riferimento con le specifiche di taglia e le prestazioni energetiche e ambientali che seguono. Questa scelta, ovviamente, non esclude la possibilità di realizzare un impianto IGCC, ovvero un impianto ACFBC, che presenti oggettivi elementi di superiorità in termini energetici e ambientali, oltre che economici.

Vincoli ambientali ed energetici

La taglia dell'impianto e le sue prestazioni sono influenzate da svariati vincoli di natura energetica e ambientale, come di seguito specificato.

Vincoli ambientali.

Al fine di semplificare l'iter autorizzativo sulle procedure di valutazione dell'impatto ambientale, in conformità alle autorizzazioni già concesse con la pronuncia di VIA per il precedente progetto IGCC-Sulcis, si assumono i seguenti vincoli sulle emissioni totali (cumulative su base annua) in atmosfera e sulle loro concentrazioni.

La tabella 1.4.1 richiama i flussi di massa complessivi di SO₂, di NO_x (espressi come NO₂), di PTS (particelle totali sospese) e di CO, che in ogni caso non potranno essere superati in un anno, riferiti a 8.000 ore/anno di funzionamento a potenza nominale continua, già prescritti dal Ministero dell'ambiente per il precedente progetto IGCC-Sulcis (D.M. 4 agosto 1999). La stessa tabella riporta anche i corrispondenti valori ridotti proporzionalmente per una utilizzazione dell'impianto di 7.500 ore/anno a potenza nominale continua.

SOSTANZA	QUANTITÀ (t/anno)	
	U=8.000 ore/anno	U=7.500 ore/anno
SO ₂	2.440	2.280
NO _x (come NO ₂)	2.150	2.015
PTS	110	103
CO	1.600	1.300

Tabella 1.4.1. Massime emissioni totali annue in atmosfera.

La tabella 1.4.2 riporta invece i valori limite delle concentrazioni di SO₂, di NO_x, (espressi come NO₂), di PTS e di CO, riferiti ad una percentuale volumetrica di ossigeno residuo nei fumi del 15% su base secca, secondo quanto prescritto dal Ministero dell'Ambiente per il precedente progetto IGCC-Sulcis (tutti i valori sono espressi in mg/Nm³). Si osserva che il riferimento ad una percentuale volumetrica di ossigeno residuo del 15% (su base secca) è prescritto per le turbine a gas mentre per gli impianti a combustione di carbone i suddetti limiti di concentrazione devono essere riferiti al 6% di ossigeno residuo. Nella stessa tabella, pertanto, sono anche riportati i valori equivalenti riferiti ad una percentuale volumetrica di ossigeno residuo nei fumi del 6% su base

secca, che rappresentano i corretti indici di riferimento da adottare per gli impianti a combustione di carbone qui considerati.

SOSTANZA	CONCENTRAZIONE (mg/Nm ³)	
	15% O ₂ residuo	6% O ₂ residuo
SO ₂	60	150
NO _x (come NO ₂)	70	175
PTS	2	5
CO	50	120

Tabella 1.4.2. Valori limite di concentrazione delle emissioni in atmosfera.

Si osserva che la tabella 1.4.2 presenta un limite di concentrazione delle emissioni di CO di 120 mg/Nm³ previsto a livello normativo per le sole turbine a gas (nel caso dell'impianto IGCC Sulcis relative al ciclo combinato). E' appena il caso di rilevare che nel caso di impianti a combustione come quelli qui considerati le emissioni di CO sono intrinsecamente di gran lunga inferiori e per questo neppure contemplate a livello normativo.

La taglia dell'impianto risulterà quindi condizionata dal rispetto dei limiti sulle emissioni totali annue di SO_x, NO_x e PTS (particelle totali sospese) e dalla tecnologia di abbattimento adottata da cui, ovviamente, dipendono anche le concentrazioni residue delle suddette sostanze.

Vincoli energetici.

Il principale vincolo energetico è determinato dal quantitativo di carbone Sulcis da utilizzare e dalla frazione di carbone Sulcis nel mix di alimentazione. Quest'ultima, come già prescritto dal D.P.R. 28 gennaio 1994 dovrà essere superiore al 50% in termini di apporto energetico, mentre la quantità di carbone Sulcis da utilizzare nell'impianto dovrà essere dell'ordine di 900.000-1.000.000 tonnellate/anno, considerata la capacità produttiva della miniera. Sulla base delle precedenti considerazioni, inoltre, il livello tecnologico dell'impianto dovrà essere tale da garantire un rendimento netto nell'ordine del 43%.

La taglia dell'impianto dipenderà, quindi, dalla quantità di carbone estero aggiunto al carbone Sulcis nel mix oltre che, come già sottolineato, dall'efficienza del sistema di abbattimento degli SO_x e dai vincoli imposti sulle emissioni totali annue e sulle concentrazioni delle emissioni in atmosfera.

Determinazione della taglia ottimale.

La taglia dell'impianto, come detto, dipende innanzitutto dalla quantità di carbone Sulcis utilizzato e dalla sua frazione nella miscela con il carbone di importazione. Questa dipendenza è rappresentata nella figura 1.4.1, che riporta il consumo di carbone Sulcis in funzione della potenza netta dell'impianto e della frazione energetica di carbone Sulcis nella miscela (considerata variabile nel campo 50-100%). Il diagramma si riferisce ad un impianto caratterizzato da un rendimento netto del 43% con una utilizzazione di 7.500 ore/anno a potenza nominale continua come precedentemente stabilito.

Per la valutazione delle prestazioni globali dell'impianto si è fatto riferimento alle caratteristiche del carbone Sulcis e di importazione assunte per il precedente progetto IGCC-Sulcis e riportate, con opportune integrazioni, nella tabella 1.4.3.

CARATTERISTICHE MEDIE (composizione su base secca)	FRAZIONE MASSICA	
	Carbone Sulcis	Carbone estero
C	58,3	75,0
H	4,5	4,0
O	10,1	8,0
S (totale)	7,3	1,0
N	1,3	1,5
INERTI	18,5	15,0
TOTALE (base secca)	100	100
UMIDITÀ (%)	10,8	12,0
PCI [kJ/kg] (secco)	23.623	28.470
PCI [kJ/kg] (umido)	20.808	24.760

Tabella 1.4.3. Caratteristiche chimico fisiche dei carboni Sulcis e di importazione.

Come si evince dalla figura 1.4.1, ad un utilizzo di carbone Sulcis pari a 1 milione di tonnellate/anno e con una frazione energetica dello stesso pari al 50%, corrisponde una potenza netta dell'impianto di circa 650-670 MW. Un aumento della frazione di carbone Sulcis a parità di potenza determina, ovviamente, un aumento del consumo dello stesso, ovvero, a parità di consumo di carbone Sulcis, una diminuzione della potenza netta. Nel primo caso, un aumento del consumo di carbone Sulcis può non essere compatibile con la capacità produttiva della miniera e, d'altra parte, può porre problemi per i maggiori oneri tecnici ed economici della desolforazione. Nel secondo caso, la riduzione della potenza utile, considerando costante la quota destinata alle esigenze di autoconsumo, determinerebbe una riduzione della redditività del progetto.

Si assume pertanto, in via preliminare, che l'impianto sia caratterizzato da una potenza netta pari a 650 MW (con rendimento netto del 43%) e venga alimentato con una miscela al 50% (in termini energetici) di carbone Sulcis rispetto al totale. A tali condizioni corrisponde, come detto, un

consumo annuo di carbone Sulcis pari a 1 milione di tonnellate circa. Questa taglia dovrà quindi risultare compatibile con i vincoli, sulle emissioni atmosferiche, fissati dalla pronuncia VIA per l'impianto IGCC Sulcis.

Compatibilità con i limiti delle emissioni di SO₂.

La figura 1.4.2 riporta, al variare della potenza netta e della frazione energetica di carbone Sulcis nel mix di alimentazione, le emissioni complessive di SO₂ su base annua nell'ipotesi che la concentrazione della SO₂ nei prodotti di combustione a valle del sistema di abbattimento sia quella limite di 150 mg/Nm³ (c.f.r. tabella 1.4.2).

Si osserva innanzitutto che la frazione di carbone Sulcis nel mix di alimentazione, a parità di potenza netta, ha un'incidenza trascurabile nei confronti delle emissioni totali annue di SO₂ poiché in tutti i casi si mantiene costante la concentrazione della SO₂ residua nei prodotti di combustione a valle del sistema di abbattimento. Le minime differenze che si osservano sono determinate dalla diversa composizione dei prodotti di combustione (in particolare dal diverso rapporto massico aria/combustibile) risultante dalla diversa composizione del mix al variare della frazione di carbone Sulcis.

Dalla figura 1.4.2 si evince poi che in corrispondenza della potenza netta di 650 MW, assunta come ottimale sulla base della capacità produttiva della miniera, le emissioni totali annue di SO₂ superano di poco (del 5% circa) il valore massimo ammissibile di cui in tabella 1.4.1 ed evidenziato nella figura stessa.

Dalla figura 1.4.3, che riporta le emissioni totali annue di SO_x in funzione dei limiti di concentrazione per differenti valori della potenza netta dell'impianto, si evince inoltre che il rispetto del limite sulle emissioni totali annue di SO_x può essere conseguito con una più stringente limitazione della concentrazione finale a valori dell'ordine di 140 mg/Nm³, intervenendo sulla composizione della miscela di combustibili utilizzando carboni di importazioni a più basso tenore di zolfo dell'ordine del 0,5÷0,6 %, ovvero riducendo di circa 30÷40 MW la potenza netta dell'impianto, alternativa che, comportando una riduzione del consumo di carbone Sulcis al più di circa 60.000 t/anno (da 1.000.000 t/anno a 940.000 t/anno circa), potrebbe essere comunque accettabile.

E' peraltro opportuno osservare che ad una differente frazione di carbone Sulcis nel mix di alimentazione, a parità di concentrazione di SO₂ nei prodotti di combustione a valle del sistema di abbattimento, corrisponde una differente efficienza del sistema di abbattimento medesimo, per via del differente contenuto di zolfo dei due carboni considerati.

A tal proposito, la figura 1.4.4 riporta il valore del rendimento del sistema di desolfurazione (quota percentuale di SO₂ sottratta ai fumi rispetto al contenuto iniziale) in funzione della quota percentuale di carbone Sulcis nel mix di alimentazione per tre differenti valori di concentrazione

finale (riferiti al 6% di ossigeno residuo): 140 mg/Nm^3 , limite di concentrazione per il rispetto del limite di emissione totale annua di cui alla tabella 1.4.1 (in assenza di dati sulla composizione del combustibile), 150 mg/Nm^3 in assenza di interventi sulla composizione del combustibile, limite di concentrazione prescritto dalla pronuncia VIA per l'impianto IGCC Sulcis (c.f.r. tabella 1.4.2) e 200 mg/Nm^3 , che costituisce il limite normativo (direttiva UE 2001/80/CE) per questa categoria di impianti.

La figura mostra che per una quota del carbone Sulcis nel mix di alimentazione pari al 50% il sistema di abbattimento della SO_2 deve presentare un'efficienza minore del 98% circa, ove si debba soddisfare il limite di concentrazione normativo di 200 mg/Nm^3 . Tale efficienza minima aumenta fino a quasi il 98,5% ove si debba invece soddisfare il limite di concentrazione più restrittivo di 140 mg/Nm^3 tecnicamente necessario per soddisfare il limite di emissione totale annua (in assenza di indicazioni sulla composizione del mix di combustibili). I valori minimi di efficienza del sistema di abbattimento devono poi aumentare fino al 99% ed oltre aumentando la frazione di carbone Sulcis nel mix di alimentazione dell'impianto.

Considerato che i citati sistemi catalitici tipo SNOX per la rimozione combinata di SO_x e di NO_x presentano rendimenti di rimozione della SO_2 anche maggiori del 98% e perfino del 99% con opportune soluzioni tecnologiche, ne deriva che la taglia di 650 MW precedentemente ipotizzata è concettualmente compatibile con i limiti di emissione totale annua e di concentrazione della SO_2 ove si faccia ricorso alle migliori tecnologie disponibili per l'abbattimento degli SO_x .

Si deve infine osservare che le valutazioni testé riportate fanno riferimento ad un carbone di importazione convenzionale le cui caratteristiche, in particolare contenuto di zolfo dell'1% e potere calorifico inferiore pari a $24,76 \text{ MJ/kg}$, corrispondono a quelle già assunte per il progetto IGCC Sulcis (c.f.r. Tabella 1.4.3) e sono evidentemente più conservative di quelle adottate nel precedente capitolo 1.1.2, dove si è fatto riferimento a carbone di importazione con potere calorifico inferiore pari a $26,8 \text{ MJ/kg}$ e contenuto di zolfo verosimilmente intorno a $0,5 \div 0,6\%$.

Compatibilità con i limiti delle emissioni di NO_x .

La figura 1.4.5 riporta, al variare della potenza netta e della frazione energetica di carbone Sulcis nel mix di alimentazione, le emissioni complessive di NO_x su base annua nell'ipotesi che la concentrazione degli NO_x nei prodotti di combustione a valle del sistema di abbattimento sia quella limite di 175 mg/Nm^3 (c.f.r. tabella 1.4.2).

Si osserva innanzitutto, anche in questo caso, che la frazione di carbone Sulcis nel mix di alimentazione, a parità di potenza netta, ha un'incidenza trascurabile nei confronti delle emissioni totali annue di NO_x per le stesse ragioni già rappresentate per la SO_2 .

Dalla figura 1.4.5 si evince poi che in corrispondenza della potenza netta di 650 MW, le emissioni totali annue di NO_x superano sensibilmente (di oltre il 40%) i valori massimi ammissibili di cui in

tabella 1.4.1 ed evidenziati nella figura. Di conseguenza, il limite di emissione totale, più restrittivo, impone qui una sensibile riduzione del limite di concentrazione.

Dalla figura 1.4.6, che riporta le emissioni totali annue di NOx in funzione del limite di concentrazione per differenti valori della potenza netta dell'impianto, si evince che il rispetto del limite sulle emissioni totali annue di NOx può essere conseguito con una più stringente limitazione della concentrazione finale a valori dell'ordine di 100-125 mg/Nm³. A tali concentrazioni, ipotizzando una concentrazione degli NOx a monte del sistema di abbattimento dell'ordine di 400 mg/Nm³, corrisponde un'efficienza di rimozione del sistema di abbattimento dell'ordine del 69÷75 %.

Considerato che tali valori sono assai inferiori a quelli conseguibili con le migliori tecnologie di abbattimento degli NOx oggi disponibili (dell'ordine del 90-95% nel caso di sistemi catalitici di tipo SNOX per la rimozione combinata di SOx e di NOx, e comunque del 75-80% anche nel caso dei più convenzionali processi SCR), è possibile adottare, per la tipologia di impianto considerato, un limite massimo di concentrazione dell'ordine di 125 mg/Nm³, che garantisce in ogni caso il rispetto del limite imposto per le emissioni totali annue. Ne consegue che la taglia di 650 MW precedentemente stabilita è compatibile con i limiti di emissione totale annua e di concentrazione degli NOx ove si faccia ricorso alle migliori tecnologie disponibili per l'abbattimento degli stessi.

Compatibilità con i limiti delle emissioni di PTS.

La figura 1.4.7 riporta, al variare della potenza netta e della frazione di carbone Sulcis nel mix di alimentazione (in termini energetici), le emissioni complessive di PTS su base annua nell'ipotesi che la concentrazione del PTS nei prodotti di combustione a valle del sistema di abbattimento sia quella limite di 5 mg/Nm³ (c.f.r. tabella 1.4.2).

Come nei casi precedenti, e per le stesse ragioni, la frazione di carbone Sulcis nel mix di alimentazione, a parità di potenza netta, ha un'incidenza trascurabile nei confronti delle emissioni totali annue di PTS.

Dalla figura 1.4.7 si evince poi che in corrispondenza della potenza netta di 650 MW, le emissioni totali annue di PTS sono sensibilmente al di sotto (oltre il 20%) dei valori massimi ammissibili di cui in tabella 1.4.1 ed evidenziati nella figura. Per la potenza stabilita, pertanto, il rispetto dei limiti di concentrazione del PTS (5 mg/Nm³) assicura intrinsecamente il rispetto dei limiti di emissione totale annua per qualsivoglia frazione del carbone Sulcis nel mix di alimentazione.

Ad una differente frazione di carbone Sulcis nel mix di alimentazione, a parità di concentrazione di PTS nei prodotti di combustione a valle del sistema di abbattimento, corrisponde, tuttavia, una differente efficienza del sistema di abbattimento medesimo, per via del differente contenuto di inerti dei due carboni considerati.

Al proposito, la figura 1.4.8 riporta il valore del rendimento del sistema di abbattimento del PTS (quota percentuale di PTS sottratta ai fumi rispetto al contenuto iniziale) in funzione della quota percentuale di carbone Sulcis nel mix di alimentazione per due differenti valori di concentrazione finale: 5 mg/Nm^3 , assunto come prescrizione per il presente progetto e, per confronto, 30 mg/Nm^3 , che costituisce il limite normativo per questa categoria di impianti (direttiva UE 2001/80/CE). L'efficienza di rimozione è valutata considerando una quantità di "ceneri volanti" a monte del sistema di abbattimento pari all'80% degli inerti totali presenti nel mix di carbone Sulcis e di importazione.

La figura mostra che il rispetto del valore limite di concentrazione di 5 mg/Nm^3 , assunto come prescrizione nel presente progetto, impone un'efficienza di rimozione del sistema di abbattimento del PTS dell'ordine del 99,95% per una frazione di carbone Sulcis del 50% e comunque compresa tra il 99,94% e il 99,96% per qualsivoglia frazione di carbone Sulcis nel mix di alimentazione. Il limite normativo di 30 mg/Nm^3 è invece sensibilmente meno impegnativo e impone, ad esempio per un mix di carbone Sulcis e di importazione al 50%, un'efficienza di rimozione dell'ordine del 99,7%.

E' opportuno osservare che il limite di 5 mg/Nm^3 , che nelle prescrizioni del VIA relativo al progetto IGCC-Sulcis è coerente con la tecnologia di generazione elettrica basata sulle turbine a gas, può apparire nella fattispecie estremamente restrittivo se confrontato con il limite normativo di 30 mg/Nm^3 in vigore per questa categoria di impianti. A prescindere dalla severità di tale prescrizione per l'impianto in oggetto sul piano ambientale, un limite di concentrazione del PTS di tale entità rappresenta un'esigenza tecnica per il corretto funzionamento del sistema di abbattimento combinato di SOx ed NOx.

Portata d'acqua di raffreddamento del condensatore.

L'impianto proposto differisce sensibilmente dalla sezione di potenza del progetto IGCC, basato su un impianto combinato con turbine a gas e a vapore. In quest'ultimo, la sezione a vapore è caratterizzata da una potenza di circa il 40-45 % della potenza complessiva e pertanto la portata d'acqua marina di raffreddamento del condensatore è limitata dalla potenza di tale sezione. Nell'impianto proposto, per contro, le esigenze di acqua di mare per il raffreddamento del condensatore riguardano l'intera potenza dell'impianto.

Questo fatto è messo in evidenza nella figura 1.4.9 che riporta la portata d'acqua necessaria per il raffreddamento del condensatore in funzione della potenza netta dell'impianto. Per la potenza considerata, tale portata è maggiore dell'80% circa rispetto a quella richiesta dall'impianto IGCC-Sulcis. Questa esigenza non è in alcun modo ridimensionabile, essendo dettata dalla natura intrinseca della soluzione tecnologica adottata.

Caratterizzazione dell'impianto.

Sulla scorta delle precedenti valutazioni vengono qui di seguito sintetizzate le principali specifiche di prestazioni energetiche, ambientali e gestionali che sono, in questa fase preliminare, assunte a caratterizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica, basato sulle migliori tecnologie oggi disponibili per la conversione energetica e la protezione ambientale, in grado di soddisfare le esigenze che sono alla base dello studio di fattibilità "Progetto Integrato Miniera-Centrale"

Dette specifiche verranno, peraltro, utilizzate per i successivi approfondimenti tecnici, economici, ambientali, operativi, nonché per lo sviluppo del piano economico e finanziario dell'impianto.

Rendimento

L'impianto sarà caratterizzato da un rendimento netto nell'ordine del 43 % riferito ad una pressione al condensatore di 0,05 bar. Tale rendimento si intende espresso dalla seguente relazione:

$$\eta = \frac{P_n}{M_c H_i}$$

dove:

P_n potenza netta in MW alla flangia di accoppiamento con l'alternatore determinata come rapporto tra la potenza elettrica misurata ai morsetti dell'alternatore e il rendimento elettrico dell'alternatore stesso, al netto di tutti gli autoconsumi elettrici necessari per l'alimentazione degli impianti ausiliari e accessori, ivi compresi gli assorbimenti elettrici di tutti gli impianti di abbattimento degli inquinanti prima del punto di emissione in atmosfera.

M_c portata massica di combustibile espressa in kg/s.

H_i potere calorifico inferiore del combustibile espresso in MJ/kg.

Combustibile

L'impianto sarà alimentato con una miscela di carbone Sulcis e di carbone di importazione con una percentuale di carbone Sulcis, in termini energetici, superiore al 50% su base annua.

Potenza utile

La potenza utile immessa in rete (uguale al rapporto tra la potenza netta P_n di cui sopra e il prodotto dei rendimenti elettrici dell'alternatore e del trasformatore) dovrà essere la massima possibile compatibilmente con i vincoli ambientali di cui alla pronuncia di VIA per l'impianto IGCC Sulcis, e comunque non inferiore a 650 MWe.

Modularità

Per motivi di flessibilità gestionale e per maggiore garanzia di sicurezza di tutto il sistema di generazione elettrica della Sardegna la centrale sarà articolata in 2 gruppi di uguale potenza.

Raffreddamento del condensatore

La quantità di calore di condensazione del vapore rilasciato dal condensatore all'ambiente marino, essendo superiore a quella prevista per l'impianto IGCC Sulcis, che comporterà la revisione dello schema progetto delle opere di scarico a mare.

Disponibilità

L'impianto dovrà presentare la massima disponibilità possibile consentita dalle migliori tecnologie attualmente disponibili e garantire, comunque, almeno 7.500 ore equivalenti/anno di produzione a potenza nominale continua.

Emissioni inquinanti in atmosfera

Dovrà essere garantito il rispetto delle emissioni globali in atmosfera dell'impianto (esprese in termini di t/a) indicate nella pronuncia di VIA dell'impianto IGCC Sulcis di seguito richiamate:

SOSTANZA	Emissioni totali (t/anno), con U=7.500 ore/anno
SO ₂	2.280
NO _x (come NO ₂)	2.015
PTS	103
CO	1.300

Tabella 1.4.4. Massime emissioni totali annue in atmosfera.

SOSTANZA	Concentrazioni limite(mg/Nm ³), con 6% O ₂ residuo
SO ₂	150
NO _x (come NO ₂)	125
PTS	5
CO	120

Tabella 1.4.5. Valori limite di concentrazione delle emissioni in atmosfera a valle del sistema di trattamento fumi per l'abbattimento degli inquinanti.

Il sistema di desolforazione dovrà essere basato su tecnologie di punta che non prevedano l'impiego di reagenti o sorbenti, non rigenerabili e che prevedano, invece, il recupero dello zolfo sotto forma di zolfo puro o di acido solforico con totale assenza di sottoprodotti solidi composti dello zolfo da conferire a discarica.

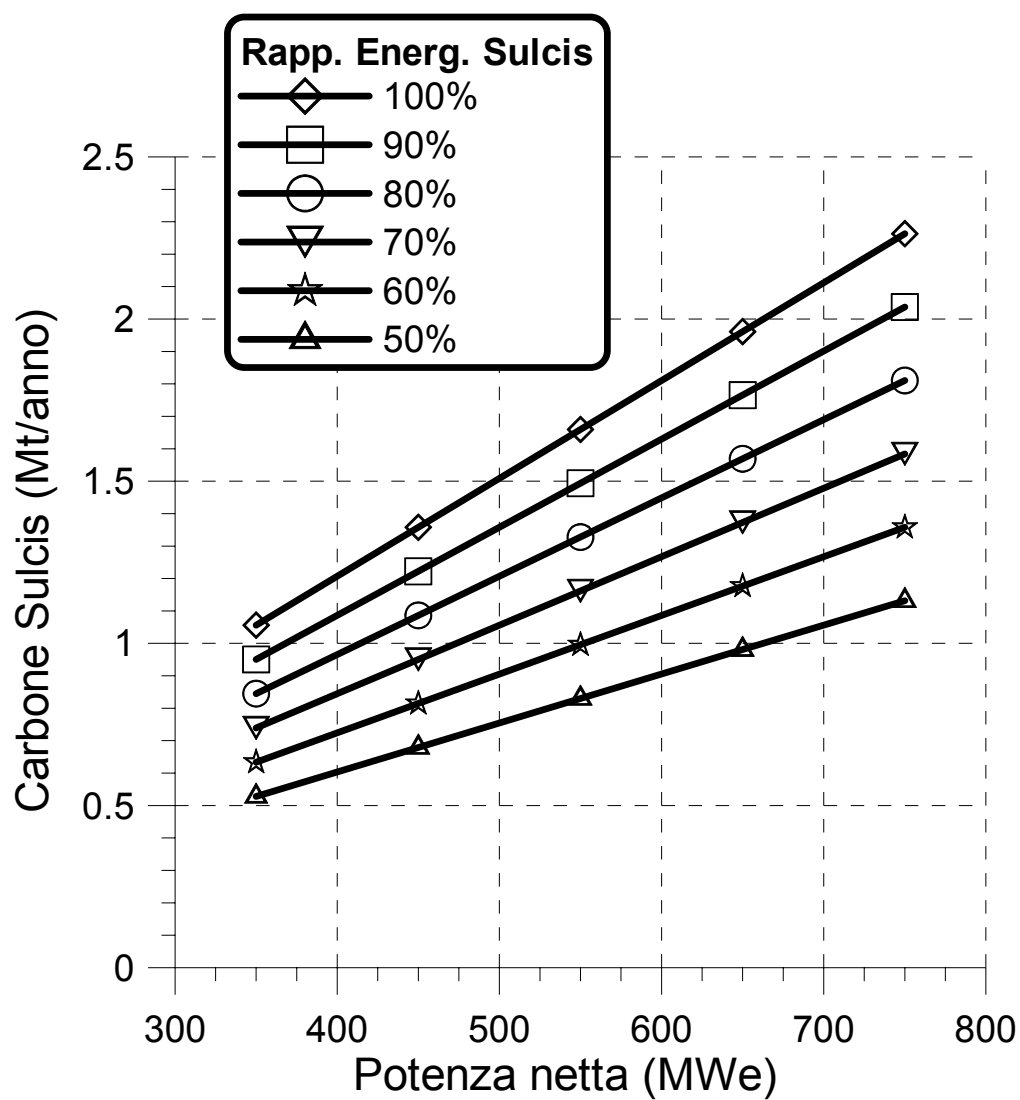


Figura 1.4.1 – Consumo annuo di carbone Sulcis in funzione della potenza netta dell'impianto.

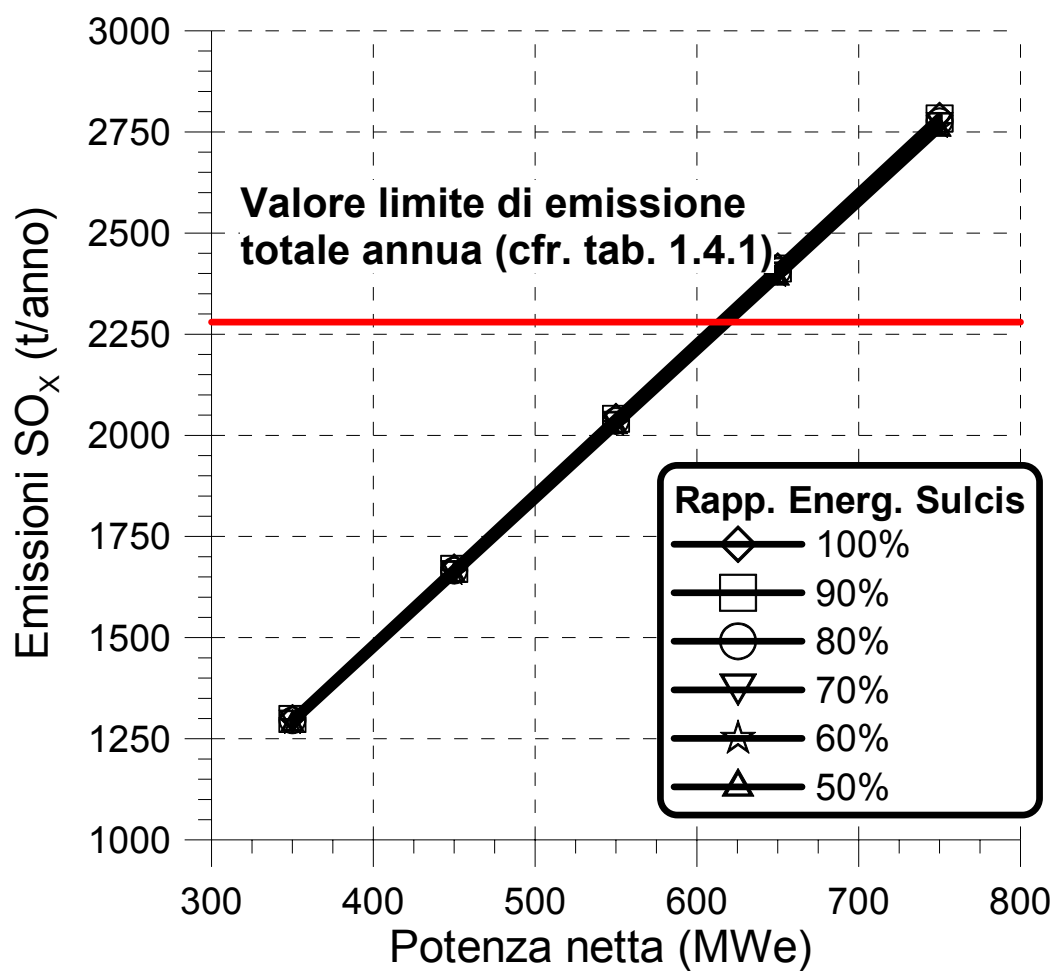


Figura 1.4.2 – Emissioni totali annue di SO₂ (limite di concentrazione di 150 mg/Nm³) in funzione della potenza netta dell'impianto.

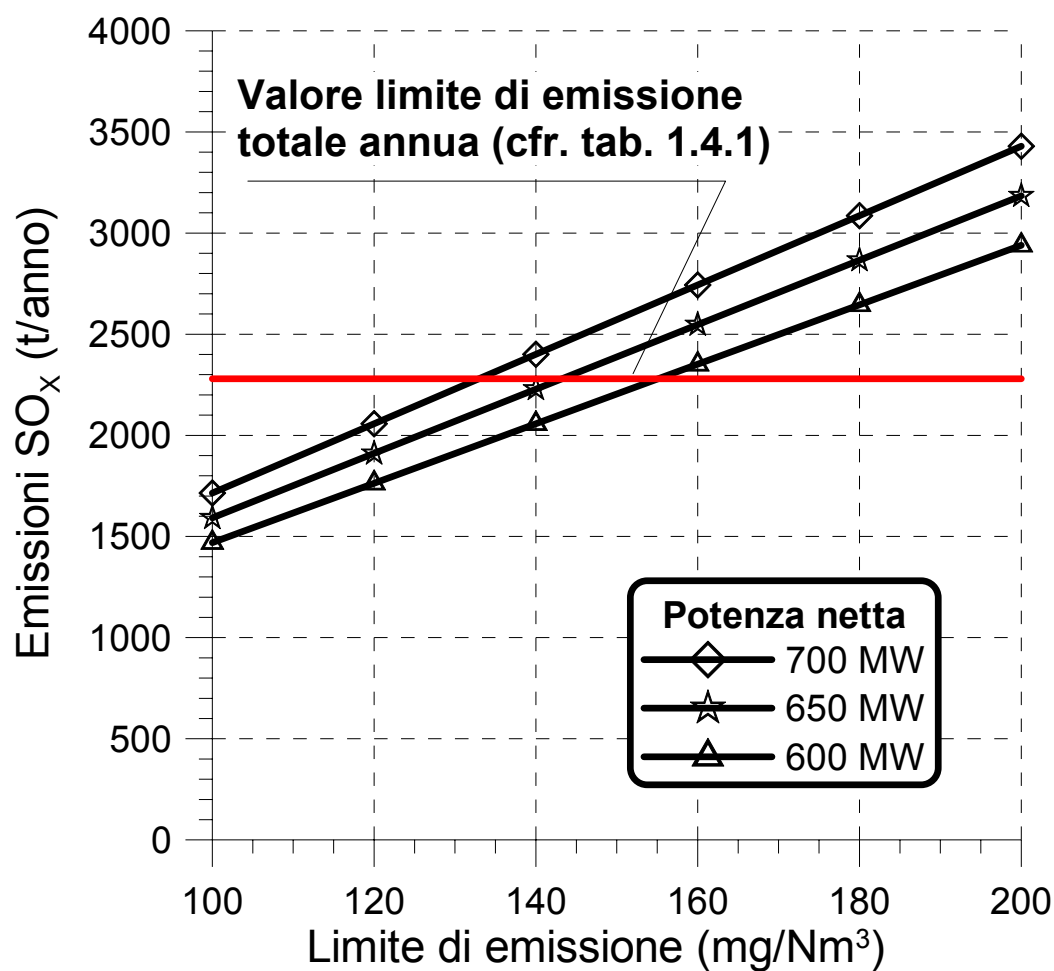


Figura 1.4.3 – Emissioni totali annue di SO_x in funzione dei limiti di concentrazione e della potenza netta dell'impianto, con 50% di carbone Sulcis nell'alimentazione.

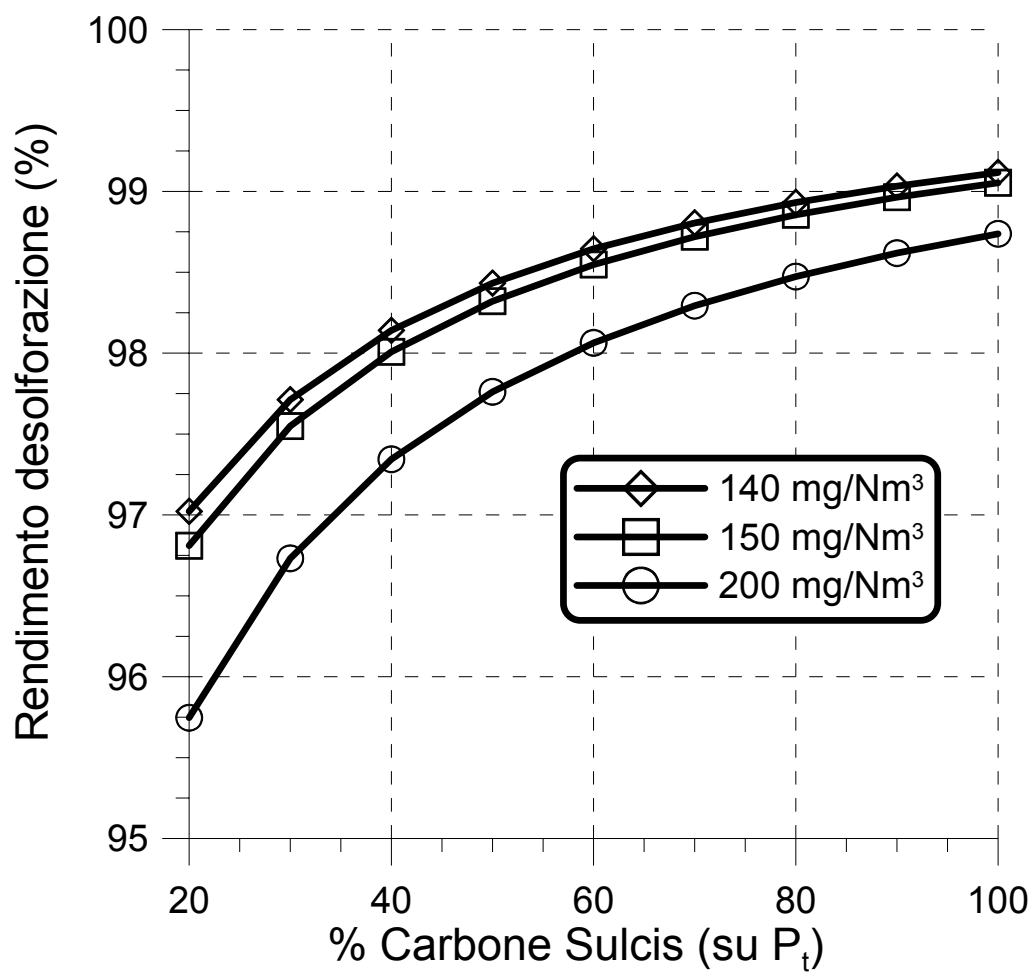


Figura 1.4.4 – Rendimento di desolfurazione in funzione della quota di carbone Sulcis nell'alimentazione (in termini energetici).

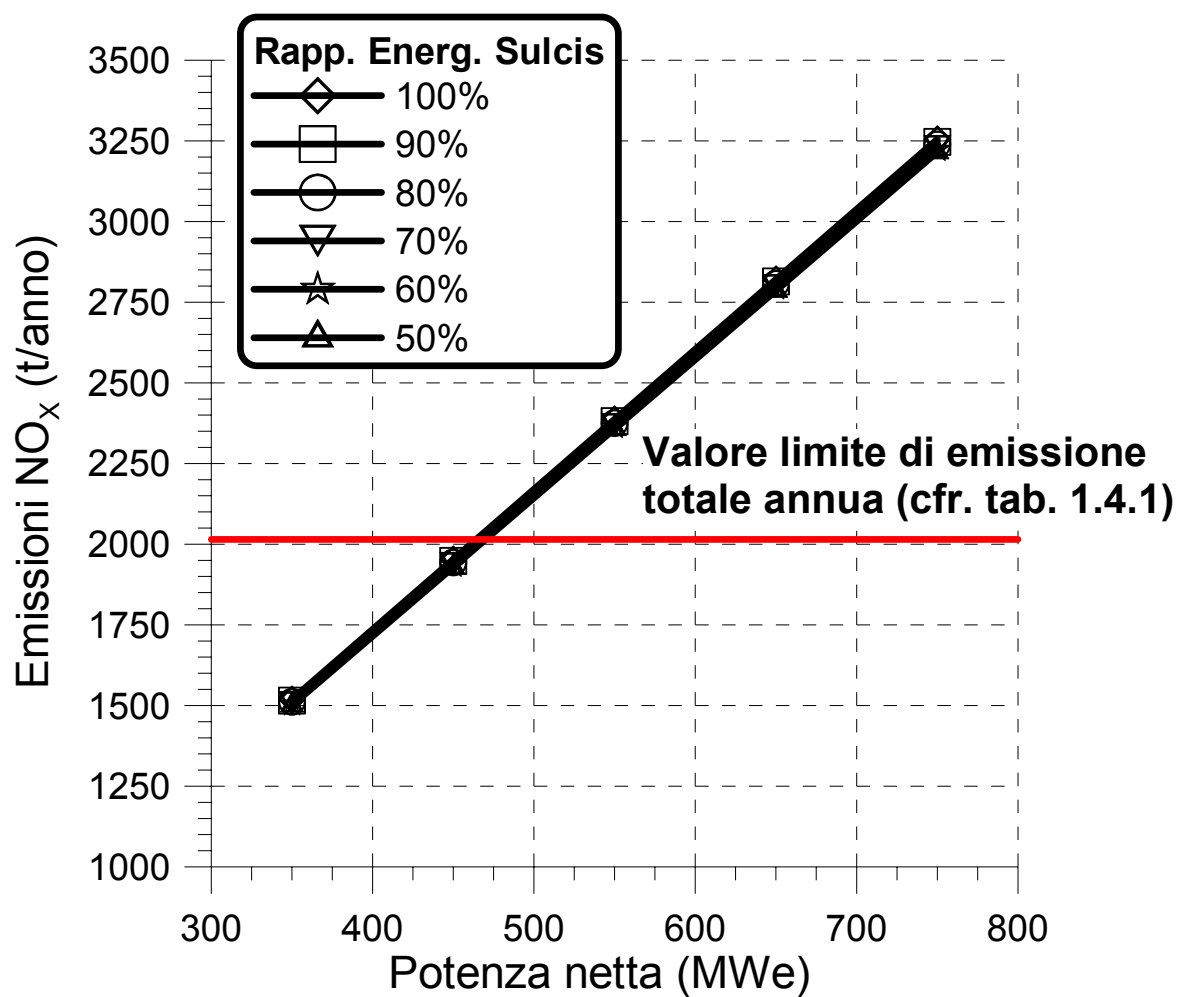


Figura 1.4.5 – Emissioni totali annue di NO_x (limite di concentrazione di 175 mg/Nm³) in funzione della potenza netta dell'impianto.

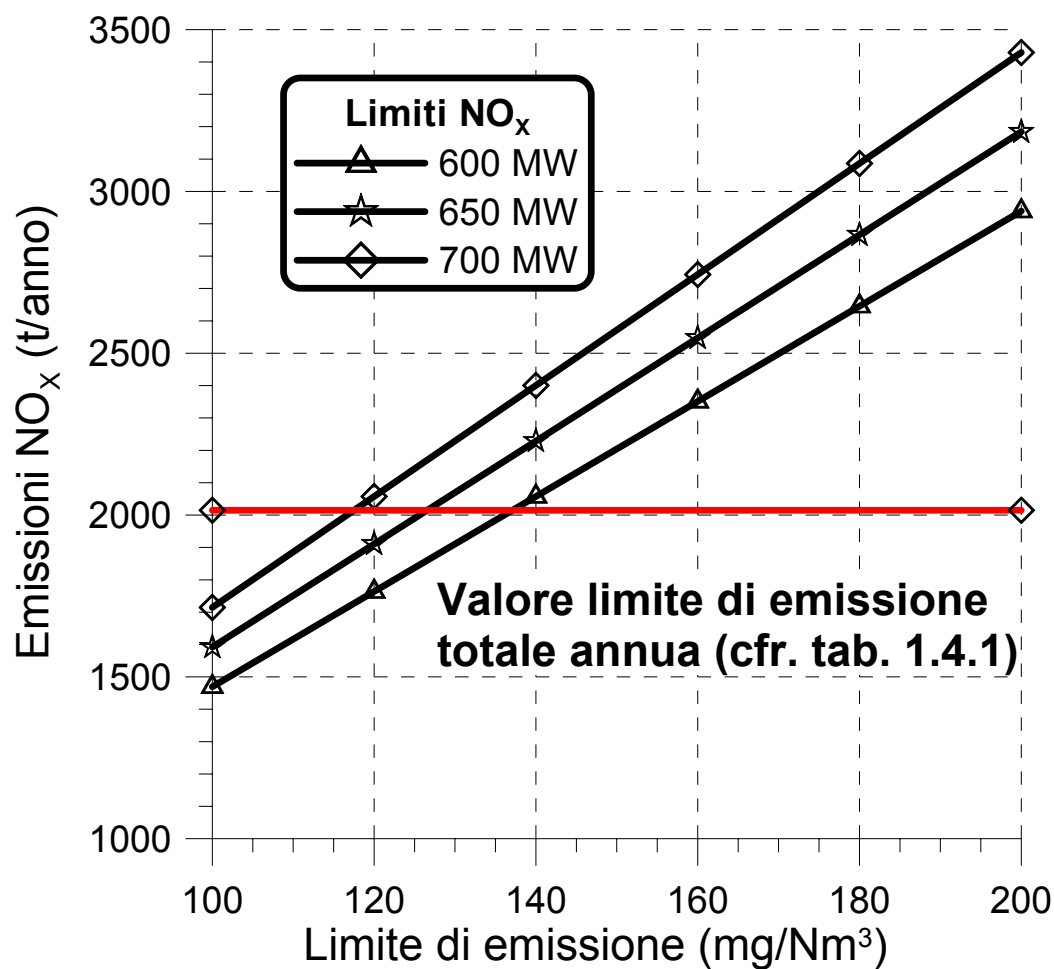


Figura 1.4.6 – Emissioni totali annue di NO_x in funzione dei limiti di concentrazione e della potenza netta dell'impianto, con 50% di carbone Sulcis nell'alimentazione.

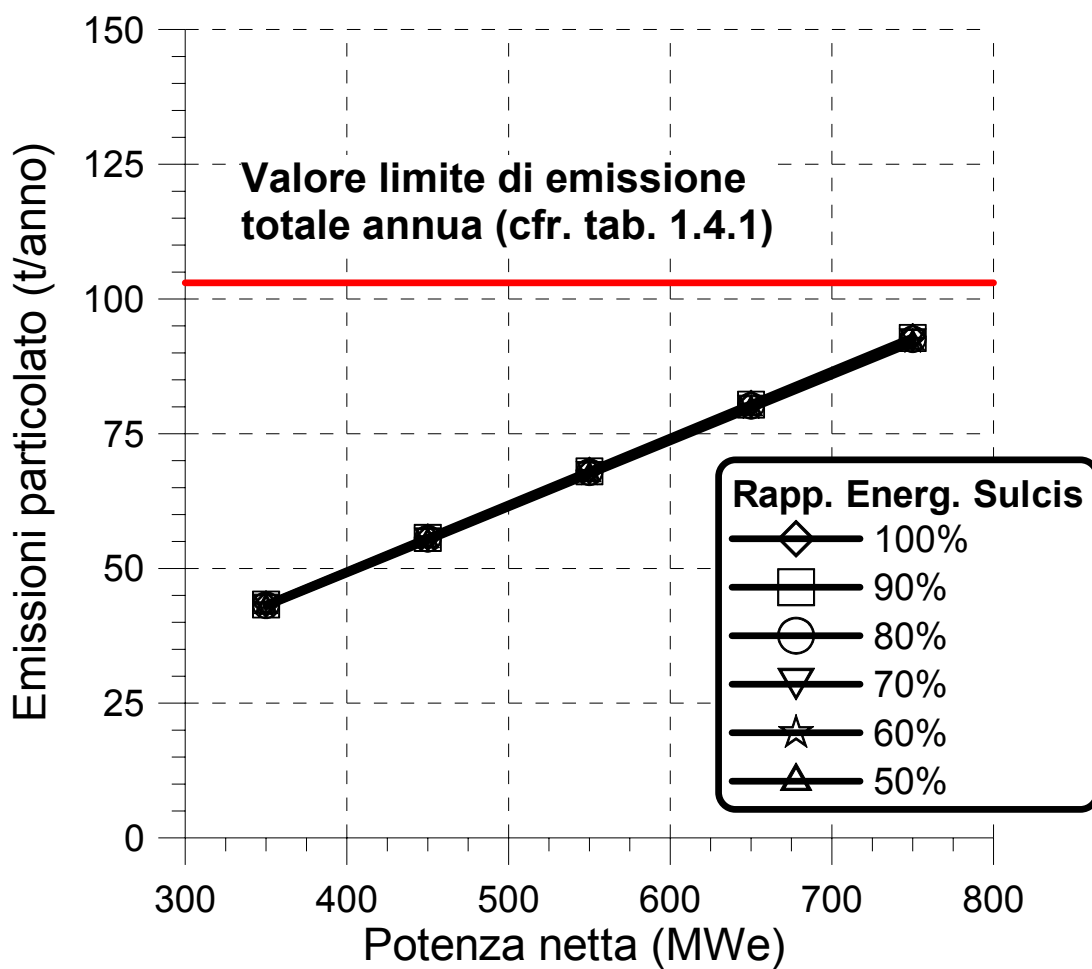


Figura 1.4.7 – Emissioni totali annue di PTS (limite di concentrazione di 5 mg/Nm³) in funzione della potenza netta dell'impianto.

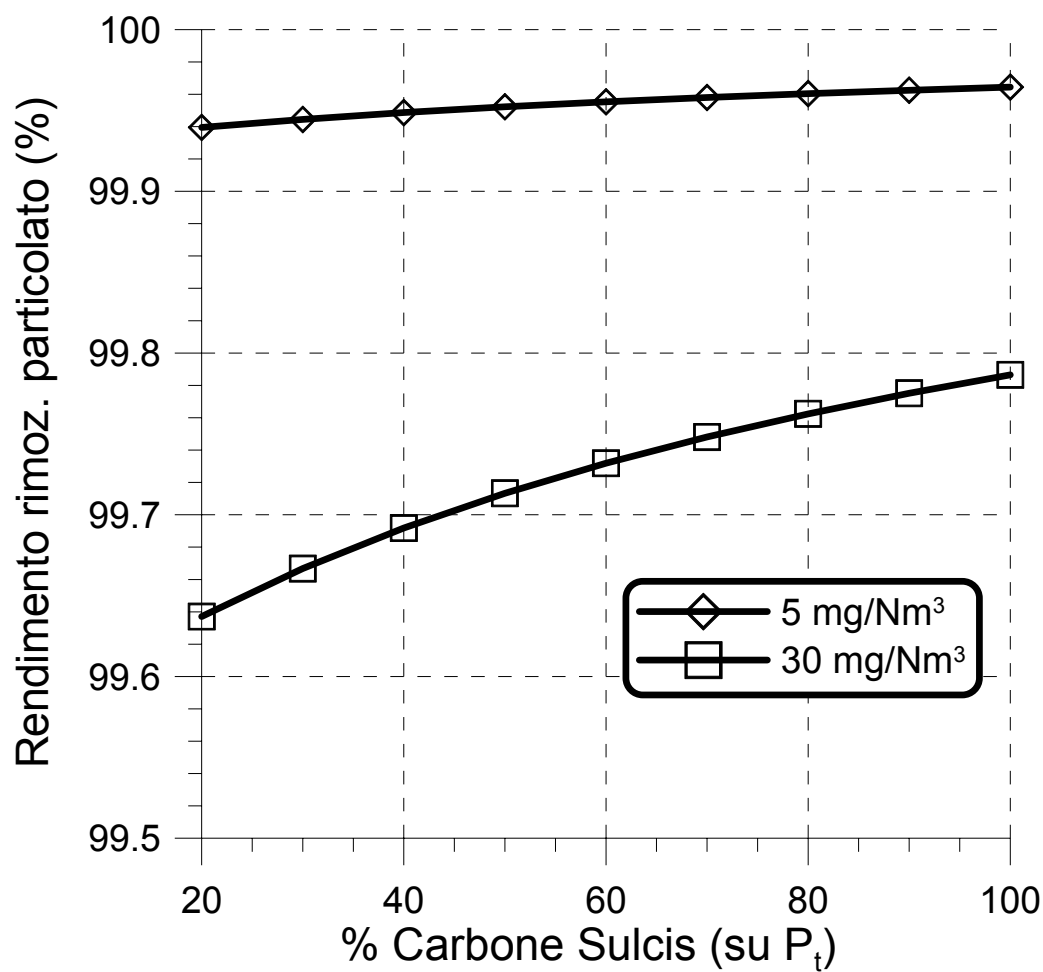


Figura 1.4.8 – Rendimento di rimozione del PTS in funzione della quota di carbone Sulcis nell'alimentazione (in termini energetici).

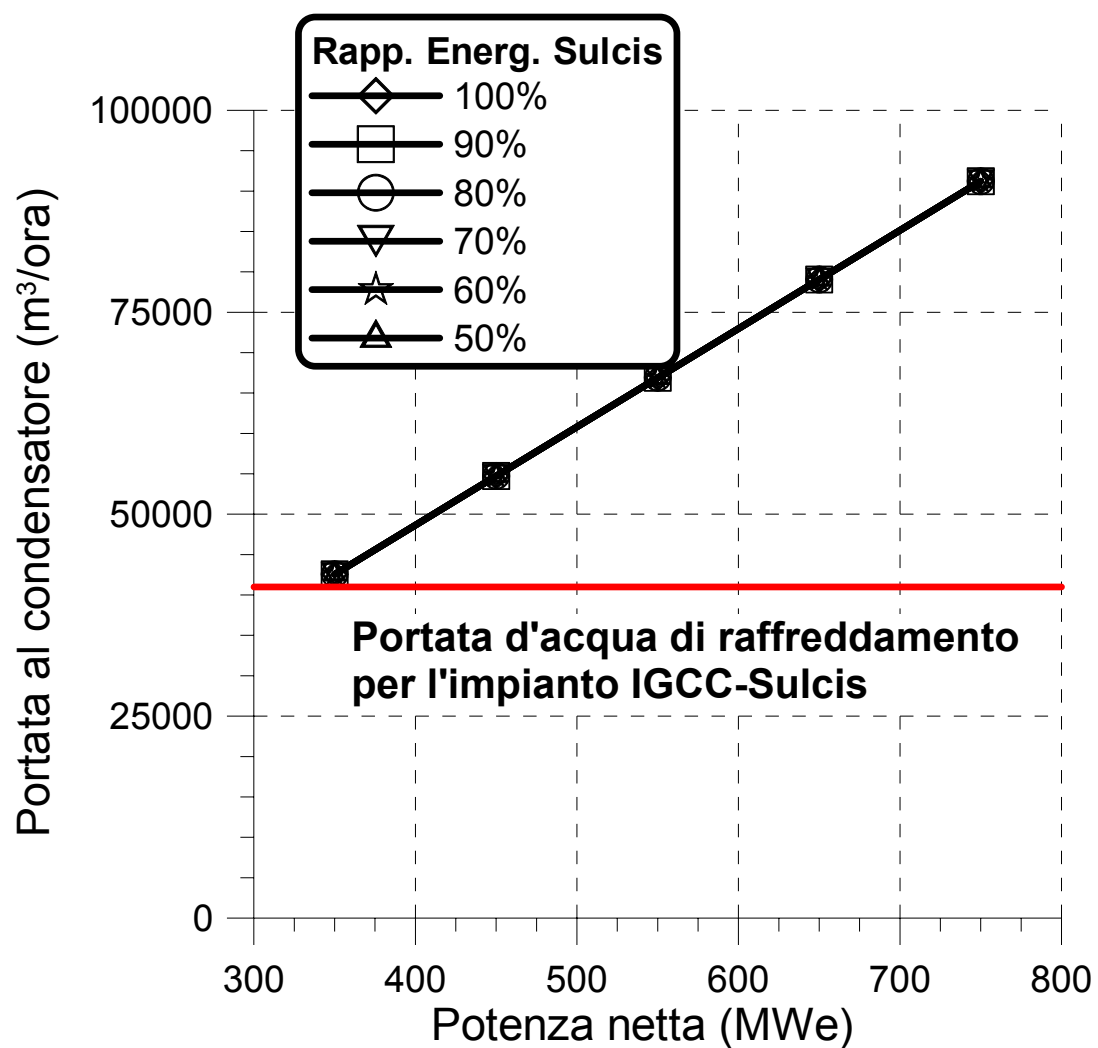


Figura 1.4.9 – Portata d’acqua di raffreddamento del condensatore in funzione della potenza netta.

Studio di fattibilità PROGETTO INTEGRATO MINIERA-CENTRALE

Parte I

Riferimenti bibliografici

- P. Amick (2000), "Gasification of Petcoke Using the E-Gas Technology at Wabash River", 2000 Gasification Technology Conference, San Francisco, California, October 8-11, 2000.
- B. Anthony (2003), "Atmospheric and pressurized fluidized bed technology", Clean Coal Technology Roadmap Workshop, Calgary, Alberta (Canada), 20-21 march, 2003.
- S. Bañale-López, V. Norberg-Bohm (2002), "Public policy for energy technology innovation – A historical analysis of fluidized bed combustion development in the USA", Energy Policy, vol. 30, 2002.
- A.E. Bland, T.H. Brown (1998), "market Assessment of PFBC Ash Use", Western Research Institute, Laramie, Wyoming (USA), 1998.
- F. Bregani, J. Bugge, F. Klauke, S. Kjaer, R. Vanstone, K. Wieghart (2002), "Advanced 700°C pf power plant (AD700): start of phase 2 of the European project", International Conference on Clean Coal Technologies for our Future, Chia Laguna, Sardinia, Italy, 21-23 October 2002.
- F. Bregani, D. Casali, A. Di Gianfrancesco, A. di Meglio, L. Ghiribelli, M. Labanti, M. Zannoni (2002), "Role, results, and perspective of the Italian partners in the European AD700 project", International Conference on Clean Coal Technologies for our Future, Chia Laguna, Sardinia, Italy, 21-23 October 2002.
- G. Cau, D. Cocco (2002), "L'impatto ambientale dei sistemi energetici", SGE editoriali, Padova, marzo 2002.
- D. Cocco (1993), "Analisi, valutazione e confronto delle tecnologie di gassificazione del carbone", Borsa di studio ENEA-SOTACARBO sulle tecnologie di gassificazione del carbone, rapporto finale, Cagliari, Febbraio 1993.
- P.E. Chew (2003), "PF-fired supercritical power plant", Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers Part A – Journal of Power & Energy, vol. 217, 2003.
- J. David, H. Herzog (2001), "The cost of carbon capture", Workshop on carbon sequestration science, National Energy Technology Laboratory, US Department of Energy, 2001.
- DOE (2002a), "Tampa Electric Polk Power Station Integrated Combined Cycle gasification Project – Final Technical Report", U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy, National Energy Technology Laboratory, Morgantown, West Virginia, August 2002.
- DOE (2002b), "Wabash River Coal Gasification Repowering Project – Project Performance Summary", U.S. Department of Energy, Clean Coal Technology Demonstration Program, July 2002.
- DOE (2001), "Tidd PFBC Demonstration Project – A DOE Assessment", U.S. Department of Energy, DOE/NETL-2001/1159, August 2001.
- DOE (1999), "Market-Based Advanced Coal Power Systems – Final Report", U.S. Department of Energy, DOE/FE-0400, May 1999.

- J.T.G.M. Eurlings (1997), "The future for the IGCC: scale, fuels and products", Modern Power Systems, November 1997.
- P. Freund (2002), "Technological response to climate change in the energy sector", Energy and Environment, vol. 13, 2002.
- D.W. Geiling (1997), "The Piñon Pine Integrated Gasification Combined Cycle Project – Project Description and Status", U.S. Department of Energy, 1997.
- P. Grammelis, E. Kakaras, N. Koukoulas (2002), "The situation of coal-fired power plants in Europe and European Union's priorities", International Conference on Clean Coal Technologies for our Future, Chia Laguna, Sardinia, Italy, 21-23 October 2002.
- D.R. Hajicek, M.D. Mann, T.A. Moe, A.K. Henderson (1993), "The effect of coal properties on CFBC performance", Proceedings of the 1993 International Conference on Fluidized Bed Combustion, San Diego, California, 9-13 May 1993.
- C. Henderson (2003), "Clean Coal Technologies Roadmap", IEA Coal Research, Draft Report, July 2003.
- N.A. Holt (2003), "Clean coal technologies (with particular reference to coal gasification) – status and overview", Clean Coal Technology Roadmap Workshop, Calgary, Alberta (Canada), 20-21 March 2003.
- N.A. Holt (2001), "Coal Gasification Research, Development and Demonstration – Needs and Opportunities", presented at the Gasification Technology Conference, San Francisco, California, October 10, 2001.
- J. Karg, G. Haupt, G. Zimmermann (2000), "Optimized IGCC Cycles for Future Applications", 2000 Gasification Technologies Conference, San Francisco, California, October 8-11, 2000.
- S. Kjaer, "Review of supercritical power plant technology", Clean Coal Technology Roadmap Workshop, Calgary, Alberta, Canada, 20-21 March 2003.
- H. Komatsu, M. Maeda, M. Muramatsu (2001), "A Large-Capacity Pressurized-Fluidized-Bed-Combustion-Boiler Combined-Cycle Power Plant", Hitachi Review, vol. 50, n. 3, 2001.
- T.M. Logan, Un-Hak Nah (2002), "Tangjin 5 and 6: Korea's first ultrasupercritical units", Modern Power Systems, October 2002.
- G. Lozza, "Turbine a gas e cicli combinati", ed. Progetto Leonardo, Bologna, 1996.
- J.T. McMullan, B.C. Williams, E.P. Sloan (1997), "Clean coal technologies", Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers Part A – Journal of Power & Energy, vol. 211, 1997.
- K. Makino (2002), "Global trends and developments in coal technology for power generation", First Annual Conference of CCSD, Sydney, Australia, 14 October 2002.
- A.J. Minchener (2003), "Fluidized bed combustion systems for power generation and other industrial applications", Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers Part A – Journal of Power & Energy, vol. 217, 2003.
- MPS (2003), "Taking CFB supercritical", Modern Power Systems, April 2003.
- MPS (2002 a), "Transport reactor on trial", Modern Power Systems, November 2002.
- MPS (2002 b), "Koreans set a standard for supercritical systems", Modern Power Systems, May 2002.
- MPS Staff Report (2000), "Continuously improving", Modern Power Systems, January 2000

- L.F. O'Keefe, R.C. Weissman, R.A. De Puy, J. Griffiths, N. East, J.M. Wainwright (2001), "A Single IGCC Design for Variable CO₂ Capture", Gasification Technology Conference 2001, San Francisco, California, October 7-10, 2001.
- J.S. Rao, G. Viswanathan, G. Srikanth (2002), "An accurate method for prediction of freeboard exit temperature of large AFBC boiler", International Conference on Clean Coal Technologies for our Future, Chia Laguna, Sardinia, Italy, 21-23 October 2002.
- K. Rousaki, G. Couch (2000), "Advanced clean coal technologies and low value coals", IEA Coal Research, The Clean Coal Centre, CCC/39, November 2000.
- B.K. Schimmoller (2002), "Boiler industry surviving rough waters", Power Engineering, February 2002.
- D.H. Scott (2001), "Improving the competitiveness of next generation coal-fired plants", IEA Coal Research, The Clean Coal Centre, CCC/52, September 2001.
- D.H. Scott, A.M. Carpenter (1996), "Advanced power systems and coal quality", IEA Coal Research, IEACR/87, May 1996.
- D. Smith (1999), "Ultra-supercritical chp: getting more competitive", Modern Power Systems, January 1999.
- V.E. Stein, R. Richards (1999), "Development of Ceramic Ion Transport Membranes for Oxygen Production", Proceedings of the 7th Clean Coal Technology Conference, KNOXville, Tennessee, June 1999.
- M. Takeshita (1994), "Environmental performance of coal-fires FBC", IEA Coal Research, IEACR/75, 1994.
- K.A. Theis (2002), "Cleaner Coal Technologies – a new initiative for Europe", Dinner-Debate, Brussels 18th March 2002.
- S. Wadhwani, A.K. Wadhwani, R.B. Agarwal (2002), "Clean coal technologies – recent advances", International Conference on Clean Coal Technologies for our Future, Chia Laguna, Sardinia, Italy, 21-23 October 2002.
- P.S. Weitzel, D.K. McDonald (1999), "PFBC Design and Arrangement Improvements Due to Application of Ceramic Tube Filters", 15th ASME International Conference on Fluidized Bed Combustion, Savannah, Georgia (USA), May 16-19, 1999.
- P.S. Weitzel, D.K. McDonald, S.A. Whitney, N. Oda (1996), "Directions and Trends for Commercial PFBC and Hot Gas Clean Up", presented to 1996 Pittsburgh Coal Conference, Pittsburgh, Pennsylvania, September 3-7, 1996.
- G.B. Welford, R.S. Panesar, A. Read, R. Chamberlain, M. Effert, L. Ghiribelli, J.L. Toste de Azevedo, R. Toledo (2002), "Innovative supercritical boilers for near term global markets", International Conference on Clean Coal Technologies for our Future, Chia Laguna, Sardinia, Italy, 21-23 October 2002.
- D. White (1998), "IGCC: poised for growth?", Modern Power Systems, December 1998.
- K. Yamamoto, I. Kajigaya, H. Umaki (2003), "Operational experience of USC steam condition plant and PFBC combined cycle systems with material performance", Materials at High Temperatures, vol. 20, n. 1, 2003.