

Dichiarazione ambientale anno 2005

Unità di Business Porto Corsini - Centrale Termoelettrica Teodora



L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA.



L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA



Dichiarazione ambientale anno 2005

Unità di Business Porto Corsini - Centrale Termoelettrica Teodora



Informazioni generali

La Dichiarazione ambientale ha lo scopo di fornire al pubblico e ad altri soggetti interessati informazioni convalidate sugli impianti e sulle prestazioni ambientali dell'Organizzazione, nonché sul continuo miglioramento delle prestazioni ambientali della Unità di Business (UB). Essa è altresì un mezzo che consente di rispondere a questioni che riguardano gli impatti ambientali significativi che possono preoccupare i soggetti interessati.

Per rispondere, in maniera chiara e concisa, a dette finalità, questa Dichiarazione è stata articolata in tre parti. La prima è dedicata a comunicare in modo essenziale le informazioni che riguardano la Società, la Politica ambientale, il processo produttivo, le questioni ambientali ed il sistema di gestione ambientale. La seconda parte illustra gli obiettivi di miglioramento, il Programma ambientale e riporta il compendio dei dati di esercizio, ovvero le informazioni che necessitano di aggiornamento e convalida annuale. La terza parte, costituita da schede di approfondimento (le quali verranno anch'esse aggiornate annualmente), permette di esaminare degli aspetti particolari che possono interessare il lettore.

Il Comitato ECOLABEL - ECOAUDIT - Sezione EMAS ITALIA, dopo la convalida del verificatore accreditato citato in calce, ha verificato la presente Dichiarazione ambientale ed ha appurato, sulla base degli elementi ricevuti e delle informazioni raccolte durante la verifica effettuata dall'Autorità competente per il controllo, che l'organizzazione dell'Unità di Business di Porto Corsini ottempera alla legislazione ambientale applicabile e che soddisfa tutti i requisiti del regolamento EMAS.

Il Comitato ha deliberato in data 16.03.2006 l'iscrizione dell'Unità di Business di Porto Corsini - nel registro comunitario dell'EMAS attribuendo il n. I - 000461 e codice NACE 40.10 "Produzione e distribuzione di energia elettrica" relativo alla classificazione statistica delle attività economiche nelle Comunità Europee.

La Direzione dell'Unità di Business di Porto Corsini per conservare l'iscrizione ad EMAS dovrà presentare al Comitato ECOLABEL - ECOAUDIT - Sezione EMAS ITALIA una nuova Dichiarazione ambientale convalidata entro tre anni dalla data di registrazione di questa Dichiarazione, inoltre, dovrà preparare annualmente un documento che aggiorni le parti variabili di questa Dichiarazione. L'aggiornamento dovrà essere convalidato dal Verificatore accreditato, quindi dovrà essere trasmesso al Comitato suddetto e dovrà essere messo a disposizione del pubblico (secondo l'art. 3 comma 3 b, del Regolamento CE n. 761/2001).

Convalida della Dichiarazione e Certificazione del Sistema di Gestione Ambientale

L'istituto **BVQI Italia SpA** Viale Monza, 261 - 20126 Milano

Tel. +39 02 270911, Fax. +39 02 27006815

quale Verificatore ambientale accreditato dal Comitato ECOLABEL - ECOAUDIT - Sezione EMAS ITALIA, con n. I-V-0006, ha convalidato questa Dichiarazione in data 30.08.2005.

Lo stesso istituto ha rilasciato, in data 20.08.2004, il certificato n. 166151, riportato a pagina 31, che attesta la conformità alla norma ISO 14001 del Sistema di Gestione Ambientale adottato dall'Organizzazione.

Questo documento è stato redatto in collaborazione con la società **EPA Srl**
Revisione 2 del 08/07/05 Dati aggiornati al 31/03/05



Presentazione

La pubblicazione di questa prima Dichiarazione ambientale della UB di Porto Corsini rappresenta un momento particolarmente importante per tutta l'organizzazione di Enel, cui è affidata la gestione dell'impianto produttivo a ciclo combinato di Porto Corsini, in quanto nasce con l'intento di continuare e migliorare il colloquio aperto e trasparente con le Istituzioni, gli Enti e tutti i cittadini.

Essa non vuole essere un semplice adempimento ad un requisito di regolamento, ma soprattutto un'espressione della volontà di trasparenza nei confronti della collettività in merito agli aspetti ambientali riconducibili all'attività del sito, rinnovando il proprio impegno nella ricerca dello sviluppo sostenibile, con la consapevolezza che tale obiettivo può essere centrato adottando una politica trasparente, elaborando strategie concrete ed una chiara programmazione e mettendo a disposizione tutte le risorse economiche ed umane necessarie al perseguimento dello scopo.

Con l'adesione al regolamento comunitario n. 761/2001 "sull'adesione volontaria delle organizzazioni ad un sistema comunitario di ecogestione e audit", noto come EMAS, dopo aver già ottenuto la certificazione del Sistema di Gestione Ambientale secondo la norma UNI EN ISO 14001, la Unità di Business (UB) ha ribadito il proprio impegno nella tutela dell'ambiente, che si manifesta non solamente attraverso il continuo miglioramento delle prestazioni ambientali, ma anche con il dialogo ed il confronto costante con le istituzioni e la comunità locale.

La Dichiarazione ambientale della UB Enel di Porto Corsini (centrale Teodora), alla sua prima edizione, vuole contribuire significativamente alla più profonda conoscenza ed alla divulgazione delle interazioni della Unità di Business con il territorio, consentendo alle parti interessate di avere un'idea esauriente della sua attività e dell'impatto che questa ha sul territorio.

Da parte sua, la Direzione, si propone poi di prendere in considerazione, con interesse, tutti i consigli, i commenti ed i suggerimenti che scaturiranno dalla lettura del documento, al fine di migliorare e rendere più esaustive le future Dichiarazioni ambientali.

Porto Corsini, 27 Giugno 2005

Il Direttore dell'Unità di Business
Piergiorgio Tonti



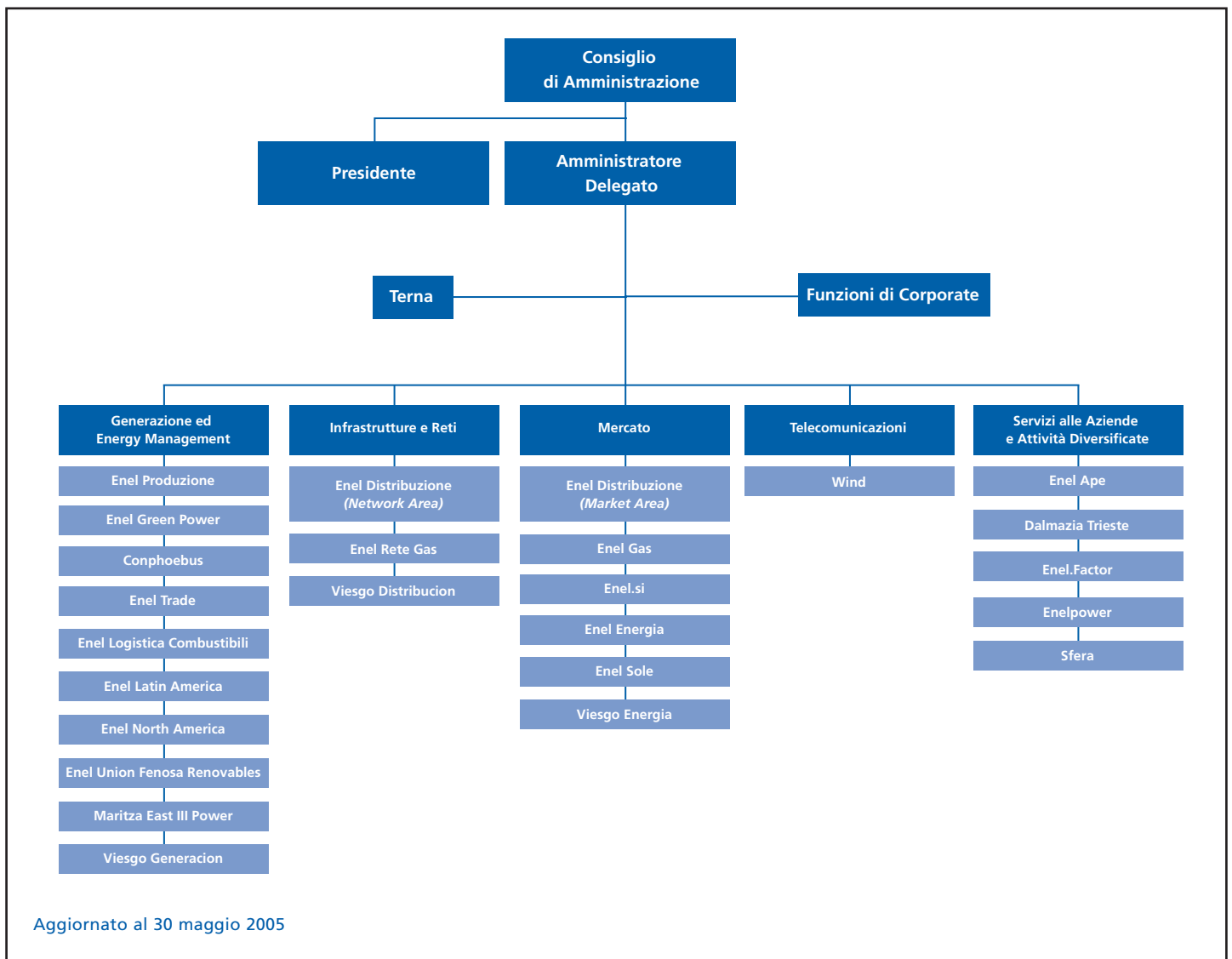
Enel SpA	6	
	8	La Politica ambientale
	9	Sostenibilità e governance dell'ambiente
	15	L'Organizzazione ambientale
La struttura organizzativa registrata ad EMAS	17	
Il sito e l'ambiente circostante	18	
	19	Inquadramento territoriale
	20	Iniziative ambientali nell'area industriale di Porto Corsini
L'attività produttiva	21	Il profilo produttivo
	21	Descrizione del processo produttivo
La Gestione ambientale del sito	28	La Politica del sito
	29	La partecipazione ad EMAS
	30	Il Sistema di Gestione Ambientale
	32	Gli aspetti ambientali
	57	Salute e sicurezza dei lavoratori
Obiettivi e Programma ambientale	59	
Compendio dei dati di esercizio	63	

Indicatori di prestazione ambientale	67	
Schede di approfondimento	69	1. Identificazione e valutazione degli aspetti ambientali
	72	2. Prescrizioni autorizzative non trattate nei capitoli precedenti
	76	3. Aspetti climatici e geo-morfologici
	78	4. Campagna di Caratterizzazione Acustica del 2003
	80	5. Sintesi delle principali caratteristiche tecniche
	80	6. Principali norme di legge nazionali, regionali e locali
Glossario	84	
Informazioni per il pubblico	88	

Enel SpA

Enel ha la missione di essere il più efficiente produttore e distributore di elettricità e gas, orientato al mercato e alla qualità del servizio, con l'obiettivo di creare valore per gli azionisti, di soddisfare i clienti e di valorizzare tutte le persone che vi lavorano.

Figura n. 1
Organigramma di Enel SpA



La struttura organizzativa di Enel SpA, che ha preso forma nel corso del 2002, è articolata in aree di attività (Divisione Generazione ed Energy Management, Divisione Mercato, Divisione Infrastrutture e Reti, Divisione Telecomunicazioni, Divisione Servizi e Altre attività, Reti di Trasmissione). Queste, pur racchiudendo ancora al proprio interno varie società, rispondono in maniera più adeguata, dal punto di vista gestionale, alle mutate strategie di Enel SpA che, superando il modello di multiutility, ha focalizzato le proprie attività sull'energia elettrica e sul gas.

In tal senso Enel SpA si appresta a cedere il controllo di Wind e, in risposta a quanto stabilito dalla legge 27 ottobre 2003 n. 290, che prevede la riunificazione della proprietà e della gestione della Rete di Trasmissione Nazionale, Enel SpA porterà dal 50% al 5% la partecipazione in Terna. Entro il 31 ottobre 2005, in attuazione della predetta legge, la stessa Terna assumerà il controllo dell'attuale ente Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale.

Generazione ed Energy Management: ha la missione di produrre e offrire al mercato energia al minimo costo possibile e nel rispetto degli standard ambientali e di sicurezza stabiliti dalla legge, integrando nel processo decisionale tutti gli elementi della catena del valore, dal sourcing di combustibile al trading di energia e combustibili. Sono, inoltre, attribuite a questa Divisione le attività di vendita di energia elettrica e gas a grossisti, rivenditori e clienti "energivori".

Mercato: ha la missione di assicurare il presidio completo del mercato dell'energia elettrica e del gas, sviluppando un'offerta integrata di prodotti/servizi e gestendo un mix articolato di canali distributivi; nella fase transitoria di incompleta liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica. La fidelizzazione dei clienti in vista della completa liberalizzazione del mercato è uno degli obiettivi particolari dell'area.

Infrastrutture e Reti: ha la missione di garantire la distribuzione e trasmissione di energia elettrica e gas, valorizzando il know-how e le competenze nell'ottica di sfruttare le sinergie di costi ed investimenti derivanti da una gestione integrata.

Telecomunicazioni: include le attività svolte da Wind e società controllate.

Servizi alle Aziende e Attività Diversificate: ha la missione di assicurare servizi "di qualità" a prezzi di mercato alle aziende clienti e, prioritariamente, alle società del gruppo, valutando l'opportunità di sviluppare partnership con principali operatori nell'ambito di ciascuno dei seguenti settori di attività: i servizi immobiliari, i servizi informatici, la formazione, l'amministrazione del personale, la ricerca.

La Politica ambientale

L'attenzione di Enel verso l'ambiente e il territorio è ormai una realtà consolidata.

Il contenimento delle emissioni, l'uso razionale delle risorse, la gestione degli impianti e il loro inserimento nel territorio rappresentano oggi una priorità aziendale.

La protezione dell'ambiente è, così, diventata strategica per il valore che aggiunge alle scelte industriali di Enel e per l'alta valenza sociale che essa riveste.

Gli apprezzabili risultati raggiunti nel corso degli anni hanno indotto Enel a confermare, anche per il 2004, la propria Politica ambientale e i principi che la ispirano e a riproporre, con rinnovato impegno, il conseguimento dei relativi obiettivi.

Principi

- > Tutelare l'ambiente, la sicurezza e la salute dei lavoratori.
- > Proteggere il valore dell'Azienda.
- > Migliorare gli standard ambientali e di qualità del prodotto.

Obiettivi strategici

- > Utilizzazione di processi e tecnologie che prevengono e/o riducono le interazioni con l'ambiente-territorio.
- > Impiego razionale ed efficiente delle risorse energetiche e delle materie prime.
- > Ottimizzazione del recupero dei rifiuti.
- > Applicazione di sistemi internazionali per la gestione ambientale e della sicurezza nelle diverse attività.
- > Ottimizzazione dell'inserimento degli impianti nel territorio.
- > Applicazione delle migliori tecniche di esercizio.
- > Comunicazione ai cittadini e alle istituzioni sulla gestione ambientale dell'Azienda.
- > Formazione e sensibilizzazione dei dipendenti sulle tematiche ambientali.

Estratta dal Rapporto ambientale 2004 sottoscritto dal Vertice aziendale.

Sostenibilità e governance dell'ambiente

I grandi investitori internazionali, proprio come i piccoli risparmiatori, chiedono alle aziende dividendi e minimizzazione dei rischi. In virtù di tali istanze la responsabilità sociale d'impresa è un elemento importante nella scelta d'investimento. Attualmente i fondi etici, quelli specializzati in investimenti socialmente responsabili, che hanno deciso di acquistare azioni Enel sono 47 e detengono circa il 20% della quota istituzionale. Attuare, documentare e comunicare comportamenti socialmente responsabili è pertanto fondamentale nella strategia di Enel, perché premiante. La "Responsabilità sociale d'impresa" è la traduzione del concetto anglosassone di Corporate Social Responsibility, che si abbrevia con la sigla CSR e che rappresenta la capacità di governare la complessa integrazione tra gli interessi economici dell'impresa e tra i diritti delle parti sociali interessate, attraverso l'impegno a difendere l'ambiente, l'ecologia, i valori morali. La CSR si compone della:

- > responsabilità economica (tutte le attività che hanno origine o relazione economico-finanziaria);
- > responsabilità ambientale (il grado di capacità dell'azienda di governare le variabili e l'impatto ambientale della sua attività);
- > responsabilità sociale (le azioni dell'impresa verso le persone e le comunità, i gruppi d'interesse e di rappresentanza, le persone che vi lavorano).

L'insieme di queste tre componenti e la capacità dell'impresa di tenerle fra loro in un equilibrio

efficiente e virtuoso, genera il concetto di "sostenibilità".

Enel opera nel convincimento che la creazione di valore per gli azionisti, obiettivo di fondo di ogni seria attività d'impresa, non sia assolutamente in contrasto con il perseguimento di obiettivi di tipo ambientale e sociale. Anzi, si è certi che la competitività e il successo del marchio siano imprescindibilmente connessi alla capacità di rendere le attività pienamente sostenibili. La governance ambientale rappresenta l'insieme della politica, delle responsabilità, degli strumenti e delle iniziative che rendono capace l'azienda di governare le variabili e l'impatto ambientale della sua attività in altre parole è il modo come l'azienda espleta le proprie responsabilità ambientali.

Oggi gli strumenti che in Enel sostengono la governance ambientale sono:

- > il reporting ambientale;
- > i sistemi di gestione ambientale e della sicurezza;
- > la registrazione EMAS delle organizzazioni produttive;
- > la formazione e l'informazione.

Questi strumenti garantiscono azioni e comportamenti omogenei in tutte le unità territoriali. Inoltre, attraverso gli accordi volontari si attivano le giuste sinergie tra l'azienda, le istituzioni e le associazioni ambientaliste, capaci di trasformare i vincoli ambientali in opportunità di mercato, in vista della definizione di possibili obiettivi comuni per lo sviluppo sostenibile.

Il reporting ambientale

Il reporting, vale a dire la raccolta, l'analisi e la sintesi dei dati e delle informazioni, rappresenta lo strumento chiave per il monitoraggio dello "stato ambientale" dell'Azienda. La raccolta dei dati e delle informazioni ambientali, che nel corso degli

anni è stata via via perfezionata introducendo tecniche di rilevazione e procedure a garanzia dell'affidabilità delle informazioni, è ormai parte integrante del sistema di gestione di Enel.

Il Gruppo Enel, fermamente convinto che l'ambiente è sempre più strumento vincente nel nuovo mercato, destina rilevanti voci di bilancio alla spesa ambientale. Nel 2004 l'impegno finanziario affrontato da Enel in Italia per la protezione ambientale è stato ancora una volta notevole:

- > 112 milioni di euro per gli investimenti;
- > 495 milioni di euro per le spese correnti.

La quasi totalità di questi importi si riferisce all'attività elettrica.

Sono considerate ambientali le spese per prevenzione e riduzione dei fenomeni di inquinamento e degrado ambientale nonché di ripristino della qualità dell'ambiente, a prescindere dalla ragione che le determina (provvedimento normativo, convenzione con ente locale, decisione aziendale ecc.). Sono invece escluse le spese sostenute per limitare l'utilizzo di risorse naturali come pure le spese che, pur esercitando un impatto favorevole sull'ambiente, sono effettuate per perseguire altri scopi principali, quali igiene e sicurezza dell'ambiente di lavoro nonché sicurezza e salvaguardia degli impianti.

Il complesso degli investimenti appare sostanzialmente ripartito in termini paritari tra produzione e distribuzione di energia elettrica. Agli investimenti su impianti esistenti (65% del totale) contribuisce, invece, per oltre il 70% la produzione (in particolare con l'inizio degli interventi di miglioramento ambientale delle sezioni 1 e 2 della centrale di Fusina e della conversione a carbone della centrale di Torrevaldaliga Nord), mentre quelli su impianti nuovi (35% del totale) risultano quasi esclusivo appannaggio della distribuzione.

Questi ultimi riguardano essenzialmente la realizzazione di linee elettriche (nuove o sostitutive) ambientalmente compatibili.

Gli argomenti trattati in queste pagine trovano maggiore completezza e spiegazione nel Rapporto ambientale Enel 2004 disponibile sul sito WEB www.enel.it.

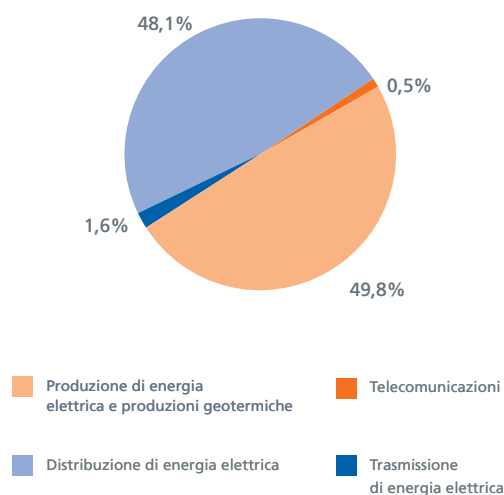
Perché si fa riferimento al Rapporto ambientale?

Per comunicare ad una vasta platea di interlocutori e di parti interessate la propria Politica ambientale, le proprie iniziative ed i risultati ambientali, Enel pubblica annualmente un Rapporto ambientale. I dati contenuti nel Rapporto sono sottoposti a verifica indipendente da parte di una società terza.

In considerazione delle pratiche costruttive standard ormai consolidate – anche per motivi finanziari – vengono attribuite a investimenti ambientali:

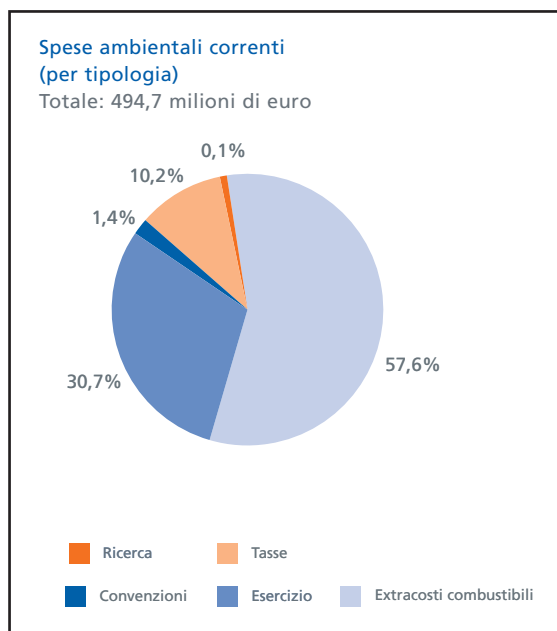
Investimenti ambientali complessivi (per area di attività)

Totale: 111,8 milioni di euro



Le spese ambientali correnti del 2004 fanno capo quasi esclusivamente alla produzione di energia elettrica e, per il 58% (285 milioni di euro), sono

dovute a extracosti combustibili, cioè, sostanzialmente, alla maggiore spesa sostenuta per l'impiego, obbligato da prescrizioni ambientali, di combustibili a ridotto tenore di zolfo in luogo di quelli utilizzabili in assenza dei vincoli ambientali che richiedono il ricorso a questa misura gestionale.



152 milioni di euro (di cui il 90% a carico della produzione di energia elettrica) sono rappresentati da spese di esercizio (funzionamento e

manutenzione delle apparecchiature e dei sistemi aventi funzioni ambientali, smaltimento dei rifiuti, adozione e funzionamento di sistemi di gestione ambientale, personale Enel e delle imprese coinvolte in queste attività, formazione ambientale ecc., ma anche oneri connessi con limitazioni di esercizio finalizzate alla protezione dell'ambiente, quali quelle sugli scarichi termici di alcune centrali termoelettriche e quelle che impongono a taluni impianti idroelettrici il rilascio di una parte della portata d'acqua nell'alveo sotteso, il cosiddetto Deflusso Minimo Vitale).

50 milioni di euro attengono, poi, a 'tasse' ambientali (sostanzialmente carbon tax, tassa sulle emissioni inquinanti e contributi sulla ricerca e coltivazione delle risorse geotermiche).

Gli investimenti per la salute e la sicurezza – che vengono effettuati soprattutto nell'ambito di interventi di ristrutturazione e di adeguamento di strutture e/o impianti – non sono considerati, data la loro difficile individuazione nel complesso degli investimenti effettuati.

È opportuno sottolineare comunque che detti interventi comportano sempre un miglioramento delle condizioni generali di sicurezza nelle quali operano i lavoratori.

I Sistemi di Gestione Ambientale e della sicurezza in ambito Generazione ed Energy Management

Per affrontare in modo ordinato ed efficace le questioni ambientali nel rispetto delle disposizioni legislative e regolamentari, la Divisione GEM procede all'introduzione di Sistemi di Gestione Ambientale (SGA) nei propri siti e nelle proprie attività.

L'obiettivo della Divisione è quello di far operare tutti gli impianti di produzione che al 2008 potranno essere ancora chiamati in esercizio, in base ad un Sistema di Gestione Ambientale

- certificato secondo la norma ISO 14001 che sia adeguato all'entità degli impatti provocati dai diversi processi di produzione e funzionale al raggiungimento degli obiettivi stabiliti dalle direttive aziendali. A tale scopo si opera per
- > Sensibilizzare e formare adeguatamente il personale coinvolto nella gestione ambientale ai diversi livelli.
- > Sviluppare un processo di Audit ambientale interno che costituisca uno strumento capace di

assicurare costantemente la rispondenza della gestione ambientale alla politica ed agli obiettivi ambientali stabiliti, nonché la conformità alla legislazione ambientale applicabile

Le Unità di Business attualmente certificate

secondo la norma internazionale ISO 14001 gestiscono il 70% dell'attuale potenza elettrica installata di GEM. Nel 2003 la potenza certificata ammontava al 51,4%.

La registrazione EMAS delle organizzazioni produttive

La partecipazione al Sistema Comunitario di Ecogestione ed Audit noto come EMAS (Eco Management and Audit Scheme) in accordo con le disposizioni del nuovo regolamento CE n. 761 del 19 marzo 2001 costituisce un ulteriore stimolo per il miglioramento continuo ed un valido strumento per intrattenere un dialogo aperto con i cittadini e le istituzioni sulle questioni ambientali dei siti produttivi.

Per le Unità di Business che hanno certificato il proprio sistema di gestione secondo la norma ISO 14001 si intende procedere progressivamente alla richiesta di registrazione ad EMAS.

Le registrazioni EMAS ad oggi ottenute (giugno 2005) sono 16: le centrali termoelettriche di Fusina (VE) e Porto Marghera (VE), La Casella (PC), Leri Cavour (VC), Montalto di Castro (VT), Sulcis

(CA) e Torrevaldaliga Nord (RM), e gli impianti idroelettrici appartenenti alle Unità di Business di Trento, Vittorio Veneto (BL), Bologna (n. 5), ed alle Aree Idroelettriche del Vomano (TE) e Taloro (NU). Queste registrazioni corrispondono a circa il 33% della la potenza elettrica installata GEM.

È stata inoltre richiesta la registrazione per gli impianti termoelettrici di La Spezia e Brindisi Sud e degli impianti idroelettrici della Sardegna.

Sono in corso le attività propedeutiche alla richiesta di registrazione per gli impianti idroelettrici delle Unità di Business di Brescia, Bolzano, Cuneo, Feltre, Napoli, Sondrio e dell'Area Idroelettrica di Chieti.

Dopo il perfezionamento degli iter avviati e di quelli previsti la potenza registrata ammonterà a circa il 62%.

La formazione e l'informazione

I programmi di formazione e di informazione ambientale costituiscono, ormai, elementi qualificanti del piano annuale formativo destinato ad accrescere le competenze e le professionalità delle risorse umane di Enel.

In particolare, per quanti più direttamente coinvolti nelle attività di carattere ambientale, nel 2004 sono stati attivati e sviluppati moduli formativi per un ammontare complessivo di circa 43.000 ore-uomo. Anche per il 2004 Enel ha puntato sull'informazione per divulgare le proprie iniziative all'interno e all'esterno dell'Azienda. Le attività di informazione hanno raggiunto risultati molto soddisfacenti grazie anche a quasi quattro anni di funzionamento del "Canale Ambiente"

(www.enel.it/ambiente) e del "Canale Natura" (www.enel.it/natura), che rappresentano due sezioni tematiche orientate a far conoscere le relazioni fra il mondo industriale, l'ambiente e gli aspetti naturalistici legati al territorio.

Dopo quasi quattro anni il canale "Ambiente" è stato completamente ristrutturato.

Dedicato alla Politica ambientale ed energetica dell'Azienda, attualizzato nei contenuti e nella veste grafica e semplificato nella logica di navigazione, il nuovo canale si propone come fonte di informazione sulla politica e le attività energetiche di Enel, oltre a costituire una fonte di documentazione e dibattito sul settore energetico a livello nazionale, comunitario e internazionale.

Il Rapporto ambientale



annualmente un Rapporto ambientale. I dati contenuti nel Rapporto sono sottoposti a verifica

Dal 1996 per comunicare ad una vasta platea di interlocutori e di parti interessate la propria Politica ambientale, le proprie iniziative ed i risultati ambientali, Enel pubblica

indipendente da parte di una società terza. I tempi necessari per consolidare i dati di consuntivo e per la verifica, consentono la pubblicazione del Rapporto solo all'inizio del periodo estivo. Ciò significa che i dati aziendali ufficiali più recenti, disponibili al momento della preparazione di questa Dichiarazione, sono quelli relativi al Rapporto 2004, pubblicato nell'estate 2005.

Il Rapporto ambientale annuale rappresenta non solo lo strumento per misurare i risultati raggiunti e tracciare un bilancio delle attività e dei miglioramenti conseguiti nel corso degli anni, ma anche un documento per presentare le inevitabili criticità ambientali e le problematiche emergenti. La redazione del Rapporto è strettamente connessa al sistema di reporting ambientale.

Il Bilancio di sostenibilità



preoccupazioni sociali ed ecologiche nelle operazioni commerciali e nei rapporti con le parti interessate, sono infatti tradotte in obiettivi di responsabilità sociale e rese parte integrante del piano industriale 2004/2008.

Rappresenta lo strumento attraverso cui dare visibilità all'impegno nelle tre aree di responsabilità: economica, ambientale e sociale. Ma non si tratta solo di dare evidenza. Le

Il piano comprende obiettivi di sostenibilità e responsabilità sociale che sono strettamente connessi con tutte le attività fondamentali dell'Azienda. Questi obiettivi vanno dal miglioramento della combinazione di combustibili utilizzata al continuo progresso nella sicurezza dei lavoratori e dell'ambiente di lavoro; dal controllo delle emissioni in atmosfera alla formazione delle risorse umane; dai rapporti con le associazioni, gruppi d'interesse e comunità alla soddisfazione del cliente. Il Bilancio finanziario, il Rapporto ambientale ed il Bilancio di sostenibilità, a partire dal 2003, vengono presentati insieme. Essi costituiscono un insieme integrato di documenti che illustrano una realtà economica, ambientale e sociale unita dalla medesima missione. Questi documenti sono disponibili sul sito: www.enel.it.

La Divisione Generazione ed Energy Management (GEM)

La Divisione governa l'intero processo produttivo dell'energia elettrica. Essa è organizzata in sei aree di business (figura 2), le funzioni di servizio (personale, amministrazione, ecc.) sono comuni alle diverse aree.

La competitività nel libero mercato è oggi l'obiettivo primario della Divisione Generazione ed Energy Management, che intende concorrere alle nuove sfide e cogliere tutte le opportunità che si presentano sul mercato internazionale tramite l'ottimizzazione della propria capacità produttiva e il raggiungimento di un livello di efficienza sempre più alto.

Nel 2004 la produzione complessiva di tutti gli impianti confluiti nella Divisione GEM ammonta, al netto degli autoconsumi, a 125.867 milioni di kWh, di cui 26.591 milioni di kWh da fonti rinnovabili (grafico 1).

A fine 2004 gli impianti termici sono 46 (tabella 1) per una potenza netta installata complessiva di 26,8 milioni di kW; i combustibili utilizzati sono olio combustibile, gas naturale, carbone, orimulsion, gasolio. Gli impianti idroelettrici sono 495, per una potenza netta complessiva di 14,3 milioni di kW. Gli impianti che sfruttano altre fonti rinnovabili sono: 31 centrali geotermoelettriche per una potenza complessiva di 642.000 kW; 18 centrali eoliche per una potenza totale di 247.000 kW; 5 centrali fotovoltaiche per una potenza di 4.200 kW.

Il contributo della produzione idroelettrica, la più significativa fra le energie rinnovabili impiegate in Italia, è fondamentale nelle ore ad elevata richiesta di carico.

Figura n. 2
Modello Organizzativo
Divisione Generazione ed Energy Management

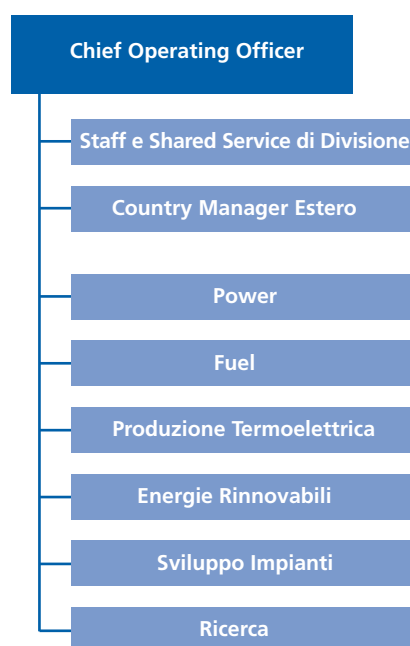


Grafico n. 1
Ripartizione della produzione per
fonte energetica

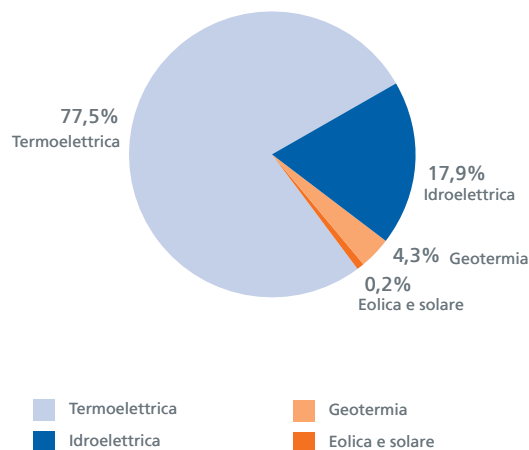
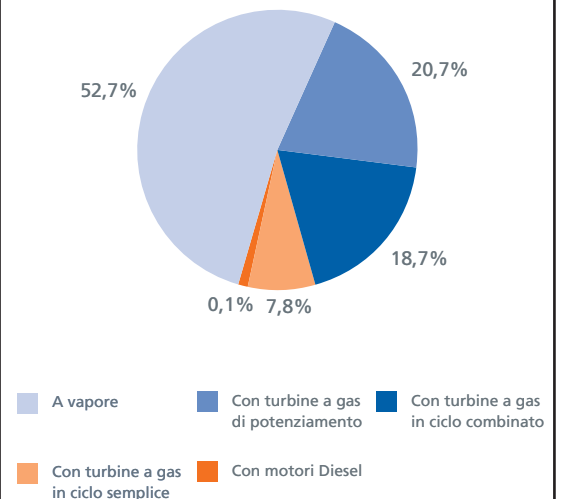


Tabella n. 1
Consistenza impianti termoelettrici

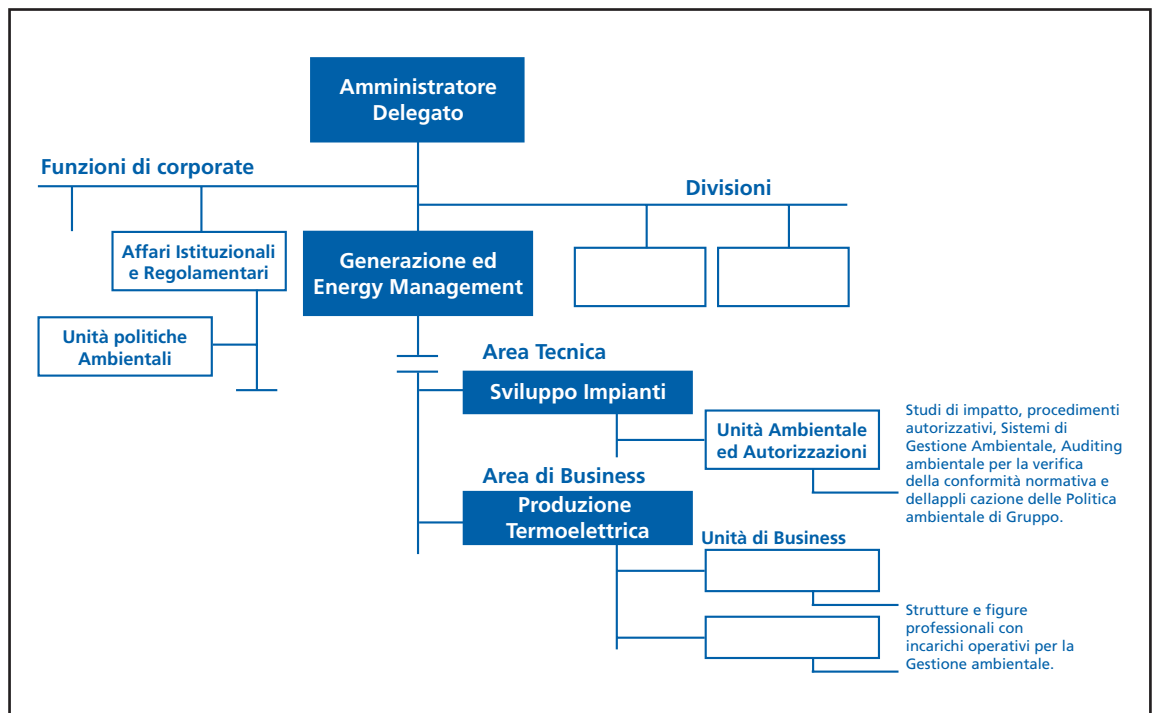
	Centrali n.	Sezioni n.	Potenza efficiente netta MW
A vapore (a condensazione)		57	14.145
Con turbine a gas di potenziamento		9	5.556
Con turbine a gas in ciclo combinato		14	5.005
Con turbine a gas in ciclo semplice		30	2.104
Con motori Diesel		49	27
	46	159	26.837

Grafico n. 2
Potenza efficiente netta
Totale: 26.837 MW



L'Organizzazione ambientale

Figura n. 3



Nell'ambito della Direzione di Corporate Affari Istituzionali e Regolamentari è compresa l'Unità Politiche ambientali, che ha la missione di definire gli obiettivi ambientali strategici di Enel e di assicurare la coerenza dei programmi e delle iniziative conseguenti da parte delle Divisioni.

L'Unità Politiche ambientali si avvale di una struttura con il compito di:

- > promuovere, attuare e coordinare gli accordi di programma con istituzioni, enti e agenzie in campo ambientale;
- > individuare gli indicatori e garantire il monitoraggio e il controllo dell'andamento delle iniziative aziendali in termini di impatto ambientale;
- > elaborare analisi su specifici temi ambientali che hanno particolari ripercussioni sull'intero sistema aziendale e che suscitano interesse nell'opinione pubblica;
- > stabilire relazioni con le Istituzioni, gli enti e gli istituti specializzati in materia ambientale su particolari aspetti tecnici;
- > predisporre il Bilancio ambientale di Enel.

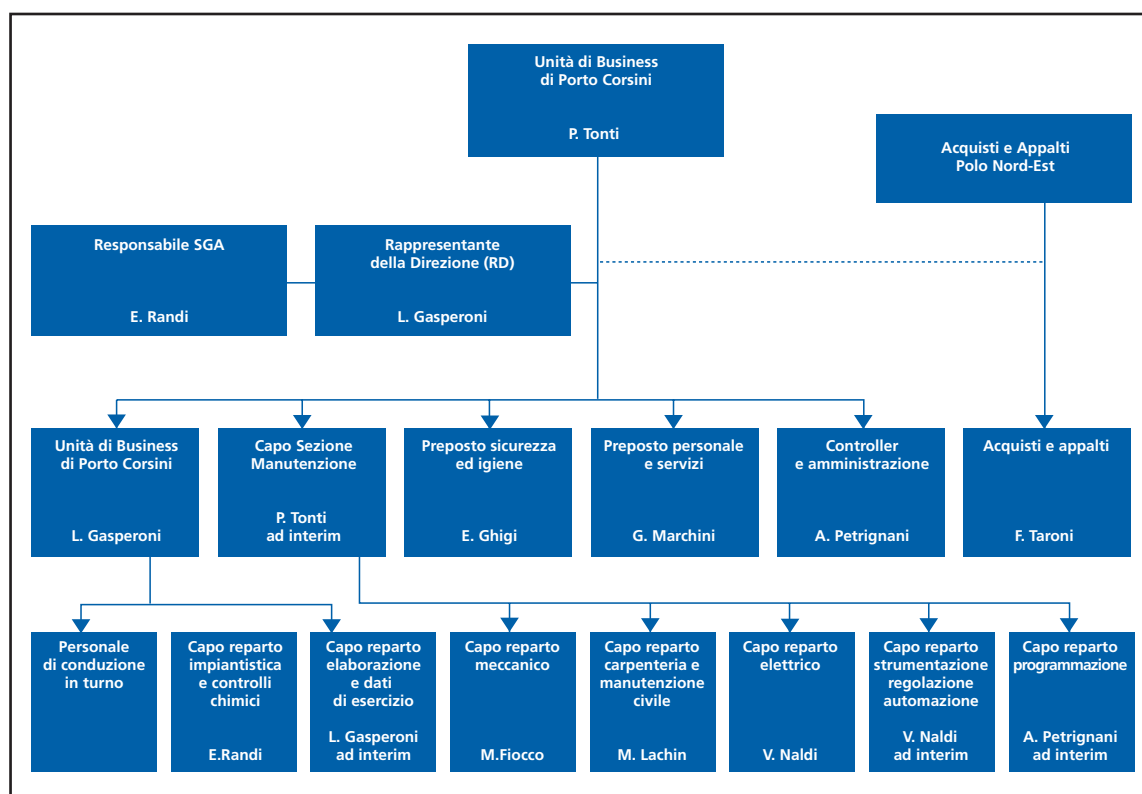
In ciascuna delle Divisioni, in relazione alle specifiche problematiche, sono presenti strutture operative e/o figure professionali preposte a svolgere attività in campo ambientale.

Le risorse umane complessivamente dedicate, esclusivamente o parzialmente, a temi ambientali ammontano a oltre 240 unità equivalenti a tempo pieno.

A livello di Divisione Generazione ed Energy Management (GEM), opera, nell'area tecnica Sviluppo Impianti, l'Unità Ambiente ed Autorizzazioni. I principali compiti di questa Unità sono l'ottenimento delle autorizzazioni previste in sede Ministeriale che include, quando necessario, lo svolgimento degli studi di impatto ambientale, sviluppo dei sistemi di Gestione ambientale, Auditing ambientale interno che include la verifica di conformità normativa e la conformità dei principi di azione delle unità produttive alla politica di gruppo.

La struttura organizzativa registrata ad EMAS

Figura n. 4



L'organizzazione registrata ad EMAS in conformità al Regolamento CE n. 761/2001 del 19 marzo 2001, cui fa riferimento questa Dichiarazione, è l'Unità di Business di Porto Corsini (centrale Teodora).

L'organizzazione è composta dalla Direzione di UB, che dispone di tre funzioni di staff: controller, sicurezza e igiene del lavoro, personale e servizi (figura 4).

Il controllo operativo è affidato al Capo Unità di Esercizio, il quale coordina inoltre le attività svolte dal Reparto Impiantistica e Controlli Chimici inerenti la gestione operativa degli impianti chimici ed i controlli di laboratorio, nonché le attività di raccolta, classificazione ed archiviazione dei dati di esercizio svolte dal Reparto Elaborazione Dati di Esercizio. Il Capo Reparto Impiantistica e Controllo Chimici gestisce anche i rapporti con gli Enti e le Amministrazioni per tutte le problematiche connesse all'esercizio inerenti concessioni ed ambiente.

Il Capo Sezione Manutenzione coordina tutte le attività operative di natura meccanica, civile ed elettrica svolte dal personale inserito nei reparti: Meccanico, Carpenteria e Civile, Elettrico e Automazione-Strumenti. Coordina inoltre le attività svolte dal Reparto Programmazione per la gestione dei programmi di manutenzione e delle richieste di lavoro inerenti interventi su chiamata per tutte le unità operative dell'impianto. Egli si avvale della collaborazione dei Capi Reparto cui vengono delegate specifiche responsabilità in relazione alle attività svolte nei rispettivi reparti.

Il sito e l'ambiente circostante

L'attività della centrale Teodora è la produzione di energia elettrica attraverso la combustione di Metano; tale impianto è ubicato nella zona settentrionale del polo industriale nel comune di Ravenna in località Porto Corsini e si trova sul canale navigabile Candiano, a circa 1,3 km dalla linea di costa, che qui è orientata da S a N sul mare Adriatico. Immediatamente dietro la Unità di Business si estende la zona di barena della Pialassa Baiona mentre circa 10 km a NW si estendono le Valli di Comacchio.

La centrale è stata realizzata dalla società SADE alla fine degli anni '50 e nella configurazione presente sino alla trasformazione a ciclo combinato prevedeva quattro gruppi di produzione, due da 70 MW e due da 160 MW, ad olio combustibile, entrati in servizio negli anni 1960-1966. Attorno agli anni '90, è emersa l'esigenza di rinnovare gli impianti a quel punto giunti al termine della loro vita tecnica, adeguandoli con le più moderne tecnologie. Successivamente alla trasformazione, la centrale è costituita da due moduli a ciclo combinato, alimentati a gas naturale, da circa 380 MW lordi ciascuno; il nuovo impianto così descritto è in grado di produrre oltre 6.000 GWh annui.

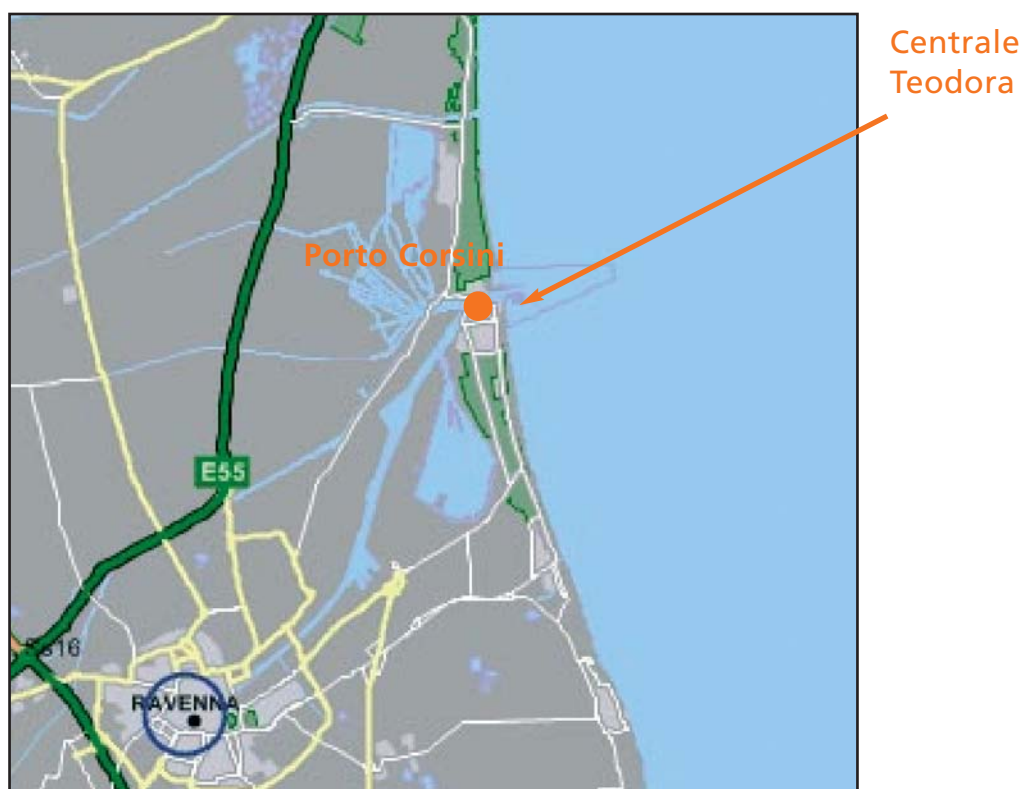
Nelle due seguenti figure è illustrata la collocazione geografica della centrale Teodora.

Figura n. 5
Regione Emilia Romagna



Centrale Teodora
in località
Porto Corsini (RA)

Figura n.6



Inquadramento territoriale

La zona umida della Pialassa Baiona, posta nelle immediate vicinanze della centrale Teodora, si estende per oltre 1.100 ettari; essa è classificata fra le zone umide di importanza internazionale ai sensi della Convenzione di Ramsar, come Sito di Interesse Comunitario (SIC - Direttiva 92/43/CEE) e individuata come Zona di Protezione speciale (ZPS - Direttiva 79/409/CEE). L'inclusione della Pialassa Baiona tra i SIC e gli ZPS è avvenuta con il DM 3 Aprile 2000, attraverso il quale si è data attuazione al DPR 8 Settembre 1997, n. 357 di recepimento alle menzionate direttive comunitarie.

Per la protezione della Pialassa Baiona alcuni Enti, quali la C.I.R.S.U. (Centro Interdipartimentale di Ricerca per le Scienze ambientali in Ravenna), il Comune di Ravenna Servizio Ambiente, l'A.R.P.A. (Agenzia Regionale Prevenzione Ambiente dell'Emilia Romagna) Sezione Provinciale di Ravenna, l'A.U.S.L. (Azienda Unità Sanitaria Locale) di Ravenna, il Consorzio per il Parco del Delta del Po e la Provincia di Ravenna, hanno sottoscritto un Protocollo d'Intesa dal titolo "Programma di Monitoraggio e Risanamento della Pialassa Baiona".

Esso ha l'obiettivo di porre le basi per valutare l'attuale assetto ambientale della Pialassa Baiona, fornire indicazioni per la gestione della stessa e proporre eventuali futuri interventi di risanamento.

La Direzione della centrale Teodora ha contribuito fornendo risultati di campagne di indagine relativi all'ecosistema Pialassa.

Nella scheda di approfondimento n. 3 si riporta una descrizione degli aspetti climatici e geo-morfologici che caratterizzano il sito produttivo.

Iniziative ambientali nell'area industriale di Porto Corsini

La Unità di Business Enel di Porto Corsini ha aderito al protocollo d'intesa per lo "Sviluppo di un programma di miglioramento della compatibilità ambientale dell'area chimica ravennate"; suddetto protocollo, sottoscritto da regione Emilia Romagna, provincia di Ravenna, comune di Ravenna, Associazione degli Industriali di Ravenna, CGIL, CISL, UIL, API e Camera di Commercio, Industria ed Artigianato di Ravenna si è posto come obiettivo l'avvio di un programma di miglioramento della compatibilità dell'area industriale.

L'accordo, volontario, prevede principalmente che ogni azienda aderente adotti un Sistema di Gestione Ambientale conforme alla norma UNI EN ISO 14001; al momento della stesura del presente documento quasi tutte le aziende hanno raggiunto la certificazione ISO 14001.

Successivamente è previsto un nuovo protocollo volontario per l'ottenimento di una certificazione EMAS di area ancora in via di definizione.

L'attività produttiva

Il profilo produttivo

L'impianto è dedicato alla produzione di energia elettrica mediante due unità a ciclo combinato alimentata a gas naturale; prima del 2003 la produzione era ottenuta con unità a vapore alimentate ad olio combustibile come illustrato di seguito.

L'energia prodotta ed i combustibili utilizzati negli anni 2003, 2004 e nel I trimestre 2005 raffrontati agli stessi dati del 2000, ultimo anno di produzione ad olio combustibile sono riportati nel seguente prospetto.

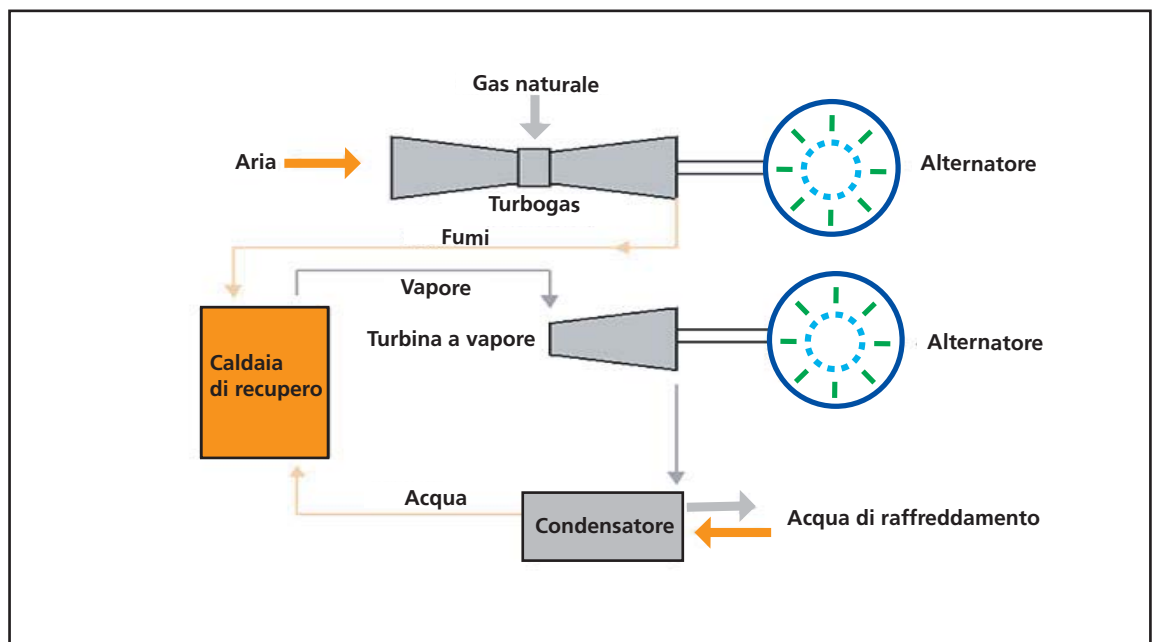
	2000	2003	2004	I trim. 2005
Energia prodotta immessa in rete (GWh)	1.267	4.290	4.177	963
Gas naturale (milioni di standard m ³)	-	861	835	191
Olio combustibile denso (migliaia di tonnellate)	292	-	-	-

Descrizione del processo produttivo

Le due sezioni a ciclo combinato della centrale Teodora (denominate Gruppo E e Gruppo G) sono state realizzate accoppiando turbine a gas alle turbine a vapore di due unità termoelettriche preesistenti nel sito. Ciascuna delle due unità a ciclo combinato ha così una potenza nominale lorda di circa 375 MW elettrici. Sottraendo i consumi per i servizi ausiliari elettrici d'impianto ciascuna unità è in grado di immettere in rete una potenza di circa 370 MW.

Precedentemente alla trasformazione, la centrale era costituita da 4 sezioni, entrate in servizio commerciale tra il 1959 ed il 1966, di cui 2 con potenza di 70 MW e 2 con potenza di 156 MW; tali sezioni erano alimentate ad olio combustibile, il cui approvvigionamento avveniva via nave. La produzione

Figura n. 7
Schema del ciclo combinato



di energia elettrica avveniva secondo un ciclo termodinamico a vapore, lo stesso che va a costituire una parte del ciclo combinato attraverso cui funziona attualmente la centrale, il quale viene di seguito descritto nei tratti essenziali del suo funzionamento. I fumi prodotti dalla combustione erano convogliati in 4 camini (uno per sezione) aventi altezze variabili da 50 a 65 metri. Quale fonte di raffreddamento veniva utilizzata (come tuttora) l'acqua del canale Candiano, mentre l'olio combustibile veniva stoccato in un serbatoio da 50.000 m³ ed in 4 serbatoi da 15.000 m³; erano presenti inoltre 2 serbatoi da 1.000 m³ per l'alimentazione giornaliera delle caldaie.

L'attuale processo di produzione di una centrale a ciclo combinato è invece costituito da due cicli termodinamici in cascata dove l'energia termica non sfruttata in uscita dal primo costituisce l'energia in ingresso del secondo.

Il primo è un ciclo termodinamico a gas in cui i gas prodotti dalla combustione del metano vengono fatti espandere in una turbina trasformando così energia termica in energia meccanica.

Il secondo è un ciclo a vapore, in cui l'acqua viene riscaldata con il calore residuo contenuto nei gas di scarico del ciclo precedente sino a produrre vapore; questo vapore viene fatto espandere in apposite turbine in modo da trasformare ancora una volta energia termica in energia meccanica.

La foto seguente ritrae una delle turbine a vapore.

Figura n. 8



Dopo essere stato utilizzato, il vapore è inviato nel condensatore, dove, raffreddato dall'acqua di mare, si trasforma nuovamente in acqua per effettuare un nuovo ciclo.

L'energia meccanica prodotta dalle turbine a gas e da quelle a vapore viene trasformata, per mezzo di alternatori (uno per ogni turbina), in energia elettrica.

Un trasformatore per ogni alternatore eleva poi la tensione dell'elettricità al livello di quella della rete di trasporto in Alta Tensione.

Il Rapporto tra l'energia trasformata in energia elettrica ed immessa in rete e l'energia termica totale

utilizzata, prodotta dalla combustione del metano, rappresenta il rendimento netto della centrale. Nel caso della centrale Teodora il rendimento è nell'ordine del 53-55%.
Nella figura successiva sono visibili i trasformatori dell'elettricità prodotta dalle turbine a gas.

Figura n. 9



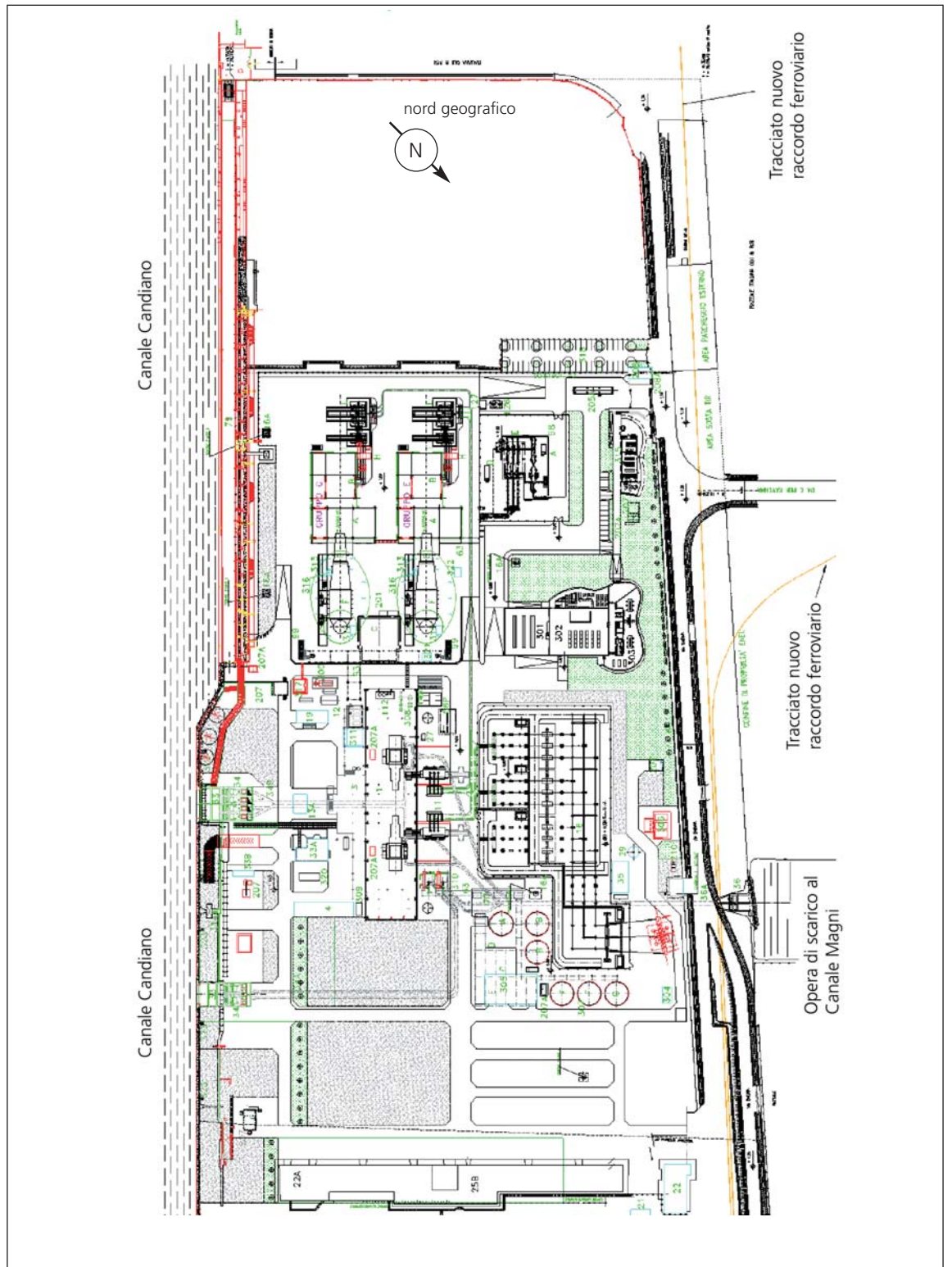
L'energia elettrica è a questo punto pronta per essere immessa nella rete di distribuzione; ciò avviene per mezzo della stazione elettrica della Unità di Business, mostrata nell'immagine, da cui parte un apposito elettrodotto.

Figura n.10



Il processo di produzione è integrato da impianti, dispositivi ed apparecchiature ausiliarie che ne assicurano il migliore funzionamento. La figura seguente illustra la planimetria generale della Unità di Business di Porto Corsini.

Figura n. 11
Planimetria della Unità
di Business



Sistemi di controllo e riduzione degli inquinanti atmosferici

La formazione di NO_x è contenuta utilizzando combustori del tipo DLN (Dry Low NO_x). Questi realizzano una particolare configurazione della fiamma che abbassa i picchi di temperatura, principali responsabili della produzione di NO_x .

L'utilizzo esclusivo di gas naturale elimina problematiche legate all'emissione di SO_2 e riducono sensibilmente, dal punto di vista quantitativo, le polveri.

Dispersione nell'atmosfera

L'impianto è dotato di due ciminiere costituite da una canna metallica del diametro di 6,4 m che raggiungono l'altezza di 90 m dal piano campagna (figura 17).

Opere di presa, circolazione e restituzione delle acque di raffreddamento

L'acqua di raffreddamento dell'impianto è prelevata dal canale Candiano, tramite due opere di presa, con una capacità massima complessiva di 15 m^3/s .

L'acqua, una volta svolta la sua funzione di raffreddamento, viene scaricata, attraverso un opera di convogliamento, nel Canale artificiale Magni, il quale confluisce poi nella Pialassa Baiona.

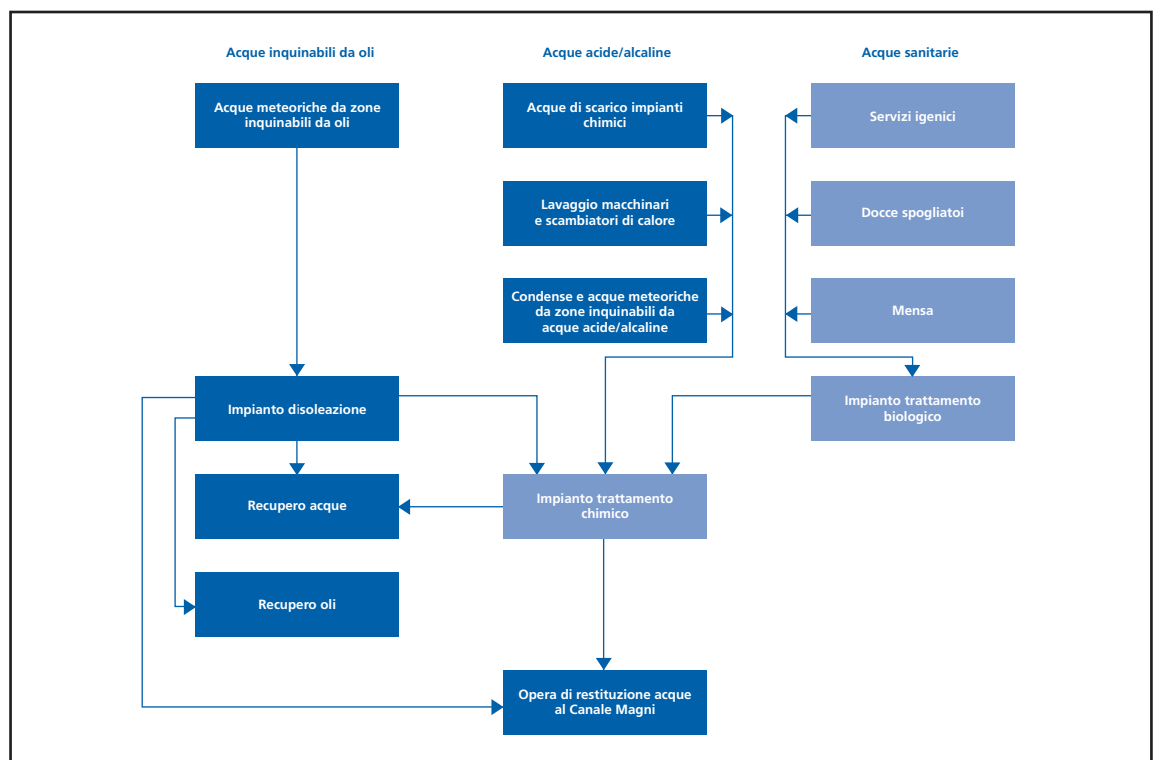
Raccolta, trattamento e scarico delle acque reflue

Le acque reflue sono trattate nell'impianto trattamento acque reflue (ITAR), nel quale subiscono un trattamento di tipo chimico-fisico; esse sono acque potenzialmente inquinate da oli, acque derivanti dalla rigenerazione delle resine (acide), da spurghi del ciclo termico, dagli scarichi civili e dai periodici lavaggi delle parti del generatore di vapore a recupero che vengono a contatto con i fumi.

Le acque, una volta trattate, sono restituite nel canale artificiale Magni.

Il funzionamento dell'ITAR prevede il trattamento delle acque acide e delle acque oleose della centrale, le quali sono raccolte separatamente ed inviate all'impianto per i trattamenti di disoleazione, chiarificazione e correzione del PH. Prima dello scarico le acque vengono stoccate in un serbatoio per verificarne un loro possibile riutilizzo; in alternativa esse sono inviate al corpo ricettore (Canale Magni). La figura successiva riporta uno schema sintetico del funzionamento dell'impianto di trattamento delle acque reflue.

Figura n. 12
Schema semplificato
dell'Impianto Trattamento
Acque Reflue



Tutte le acque nere (acque provenienti da servizi igienici, mensa, ecc.), sono captate attraverso una rete fognaria dedicata e subiscono un trattamento specifico, nell'impianto biologico.

Impianto di demineralizzazione

L'acqua demineralizzata viene prodotta dall'acqua industriale attraverso un impianto ad osmosi inversa e colonne a scambio ionico per poi essere stoccata in appositi serbatoi.

L'acqua demineralizzata è utilizzata principalmente per il reintegro del ciclo a vapore, per le caldaie ausiliarie e per il circuito chiuso dell'acqua di raffreddamento servizi.

Approvvigionamento del gas naturale

Il gas naturale è approvvigionato da una linea proveniente dalla rete nazionale della SNAM ed è fornito ad una pressione di circa 55 bar. Una stazione di trattamento visibile nella foto (figura 13), adegua la pressione del gas a quella richiesta per il funzionamento dell'impianto.



Figura n. 13



La Gestione ambientale del sito

La Politica del sito

L'Unità di Business termoelettrica di Porto Corsini per contribuire concretamente alla attuazione della Politica ambientale del Gruppo Enel si è dotata di una serie di strumenti, operativi e gestionali, commisurati alle proprie caratteristiche e agli impatti ambientali diretti ed indiretti prodotti dalle proprie attività. Il quadro di riferimento per la predisposizione, l'applicazione ed il perfezionamento di questi strumenti, nonché per la definizione di obiettivi e traguardi di miglioramento ambientali, è costituito dai principi d'azione formulati attraverso un documento che enuncia la Politica ambientale di sito.

		SISTEMA DI GESTIONE AMBIENTALE	
<small>L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA</small>			
UBT Porto Corsini			
LA POLITICA AMBIENTALE NELL'UNITA' DI BUSINESS DI PORTO CORSINI			
<p>In applicazione della Politica Ambientale del <i>Gruppo Enel</i>, l'organizzazione dell'impianto di Porto Corsini ha adottato una propria Politica Ambientale che si compone dei principi di azione indicati di seguito. L'insieme di tali principi rappresenta il quadro di riferimento per stabilire obiettivi e traguardi ambientali e per orientare il comportamento dell'intera organizzazione nei confronti dell'ambiente. La Direzione e tutto il personale sono coinvolti nella attuazione dei principi della presente Politica Ambientale e ciascuno, per quanto di sua competenza, si impegna a:</p>			
<ul style="list-style-type: none"> • Gestire le problematiche ambientali connesse alle attività dell'Impianto adottando come principi fondamentali la tutela dell'ambiente, la salute e la sicurezza dei lavoratori. • Addestrare il personale per l'identificazione e la riduzione degli impatti sull'ambiente derivanti dalle attività dell'Impianto, promuovendo ad ogni livello un diffuso senso di responsabilità verso l'ambiente. • Realizzare le proprie attività in conformità alle leggi e ai regolamenti locali, regionali e nazionali e agli standard aziendali. • Gestire l'Impianto, progettare e realizzare le eventuali modifiche o nuove attività prendendo in considerazione le caratteristiche dello specifico contesto territoriale, al fine di tenere sotto controllo, minimizzare e, ove possibile, prevenire o eliminare gli impatti ambientali. • Assicurare la sistematica valutazione delle prestazioni ambientali dell'Impianto attraverso un costante monitoraggio finalizzato a fornire gli elementi per il continuo miglioramento delle prestazioni stesse. • Ottimizzare l'uso delle risorse naturali attraverso un impiego razionale ed efficiente delle risorse energetiche e delle materie prime favorendo il riciclaggio dei rifiuti e dei sottoprodotti. • Comunicare e cooperare con fornitori, appaltatori e con le altre imprese operanti nel contesto locale per migliorare la gestione complessiva delle tematiche ambientali. • Promuovere e sostenere un dialogo aperto con il pubblico e le autorità sulle problematiche ambientali, comunicando le informazioni necessarie per comprendere gli impatti sull'ambiente delle attività dell'Impianto. • Comunicare e cooperare con le autorità pubbliche per stabilire e aggiornare procedure di emergenza 			
Approvato da DUB: 	Politica ambientale	Revisione: 0 Del 01/06/04	Pag. 1 di 1
<small>Documento di proprietà ENEL. E' vietata la riproduzione e la divulgazione non autorizzata</small>			

La partecipazione ad EMAS

Al fine ottenere la registrazione al regolamento EMAS della centrale Teodora, sono state intraprese le azioni e sono state svolte le attività previste dal regolamento CE n. 761/2001 – sull'adesione volontaria delle organizzazioni ad un Sistema comunitario di Ecogestione ed Audit (EMAS).

Oltre alla definizione del documento di Politica ambientale per il sito, si è provveduto a:

- > effettuare una esauriente Analisi ambientale iniziale;
- > indicare un programma per il miglioramento delle prestazioni ambientali;
- > applicare un Sistema di Gestione Ambientale conforme alla norma UNI EN ISO 14001;
- > assicurare il coinvolgimento delle rappresentanze sindacali e dei dipendenti attraverso un'adeguata azione di formazione ed informazione;
- > sottoporre ad audit tutti i predetti elementi.

Alla luce dei risultati del primo audit effettuato, la Direzione dell'Unità di Business ha riesaminato gli obiettivi ed il Programma ambientale inizialmente stabiliti, ha adeguato il Sistema di Gestione Ambientale sulla base delle osservazioni e dei suggerimenti ricevuti, ha confermato il documento di Politica ambientale adottato, ed ha quindi richiesto alla società BVQI la certificazione di conformità alla norma UNI EN ISO 14001 del Sistema di Gestione Ambientale adottato.

È stata infine elaborata questa Dichiarazione ambientale, che dopo la convalida da parte del Verificatore ambientale accreditato (la stessa BVQI), è stata trasmessa al Comitato ECOLABEL - ECOAUDIT - Sezione EMAS ITALIA, cioè all'Organismo competente nel nostro Stato per la registrazione dei siti nel sistema comunitario di Ecogestione ed Audit.

Il Comitato ECOLABEL - ECOAUDIT – Sezione EMAS ITALIA, attraverso il suo organo tecnico - l'Agenzia nazionale per la Protezione dell'Ambiente e del Territorio (APAT) – ha verificato questa Dichiarazione, e dopo aver appurato, tramite le competenti Autorità locali, che nel sito sono rispettate tutte le disposizioni legislative applicabili, ha comunicato alla Direzione l'iscrizione del sito nel registro EMAS, autorizzando così la diffusione di questa Dichiarazione.

L'Audit ambientale, condotto da personale appositamente qualificato e indipendente dalla organizzazione del sito, realizza un processo di verifica sistematico e documentato che consente di conoscere e valutare, attraverso evidenze oggettive, se il Sistema di Gestione Ambientale adottato è conforme ai criteri definiti dall'Organizzazione stessa per la propria Gestione ambientale, e se la gestione rispetta la Politica ambientale dichiarata. I risultati dell'Audit sono comunicati in forma scritta alla Direzione dell'Organizzazione, che annualmente discute i risultati emersi da tali attività.

La procedura di convalida è volta ad accertare che i contenuti delle Dichiarazioni ambientali - iniziali e successivi -, siano documentati e verificabili e che rispondano alle esigenze dettate dal Regolamento CE n. 761/2001.

Prima di procedere alla convalida di questa Dichiarazione ambientale, il verificatore accreditato ha verificato l'Analisi ambientale iniziale, tramite la valutazione di conformità alla norma UNI EN ISO 14001 (si veda certificato a pagina 31).

Il Sistema di Gestione Ambientale

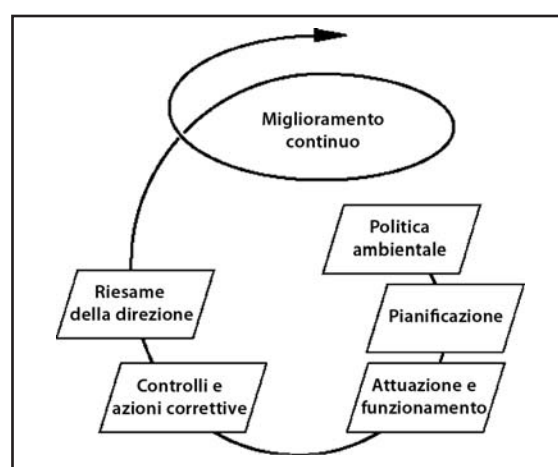
La finalità del Sistema è rappresentata dal miglioramento continuo delle prestazioni ambientali nel sito.

Pianificazione, Attuazione, Controllo e Riesame sono le quattro fasi logiche che sorreggono il funzionamento di un sistema di gestione ordinato per rispondere ai requisiti della norma internazionale UNI EN ISO 14001.

Il compimento ciclico delle suddette fasi consente di ridefinire continuamente obiettivi e programmi ambientali e, se del caso, la Politica ambientale, in modo da tener conto di nuove esigenze produttive, dell'evoluzione delle conoscenze e della normativa di settore, nonché dell'impegno aziendale al miglioramento continuo delle prestazioni ambientali.

La pianificazione comprende la preliminare identificazione degli aspetti ambientali significativi, l'identificazione delle disposizioni legislative e regolamentari applicabili, la definizione degli obiettivi e dei traguardi ambientali che si vogliono raggiungere, nonché la definizione di un programma operativo per raggiungere gli obiettivi ed i traguardi fissati in tempi predefiniti.

Nella fase di attuazione e funzionamento bisogna svolgere il Programma ambientale stabilito e controllare le operazioni e le attività associate agli aspetti ambientali significativi, compreso le attività di manutenzione e le attività svolte da terzi, occorre preparare la risposta alle possibili situazioni di emergenza. È necessario attribuire compiti e responsabilità: ognuno, all'interno dell'Organizzazione, deve contribuire a raggiungere gli obiettivi stabiliti in base alle responsabilità che gli sono state comunicate. La formazione e la sensibilizzazione del personale nonché l'adozione di un valido sistema di comunicazione, sia verso l'interno dell'azienda, sia verso l'esterno, sono



elementi basilari per attuare in modo efficace il Sistema di Gestione Ambientale.

Bisogna poi sorvegliare e misurare regolarmente le caratteristiche delle attività e delle operazioni che possono avere un impatto sull'ambiente, far effettuare Audit ambientali da auditor indipendenti, mettere in atto azioni correttive quando si verificano scostamenti rispetto ai requisiti ambientali stabiliti. Tutto deve essere documentato attraverso un adeguato sistema di registrazione che consenta di verificare l'andamento nel tempo delle caratteristiche misurate e di dimostrare le azioni correttive messe in atto, le attività di formazione, gli audit effettuati, le autorizzazioni ottenute, ed altro. Il riesame consente alla Direzione di affrontare l'eventuale necessità di cambiare la politica e gli obiettivi ambientali o gli altri elementi del sistema di gestione, alla luce dei risultati degli audit, di eventuali cambiamenti della situazione o di meglio sostenere l'impegno al miglioramento continuo. Le attività di ciascuna fase sono disciplinate da specifiche procedure di tipo gestionale od operative, che determinano le azioni da svolgere, il modo, le responsabilità connesse e i documenti o le registrazioni da produrre.

Le procedure gestionali sono raccolte nel Manuale di Gestione Ambientale (MGA); esso riporta al suo interno 17 sezioni che costituiscono altrettante procedure per la gestione dei principali punti della norma UNI EN ISO 14001 e del Regolamento CE n. 761/01; le sezioni contenute nel manuale sono le seguenti:

- > Politica ambientale
- > Aspetti ambientali
- > Disposizioni Legislative e Regolamentari
- > Obiettivi ambientali
- > Programma di Gestione ambientale
- > Struttura e Responsabilità del Sistema di Gestione Ambientale
- > Formazione e Sensibilizzazione ambientale
- > Comunicazione ambientale
- > Documentazione del Sistema di Gestione Ambientale
- > Controllo della Documentazione del Sistema di Gestione Ambientale
- > Controllo Operativo
- > Preparazione e Risposta alle Emergenze ambientali
- > Sorveglianza e Misurazioni
- > Non Conformità, Azioni Correttive e Preventive
- > RegISTRAZIONI ambientali
- > Audit del Sistema di Gestione Ambientale
- > Riesame della Direzione

Le procedure gestionali contenute nel MGA richiamano le procedure operative, che contengono le modalità operative per il controllo delle attività che hanno o possono avere un impatto significativo sull'ambiente, quali produzione di rifiuti, trattamento delle acque, impiego di lubrificanti ed altre sostanze nel processo produttivo. Sono anche previste delle procedure di intervento per fronteggiare possibili

incidenti o situazioni di emergenza che possono derivare dalle attività svolte.

Al fine di mantenere nel tempo la conformità legale, delle procedure sono dedicate in modo specifico alla individuazione, all'esame, all'applicazione ed alla valutazione dell'applicazione delle disposizioni di legge nonché alla presa in conto degli accordi che Enel sottoscrive con le Autorità locali o con le Amministrazioni Centrali.

Figura n. 14
Certificato di registrazione
ISO 14001



L'applicazione del Sistema di Gestione Ambientale è soggetto alla sorveglianza annuale dell'Ente di certificazione e del Verificatore accreditato, mentre la certificazione/registrazione deve essere rinnovata dopo tre anni.

Il regolamento EMAS pone grande attenzione agli aspetti legati al coinvolgimento del personale, per quel che riguarda la sua formazione ed informazione, come momento fondamentale per rendere possibile quel miglioramento della prestazioni ambientali del sito che deve radicarsi a partire dalle più elementari operazioni, attività e comportamenti del personale.

In base alle richieste di formazione pervenute dalle funzioni interessate, ai bisogni formativi evidenziati ed agli obiettivi perseguiti dalla Direzione, l'Ufficio del Personale stila il Programma di formazione annuale completo di contenuti, personale interessato, logistica, costi e tempi.

L'attività puntuale, rappresentata dai momenti formativi ufficiali definiti dalla Direzione Aziendale, deve essere supportata ed integrata da un'attività capillare che possa interessare la "coscienza ambientale" del personale allo scopo di migliorare il comportamento individuale anche al di fuori dell'ambito lavorativo (attraverso ad esempio opuscoli esplicativi, video, brevi riunioni ad elevata frequenza, ecc.).

Il coinvolgimento dei dipendenti delle Istituzioni e del pubblico ha previsto anche i seguenti punti.

- > Nel corso del 2004 sono state svolte 400 ore di formazione in materia di ambiente, di cui 220 orientate all'attuazione del Sistema di Gestione;
- > è stata adottata una procedura per la raccolta dei suggerimenti, da parte dei dipendenti e dei terzi, utili per migliorare continuamente la gestione ambientale;
- > la Politica ambientale adottata è stata comunicata alle ditte che più frequentemente operano sugli impianti, e viene allegata nella documentazione per le richieste di nuove forniture.

Gli Aspetti ambientali

Gli aspetti ambientali sono gli elementi del processo produttivo che possono interagire con l'ambiente.

Tra tutte le molteplici interazioni ambientali che il processo produttivo ed i servizi ad esso funzionali presentano, occorre definire quelle cui sono connessi impatti ambientali significativi. Agli elementi suscettibili di produrre impatti significativi bisogna applicare un corretto sistema di gestione, vale a dire, attività sistematiche di sorveglianza, misure tecniche e gestionali appropriate, obiettivi di miglioramento in linea con la Politica e le strategie aziendali in materia d'ambiente.

Il processo di individuazione degli aspetti ambientali deve includere quindi una valutazione della significatività degli aspetti stessi, in relazione agli impatti provocati. Il criterio adottato per valutare la significatività degli aspetti è fondato sugli orientamenti espressi dalla Commissione delle Comunità Europee attraverso la Raccomandazione 2001/680/CE del 7 settembre 2001 relativa all'attuazione del regolamento (CE) n. 761/2001; quest'ultima suggerisce di considerare i seguenti termini di valutazione:

- > l'esistenza e i requisiti di una legislazione pertinente;

- > il potenziale danno ambientale e la fragilità dell'ambiente;
- > l'importanza per le parti interessate e per i dipendenti dell'Organizzazione;
- > la dimensione e la frequenza degli aspetti.

Per valutare la dimensione e la frequenza degli impatti si impiega un Indice di Rilevanza (IR) che prende in conto la **rilevanza qualitativa**, intesa come gravità, e la **rilevanza quantitativa** dei fattori di impatto. L'indice è di tipo numerico a due posizioni, che possono assumere i valori 0, 1, 2: cosicché, 22 rappresenta un impatto che ha la massima rilevanza sia sotto il profilo qualitativo sia sotto quello quantitativo, 11 rappresenta un impatto medio, 02 può rappresentare un impatto non associato ad agenti nocivi per l'uomo e per l'ambiente, ma che può avere un riflesso ambientale a causa della rilevanza quantitativa. L'indice viene determinato in modo oggettivo e riproducibile come meglio spiegato nella scheda di approfondimento n. 1. In questa scheda è anche spiegato il modello concettuale seguito per la identificazione degli aspetti ambientali e le modalità di applicazione dei criteri generali sopra esposti.

La Tabella 2 mostra un quadro riassuntivo degli aspetti ambientali significativi identificati e i relativi valori dell'Indice di Rilevanza. Gli aspetti sono aggregati secondo le categorie proposte dal regolamento CE n. 761/2001. Tutti i principali aspetti ambientali esaminati e gli impatti conseguenti, compreso quelli valutati non significativi, sono illustrati di seguito

Alla luce del regolamento comunitario CE n. 761/2001, dopo aver identificato gli aspetti ambientali, è stata operata la prevista distinzione tra gli aspetti ambientali diretti e gli aspetti ambientali indiretti, utilizzando come discriminante il criterio della autonomia gestionale: dunque, sono stati considerati diretti, gli aspetti ambientali che ricadono sotto il pieno controllo gestionale della centrale Teodora ed indiretti, gli aspetti su cui l'Organizzazione non ha un controllo gestionale totale. Sono tali ad esempio gli aspetti ambientali derivanti da attività di terzi che operano autonomamente, ma per conto di Enel, oppure aspetti derivanti da attività Enel che interferiscono con altre attività produttive svolte da terzi.

Gli aspetti ambientali significativi

Tabella n. 2
Condizioni normali di funzionamento

Aspetti ambientali	Impatti ambientali	IR
Emissioni nell'aria da camini principali	Emissioni NO _x , CO e CO ₂	12
Scarichi acque reflue industriali	Scarichi di inquinanti in acque superficiali	11
Scarichi acque di osmosi	Scarichi di inquinanti in acque superficiali	11
Consumo di gas naturale per produzione energia elettrica	Consumo di una fonte energetica non rinnovabile anche se presente in elevata quantità	12
Consumo energia elettrica per servizi di processo	Consumo di una forma pregiata di energia	12
Uso di acqua di mare per raffreddamento	Possibile modifica situazione delle correnti idriche locali	12
Uso di acqua industriale di acquedotto	Consumi idrici da fonti locali	21
Smaltimento di rifiuti provenienti da prodotti per lubrificazione macchinari ed attrezzature	Pericolo di inquinamento da smaltimento oli usati	20
Smaltimento di batterie per alimentazione di emergenza	Pericolo di inquinamento da smaltimento di accumulatori al piombo	20
Smaltimento di rifiuti pericolosi di natura varia (tubi fluorescenti, assorbenti, apparecchiature e rottami contenenti sostanze pericolose)	Pericolo di inquinamento da smaltimento di rifiuti pericolosi di natura varia.	21
Smaltimento fanghi prodotti in impianto ITAR	Pericolo di inquinamento da smaltimento in discarica fanghi ITAR	12
Smaltimento rifiuti speciali non pericolosi di natura varia	Pericolo di inquinamento da smaltimento o recupero di rifiuti non pericolosi di natura varia (plastiche, legno, carta, ecc.)	11
Emissioni sonore per impiego macchinari	Modifica del livello sonoro esterno alla Unità di Business	11
Presenza delle ciminiere e delle altre strutture impiantistiche	Impatto visivo in un contesto industriale	11
Interferenza con gli usi a scopi naturalisti e turistici del territorio	Potenziale incidenza sulla zona umida Piallassa Baiona	11
Condizioni di emergenza		
Utilizzo di gas dielettrici	Fuoriuscita di SF ₆ (Esafluoruro di Zolfo)	11
Raccolta (tramite fognie), accumulo e trattamento delle acque reflue	Possibile contaminazione del suolo da perdite di acque reflue inquinate da sostanze di cui alle tabelle 1 e 2 del DM 471/99	10
Uso di materiali e sostanze per attività di manutenzione ed esercizio impianti e per impianto ITAR	Potenziale trasferimento di sostanze classificate pericolose in atmosfera e nel suolo	12
Perdite di olio da trasformatori elettrici	Contaminazione acque e suolo	20
Potenziale sversamento di gasolio in fase di scarico	Contaminazione acque e suolo	10
Incendio sostanze infiammabili (in particolare oli)	Emissione in aria di sostanze inquinanti. Espansione incendio con interessamento di zone limitrofe	11

Gli aspetti ambientali diretti

Gli aspetti ambientali diretti identificati sono stati aggregati secondo le seguenti voci:

- > Emissioni nell'aria
- > Utilizzo e scarico di acqua
- > Produzione rifiuti
- > Utilizzo e contaminazione del terreno
- > Utilizzo di materiali, sostanze e risorse naturali (incluso combustibili ed energia)
- > Questioni locali (impatto visivo, rumore esterno, vibrazioni, ecc.)
- > Impatti conseguenti a incidenti e situazioni di emergenza

Nelle pagine successive sono riportati i dati riguardanti gli aspetti ambientali della Unità di Business per quanto riguarda gli anni 2003 e 2004 e il I trimestre 2005, ossia durante il funzionamento a ciclo combinato; ad essi, laddove vi siano state

significative variazioni, sono affiancati i dati riferiti al periodo precedente la ristrutturazione, quando la centrale funzionava ad olio combustibile, in particolare al 2000, che è stato l'ultimo anno di funzionamento a pieno ritmo della centrale con tale combustibile.

Allo scopo di focalizzare meglio le prestazioni ambientali ed i loro andamenti, ai valori in quantità assoluta (ad esempio tonnellate di CO₂ emessa) sono affiancati i dati relativi alle stesse quantità rapportate alla produzione netta (ossia al netto degli autoconsumi interni della centrale), ad esempio CO₂ emessa diviso produzione netta. In tal modo è possibile confrontare l'andamento dei dati tra i diversi periodi a parità di kWh prodotto ed avere una visione più chiara dei risultati raggiunti sotto il profilo ambientale.

Emissioni nell'aria

Le emissioni in atmosfera derivano dal processo di combustione che avviene nei turbogas e sono costituite essenzialmente da ossidi di azoto (NO_x), monossido di carbonio (CO) e anidride carbonica (CO₂).

Le emissioni vengono convogliate in atmosfera attraverso due camini (uno per ogni gruppo di produzione) alti ognuno 90 m.

L'impianto è dotato di un sistema di controllo in continuo delle emissioni per la rilevazione delle concentrazioni degli ossidi di azoto e monossido di carbonio emessi; vengono inoltre misurati in continuo ossigeno, temperatura e pressione; i dati di potenza elettrica e portata del metano sono invece rilevati dalle apparecchiature di controllo della produzione.

Il sistema di monitoraggio permette sia di controllare la regolarità del funzionamento, attraverso funzioni di autocontrollo ed allarmi, sia l'andamento dei valori medi di emissione in relazione ai valori limite da rispettare. I dati rilevati dalle due postazioni collocate sotto i camini confluiscono al Centro di raccolta ed Elaborazione Dati (CED), posto all'interno della Sala Controllo dell'impianto, che provvede anche alle elaborazioni statistiche ed alla supervisione dell'intera rete di rilevamento qualità dell'aria.

La tabella 3 riporta i valori di emissione di SO₂ e polveri in tonnellate registrati nell'anno 2000 (quando l'impianto era alimentato ad olio combustibile) ed i valori del 2003 e 2004, ossia dopo il passaggio all'alimentazione a gas naturale e l'adozione del processo a ciclo combinato.

Tabella n. 3
Emissione in tonnellate di SO₂ e Polveri totali

Anno	2000	2003	2004	I trim 2005
SO ₂	9.300	0	0	0
Polveri totali	485	1,50*	1,46*	0,33*

(*) I valori sono ricavati moltiplicando le concentrazioni medie di polveri totali, ottenute dalla campagna di misura svolta dal CESI nel 2004, per le quantità di gas emessi relativi al metano bruciato nel periodo considerato.

Come si vede dalla tabella, con il passaggio alla combustione del gas naturale si è avuta una riduzione a valori nulli di SO₂ ed a valori ridottissimi di polveri.

Riguardo alle polveri, ed in modo particolare le PM10, è stata eseguita una campagna di misure da un laboratorio certificato della società CESI e dal CNR. I risultati del CESI sono stati presentati pubblicamente il 26/04/04 a Ravenna durante un incontro dedicato alle emissioni in atmosfera nell'area ravennate.

Il valori medi ottenuti dal CNR sono rispettivamente di circa 60 µg/Nm³ per le polveri PM10 e di 80 µg/Nm³ per le polveri totali. Tali risultati hanno evidenziato che la quantità di polveri, presenti nelle emissioni, risulta essere dello stesso livello di concentrazione riscontrato in moltissimi centri urbani del Paese nelle atmosfere ambientali. Considerando che i valori descritti sono stati misurati al camino e che la dispersione in atmosfera provoca una diluizione dei fumi stessi di un fattore medio di circa 1.000, le

concentrazioni ambientali che possono essere riscontrate in seguito alle attività di questo tipo di centrale risultano del tutto trascurabili.

Emissioni di CO₂

La recente normativa sulle emissioni dei gas ad effetto serra nella Comunità europea, ha interessato naturalmente anche il settore della produzione della energia elettrica, nell'ambito del quale ogni centrale ha dovuto provvedere ad ottenere l'autorizzazione alle emissioni di gas serra per quanto di sua competenza. Per la centrale Teodora, la quota di emissione attualmente autorizzata è pari a 2.325.243 t di CO₂ per l'anno 2005; i riferimenti della autorizzazione ottenuta risultano essere i seguenti: DEC/RAS/2179/2004 del 28/12/04 autorizz. n. 551. Come è possibile osservare dalla tabella successiva, la quota autorizzata è superiore a quanto effettivamente emesso. Occorre rilevare che, al momento, tali quote sono ancora in corso di valutazione da parte del Ministero dell'Ambiente e sono

La CO₂ prodotta proviene dalla reazione di combustione del metano, per cui i quantitativi emessi possono essere determinati direttamente in base alla quantità del combustibile bruciato. In questa Dichiarazione, il calcolo della CO₂ emessa utilizza i fattori di emissione e i coefficienti relativi alle frazioni di carbonio combusto raccomandati dalle Linee Guida 1996 dell'IPCC per gli inventari nazionali dei gas serra. Il carbonio combusto è considerato completamente ossidato a CO₂.

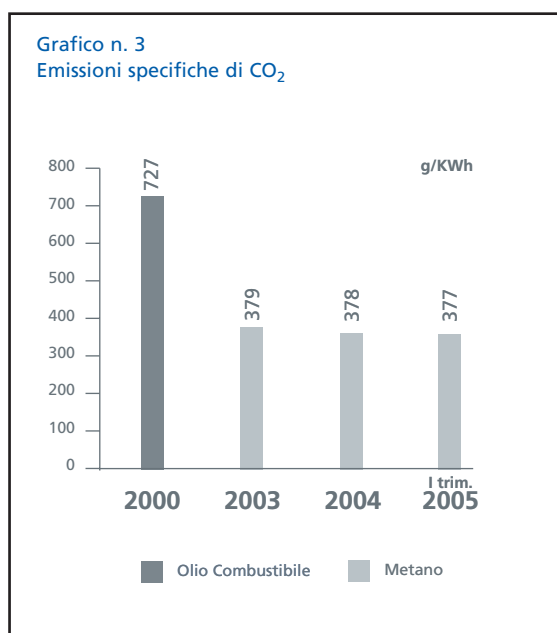
suscettibili di modifiche (dovute a contrattazioni in sede Europea, ricalibrazione di quote a livello nazionale o ribilanciamento di Corporate tra Centrali). Tuttavia, se tale dato elevato rispetto alle emissioni reali si confermerà, si andrà a costituire un "credito" di emissione ai sensi della normativa

sull'Emission Trading.

La tabella 4 ed il grafico 3 mostrano le emissioni di CO₂ in termini assoluti e correlate con la produzione di energia elettrica avuta nel corrispondente periodo.

Tabella n. 4
Emissione CO₂

Periodo	Energia elettrica prodotta netta	Totale dei consumi di combustibile	CO ₂ prodotta	
	kWh		t (tonnellate)	g/kWh
2000	1.267.416.107	292.343 ton (Olio comb.)	920.000	727
2003	4.290.192.000	860.953 Sm ³ x 10 ³ (Metano)	1.626.340	379
2004	4.177.000.000	834.845 Sm ³ x 10 ³ (Metano)	1.577.080	378
I trim. 2005	963.000.000	191.217 Sm ³ x 10 ³ (Metano)	362.872	377



La quantità di CO₂ emessa annualmente in tonnellate risulta aumentata in valore assoluto, ma, come è mostrato nel grafico, è al contrario

diminuita se rapportata alla produzione.

Rispetto al dato del 2000, quando l'impianto funzionava ad olio combustibile, la quantità di CO₂ emessa per energia elettrica prodotta è stata ridotta quasi del 50%. Rispetto all'anno 2003, nel 2004 i valori assoluti delle emissioni di CO₂ sono leggermente diminuiti per effetto unicamente della leggera flessione avuta nella produzione di elettricità, essendosi mantenute stabili le emissioni rapportate alla produzione. Anche nel I trimestre 2005 le emissioni specifiche di CO₂ sono da ritenere stabili.

Emissioni di NO_x

La tabella 5 riporta i valori di emissione di NO_x in t registrati nell'anno 2000 (quando l'impianto era alimentato ad olio combustibile) ed i valori del 2003, 2004 e I trimestre 2005, ossia dopo il passaggio all'alimentazione a gas naturale e l'adozione del processo a ciclo combinato.

Tabella n. 5
Emissione in tonnellate

Emissione in tonnellate	2000	2003	2004	I trim. 2005
NO _x	2.200	597	682	144

Come si vede dalla tabella, con il passaggio alla combustione del gas naturale si è avuta una riduzione della quantità totale di emissioni degli NO_x del 70% circa.

La tabella 6 riporta i valori medi di concentrazione di NO_x nel 2003, 2004 e I trimestre 2005.

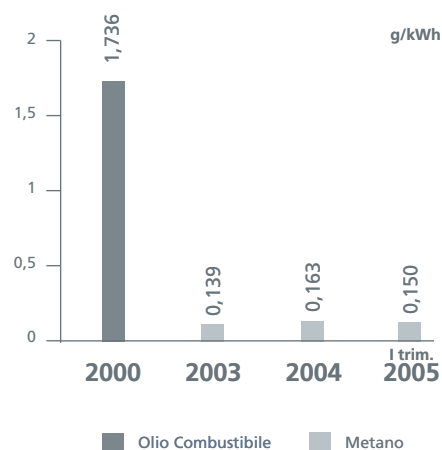
Tabella n. 6
Concentrazioni NO_x nei fumi espressi in mg/Nm³ (riferiti al 15% di ossigeno)

	Limite	2003	2004	I trim. 2005
Gruppo E	50*	24,4	26,2	19,4
Gruppo G	50*	28,3	31,6	35,2

*valore medio giornaliero delle concentrazioni orarie rilevate durante l'effettivo funzionamento della sezione con carico superiore al minimo tecnico; ciascun valore di concentrazione oraria non dovrà essere superiore al 150% di tale limite (75 mg/Nm³). Durante i primi tre anni dalla messa a regime, il limite dell'impianto è di 100 mg/Nm³ come valore medio giornaliero delle concentrazioni orarie rilevate durante l'effettivo funzionamento della sezione con carico superiore al minimo tecnico; ciascun valore di concentrazione oraria non sarà superiore al 125% di tale limite.

Nel 2004, pur evidenziandosi un leggero aumento delle emissioni dovuto ad un maggior numero di arresti ed avviamenti, le concentrazioni si sono mantenute abbondantemente sotto i limiti di legge. Nel grafico 4 si riportano i dati di emissioni di NO_x rapportate alla produzione di tutta la centrale per i periodi 2000, 2003, 2004 e I trimestre 2005.

Grafico n. 4
Emissioni specifiche di NO_x



Emissioni di CO (monossido di carbonio)

Nella configurazione produttiva a ciclo combinato per l'emissione di CO l'autorizzazione stabilisce un limite di 50 mg/Nm³; i valori medi registrati sulle due unità, negli anni 2003 e 2004 e nel I trimestre 2005, sono riportati nella seguente tabella 7.

Tabella n. 7
Concentrazioni CO nei fumi espressi in mg/Nm³ (riferiti al 15% di ossigeno)

	2003	2004	I trim. 2005
Gruppo E	0,9	1,4	2,2
Gruppo G	1,1	1,7	1,5

Come si vede si tratta di valori ampiamente al di sotto dei limiti di legge (50 mg/Nm³).

I valori di emissione in massa sono riportati nella seguente tabella 8: il valore del 2000 è relativo alla configurazione impiantistica ad olio combustibile.

Una certa quantità del carbonio presente nel combustibile non brucia in maniera completa portando alla formazione di monossido di carbonio (CO). Questo fatto determina una diminuzione del rendimento globale del processo in quanto non risulta sfruttato completamente il potere calorifico del combustibile; si ha quindi tutto l'interesse a mantenere il più basso possibile il tenore di questo inquinante nei fumi emessi. Una volta emesso in atmosfera il CO viene sottoposto ad un rapido processo di ossidazione che lo trasforma in CO₂; alla luce di quanto detto e considerando l'aumento dell'altezza dei camini rispetto al passato, si ha che le emissioni di CO della centrale Teodora non comportano ricadute a terra di questo inquinante.

Tabella n. 8
Emissione in tonnellate

	2000	2003	2004	I trim. 2005
CO	11	23,2	36,6	10,2

Questi dati mostrano, per gli anni 2000, 2003, 2004 e tendenzialmente anche per il I trimestre 05, un progressivo aumento delle quantità in massa emesse, dovute alla maggiore produzione di energia elettrica, rispetto al 2000 e, successivamente, ad un maggior numero di arresti ed avviamenti richiesti dal GRTN (Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale), situazioni in cui la combustione non è ottimale e si hanno quindi maggiori concentrazioni di CO.

Nel grafico 5 si riportano le emissioni specifiche di CO, ossia il rapporto tra le emissioni totali e la produzione espresso in g/kWh. Analogamente a quanto visto per le emissioni assolute, le emissioni specifiche presentano un andamento crescente dovuto allo stesso ordine di motivi visto sopra.

Emissioni di altri inquinanti

Nel 2004 è stata effettuata da parte del CESI un ciclo di misure delle emissioni di inquinanti aerodispersi del Turbogas E e G della centrale Teodora (RA) per la verifica del rispetto dei limiti alle emissioni.

Il piano delle misure ha previsto la determinazione delle concentrazioni dei microinquinanti organici ed inorganici ed era stato già trasmesso e concordato tra Enel Produzione e le Autorità locali.

Durante i periodi di misura i due turbogas sono stati condotti secondo il normale programma di esercizio.

Il piano di caratterizzazione dei microinquinanti organici ed inorganici proposto ha previsto l'effettuazione delle seguenti misure:

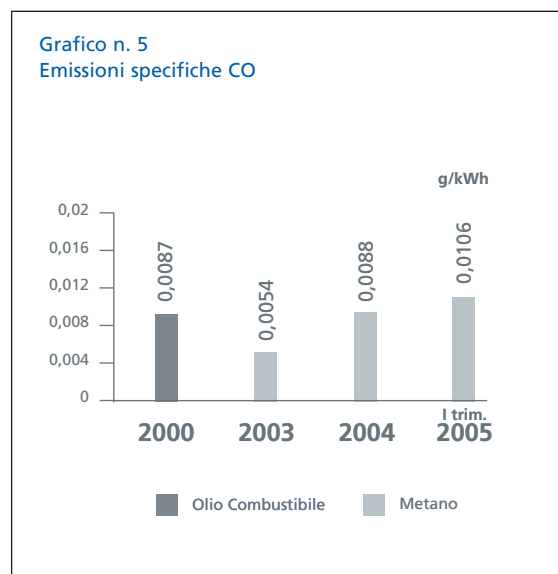
- > Metalli
- > SOV (sostanze organiche volatili)
- > IPA (idrocarburi policiclici aromatici)
- > Benzene
- > Toluene
- > Formaldeide e 1,2 diclorobenzene

I risultati della campagna di misura delle emissioni di microinquinanti condotta sui Turbogas E e G della centrale Teodora, riassunti nella Tabella 22, hanno mostrato un completo rispetto dei limiti previsti dalla vigente normativa (DM 12.07.90, DM 25.09.92, "Programma di attuazione delle prescrizioni contenute nel DM DEC/VIA 2742 del 17.04.1997 e integrato con lettera 9555/VIA/A013B del 07.09.1998") per tutti i composti considerati.

Rilascio di inquinanti in atmosfera da punti di emissione diversi dai camini principali

Il processo produttivo, oltre alle emissioni continue in atmosfera dai camini principali, presenta una serie di punti di emissioni minori, con flussi tipicamente discontinui o occasionali che per qualità e quantità non presentano alcuna incidenza aggiuntiva sulla qualità dell'aria all'esterno dell'impianto. Complessivamente queste emissioni non costituiscono un aspetto ambientale significativo. Tuttavia talune di queste emissioni, consistenti per lo più in sfiami di aria e vapore con tracce di inquinanti o di vapori effluenti da serbatoi di stoccaggio di sostanze liquide durante le fasi di riempimento, possono dar luogo ad alterazioni localizzate e transitorie della salubrità dell'aria negli ambienti di lavoro e, per questa ragione, anche tali emissioni sono censite e tenute sotto controllo, attraverso le procedure di valutazione del rischio e delle verifiche previste dalla legge 626/94.

Grafico n. 5
Emissioni specifiche CO



Il quadro riepilogativo dei punti di queste emissioni minori è il seguente:

Caldia ausiliaria per l'avviamento

La caldaia ha una potenzialità di 6,98 MW termici, è alimentata a gas naturale ed ha un proprio camino di scarico per i fumi. Viene utilizzata per il riscaldamento di alcuni edifici ausiliari e dell'impianto di decompressione a metano solo nella prima fase di avviamento ad impianto completamente fermo; se le unità sono in esercizio il riscaldamento della stazione metano si effettua con vapore spillato dal ciclo produttivo principale. Le emissioni sono della stessa natura di quelle effluenti dai camini principali e quantitativamente incidono in maniera irrisoria sulle emissioni complessive di CO₂ e NO_x.

Si stimano circa 1.000 ore/anno di funzionamento che corrispondono ad una emissione aggiuntiva di NO_x di circa 500 kg/anno, ed una emissione di CO₂ di circa 500 t/anno già computate nei quantitativi esposti in precedenza.

Impianti di emergenza: gruppi elettrogeni e motopompe anticendio

Sono installate due motopompe anticendio con motori diesel di potenzialità totale pari a circa 280 kW e due gruppi elettrogeni di potenzialità 1.500 kW cadauno.

Il funzionamento in condizioni di reale emergenza di questi impianti è un evento estremamente raro e le emissioni sono limitate a pochi minuti durante le prove mensili di buon funzionamento. Queste emissioni sono considerate a priori poco significative, infatti esse non necessitano di una specifica autorizzazione ai sensi del DPCM 21 luglio 1989.

Emissioni dai serbatoi

Sono installati quattro serbatoi di gasolio per un volume complessivo di 6,27 m³.

Le quantità emesse possono essere stimate con l'utilizzo di un modello proposto da EPA (Environmental, Protection, Agency – USA). I risultati di tali elaborazioni, conducono sempre a valori di emissione molto bassi proprio a causa della bassa volatilità del prodotto; ciò trova puntuale riscontro nel fatto che l'attuale normativa (DPR 25.7.91), autorizza in via generale le emissioni dai depositi di oli minerali.

Le emissioni sono praticamente presenti solo durante le operazioni di riempimento dei serbatoi, gli effetti di queste emissioni possono essere limitate ad un disturbo olfattivo nelle immediate vicinanze dei serbatoi. Tenuto conto del volume complessivo stoccato delle quantità movimentate e del fatto che non vi sono ricettori sensibili nelle immediate vicinanze dell'impianto questo aspetto non risulta significativo.

Le emissioni dagli altri serbatoi riguardano le sostanze utilizzate come additivi chimici di processo che sono elencate nel compendio dei dati di esercizio. Fatta eccezione per l'ammoniaca in soluzione, le altre sostanze utilizzate, quali ad esempio la soda caustica, l'acido solforico, gli oli lubrificanti e di comando, ecc., sono caratterizzate da una bassa tensione di vapore vale a dire che sono poco volatili; ciò significa che le emissioni si possono verificare solo in fase di riempimento dei serbatoi quando l'aria effluente dal serbatoio stesso può trasportare tracce della sostanza. Le frequenze di riempimento sono di norma trimestrali con durate non superiori ai 20 minuti. Per contenere le emissioni di ammoniaca a valori compatibili con i limiti previsti per gli ambienti di lavoro, sui serbatoi sono installati sistemi di abbattimento ad acqua. Tenuto conto del volume stoccato e dei quantitativi movimentati, per tutte queste emissioni sono da escludere effetti di disturbo all'esterno dell'area di impianto.

Diffusione di sostanze gassose che provocano effetto serra

Per il funzionamento, all'interno di alcuni macchinari elettrici, è utilizzato l'esafluoruro di zolfo (SF6) degli impianti di condizionamento. Il consumo in condizioni normali, in assenza di guasti, si assesta sui 30 kg/anno, corrispondenti, in termini di conseguenze per l'effetto serra, a circa 720 t/anno di CO₂, considerando un fattore GWP⁽¹⁾ di 23.900.

Diffusione di vapori derivanti da solventi (COV)

I solventi sono usati in modeste quantità come sgrassanti per pezzi meccanici o in altre piccole operazioni di pulizia. Il consumo è stimabile in una quantità non superiore a 100 kg/anno.

Diffusione di inquinanti in prossimità del suolo

In virtù della variazione delle caratteristiche delle ciminiere e delle relative emissioni, la ricaduta al suolo degli inquinanti emessi è senz'altro diminuita rispetto alla configurazione presente quando la centrale era alimentata ad olio combustibile.

La ricaduta di inquinanti a livello del suolo nella zona può essere influenzata da particolari condizioni meteorologiche, come ad esempio la presenza di fenomeni di inversione termica, i quali influenzano la normale dispersione degli inquinanti residui in atmosfera favorendone il ristagno e quindi determinando maggiori concentrazioni a bassa quota di inquinanti.

Nel territorio del Comune di Ravenna la rete pubblica di monitoraggio della qualità dell'aria, di proprietà delle pubbliche amministrazioni e gestita da ARPA (Agenzia Regionale Prevenzione Ambiente Emilia Romagna), è costituita da 6 stazioni fisse (5 stazioni + 1 stazione meteo).

In prossimità della zona industriale, è operante anche la rete privata costituita da 7 stazioni fisse gestite dalla Polimeri Europa per conto di un consorzio a cui aderisce la quasi totalità delle industrie del polo industriale (compresa Enel).

I dati rilevati dalla rete privata sono inviati in formato elettronico al centro di calcolo della Sezione Arpa di Ravenna, mentre la loro validazione è a carico del gestore (Polimeri Europa).

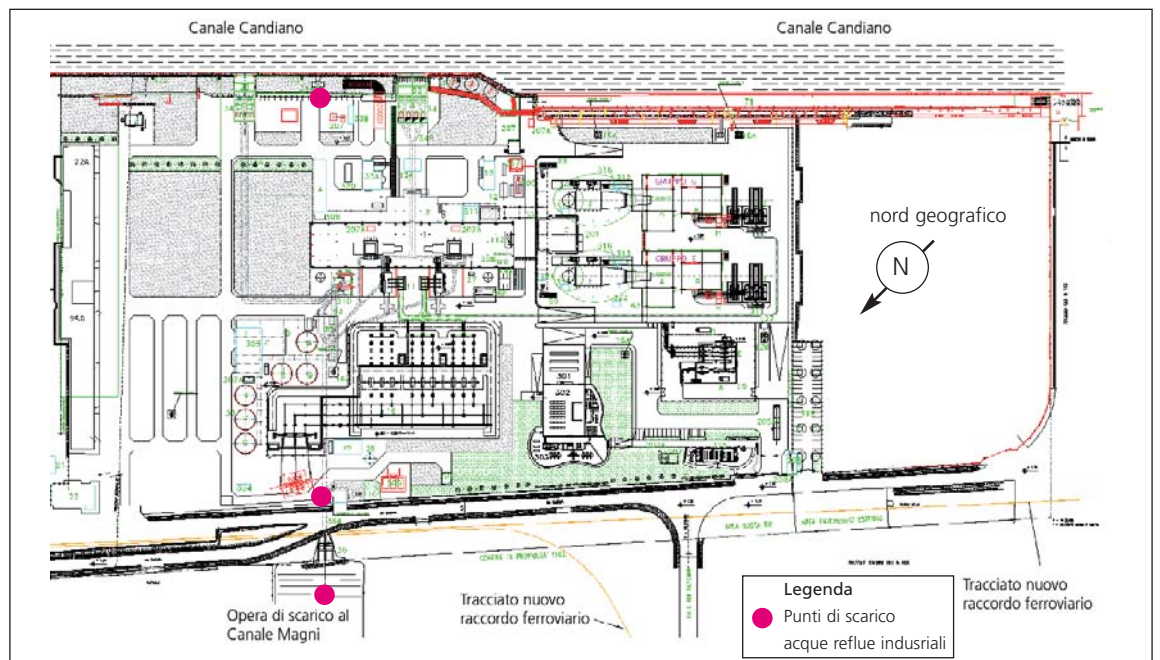
Annualmente l'Arpa Emilia-Romagna pubblica una relazione sulla rete di controllo della qualità dell'aria alla quale si rimanda per una consultazione dei dati raccolti.

Scarico di acqua

Le acque reflue dalla centrale Teodora sono scaricate in parte nel Canale Candiano ed in parte nel Canale artificiale Magni, sulla base di apposita autorizzazione della provincia, nella quale sono indicati i limiti di legge che devono essere rispettati per lo scarico delle acque reflue industriali. Esse sono rilasciate all'esterno in 3 punti di scarico ubicati secondo quanto riportato nella planimetria di seguito:

(1) Per meglio definire l'apporto che ogni determinato gas serra fornisce al fenomeno del riscaldamento globale, si è concepito il Potenziale di Riscaldamento Globale (Global Warming Potential, GWP). Questo valore rappresenta il rapporto fra il riscaldamento globale causato in un determinato periodo di tempo (di solito 100 anni) da una particolare sostanza ed il riscaldamento provocato dal biossido di carbonio nella stessa quantità.

Figura n. 15



Le tipologie di scarico idrico presenti nella Unità di Business di Porto Corsini si possono suddividere nelle seguenti categorie:

Acque reflue industriali (reflui acidi/alcalini e reflui oleosi), stoccate in serbatoi distinti in base alla tipologia ed inviate all'ITAR (Impianto Trattamento Acque Reflue). In tale impianto le acque subiscono essenzialmente una disoleazione (reflui oleosi) ed un trattamento chimico-fisico (reflui acidi/alcalini) per la neutralizzazione, chiarificazione e correzione del pH finale. Ad avvenuto trattamento, le acque confluiscono in un pozzetto unitamente all'effluente dell'impianto ad osmosi inversa.

Acque reflue industriali, provenienti dall'impianto ad osmosi inversa. L'impianto è utilizzato per trattare l'acqua industriale per la produzione di acqua demineralizzata. I reflui originati confluiscono direttamente al pozzetto finale delle acque reflue industriali, mentre i reflui costituiti dalle soluzioni di lavaggio delle resine dell'impianto confluiscono negli scarichi acidi e alcalini.

Acque di raffreddamento, convogliate nel canale Magni previo passaggio sul pozzetto ufficiale di prelevamento.

Acque reflue, derivanti dal lavaggio delle griglie rotative e degli sgrigliatori: lo scarico avviene nel canale Candiano.

L'impianto non utilizza reti fognarie esterne in quanto provvede in proprio alla depurazione anche degli scarichi biologici.

Si riportano di seguito informazioni e considerazioni circa gli aspetti ambientali derivanti dall'utilizzo e scarico di risorse idriche in relazione a condizioni normali, non normali ed a particolari condizioni di esercizio.

Scarico delle acque industriali provenienti dall'ITAR e osmosi inversa

Le acque provenienti dalle diverse aree della Unità di Business sono raccolte da sistemi fognari separati ed inviate all'impianto di trattamento.

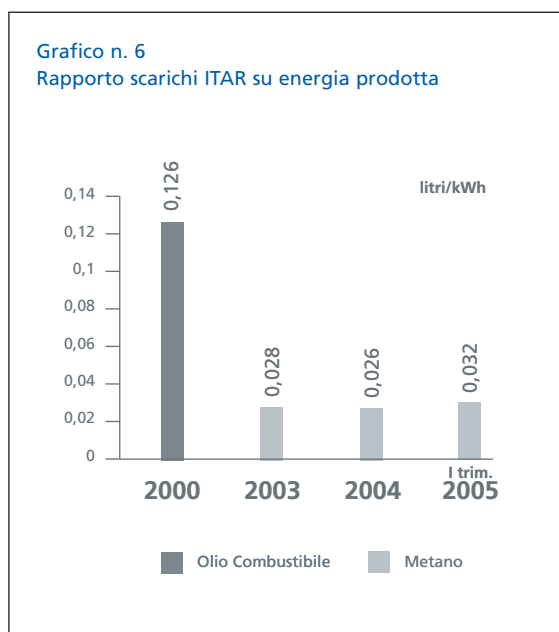
Figura n. 16
Impianto Trattamento
Acque Reflue



I controlli di qualità dell'acqua, cioè la verifica della rispondenza ai limiti di legge, vengono effettuati mediante il prelievo di campioni da appositi pozzetti posti prima dei punti di confluenza delle acque. L'ITAR (Impianto Trattamento Acque Reflue) scarica mediamente 300 m³/giorno di acqua nel canale Magni. La tabella seguente indica i quantitativi assoluti di acqua scaricata dall'ITAR nel 2000 (quando la centrale era alimentata ad olio combustibile), nel 2003, nel 2004 e nel I trimestre 2005 (dopo il passaggio all'alimentazione a gas naturale e l'adozione del ciclo combinato), mentre il diagramma successivo rapporta tali quantitativi con l'energia prodotta in MWh nei corrispondenti periodi.

Grafico n. 6

	unità di misura	2000	2003	2004	I trim. 2005
Scarico idrico ITAR	m ³	160.000	119.776	107.250	30.619



Come si può osservare, con il passaggio al ciclo combinato, il rapporto tra acque scaricate dall'ITAR e la produzione elettrica si è di molto abbassato; tale risultato, rispetto al 2000, è stato ottenuto tramite il rifacimento di tutta la rete fognaria. Nel I trimestre 2005 si è avuto un aumento dei quantitativi specifici di acqua smaltita (sia per la acque provenienti da ITAR che per quelle da osmosi); ciò è dovuto alle prove tecniche in atto in relazione alla realizzazione dell'intervento "Sostanze pericolose 1" (per la cui descrizione si rimanda al paragrafo "Obiettivi e Programma ambientale"). Inoltre l'andamento dei dati è comunque strettamente legato a quello delle precipitazioni atmosferiche che determinano una parte della quantità di acqua da scaricare.

Tabella n. 10

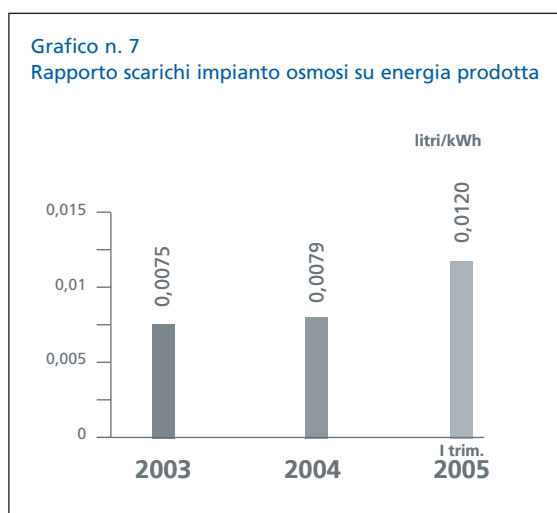
	unità di misura	2000	2003	2004	I trim. 2005
Precipitazioni atmosferiche	mm di pioggia	1.420	574	861	100

La tabella seguente indica i quantitativi assoluti di acqua scaricata provenienti dall'impianto di osmosi, mentre il diagramma successivo rapporta tali quantitativi con l'energia prodotta in MWh nei corrispondenti periodi.

Tabella n. 11

	unità di misura	2003	2004	I trim. 2005
Scarico idrico osmosi	m ³	32.389	32.844	11.603

Grafico n. 7
Rapporto scarichi impianto osmosi su energia prodotta



Per una caratterizzazione della qualità delle acque scaricate provenienti dall'ITAR e dall'impianto di osmosi si rimanda al capitolo "Compendio dati di esercizio"; le quantità scaricate espresse in massa su kWh di energia elettrica prodotta netta di alcuni inquinanti ritenuti particolarmente significativi dalla Direzione sono riportate invece al capitolo "Indicatori ambientali".

Le acque in uscita dall'ITAR e dall'impianto di osmosi inversa sono comunque caratterizzate da una bassa presenza di inquinanti, la cui concentrazione è sempre (sia come valori medi che come singole analisi) inferiore ai limiti di legge.

Scarico delle acque nere

Le acque provenienti dai vari servizi d'impianto (uffici spogliatoi, mensa, ecc.) sono raccolte e, previo trattamento biologico, condotte a monte dell'impianto trattamento acque acide alcaline.

Uso e scarico di acqua di raffreddamento

L'acqua di mare è prelevata dal canale Candiano tramite opportune opere di presa dotate di griglie per la captazione del materiale più grossolano trascinato nella aspirazione dell'acqua; questa raggiunge poi l'impianto in una condotta della lunghezza di circa 50 m ed è restituita, dopo aver espletato la sua funzione di raffreddamento, attraverso un canale a cielo aperto che sfocia nel canale artificiale Magni e da esso alla Pialassa Baiona.

Il processo di condensazione del vapore e di raffreddamento dei macchinari lascia inalterate le caratteristiche dell'acqua di mare fatto salvo un incremento di temperatura. L'unico elemento che, in prospettiva futura, agirà sotto il profilo chimico è l'uso stagionale di ipoclorito di sodio per limitare eccessiva proliferazione di organismi acquatici ("fouling"), nei tubi dei condensatori.

La tabella 12 evidenzia il quantitativo prelevato e scaricato di acqua per il raffreddamento.

I limiti di inquinamento termico relativo allo scarico di acque di raffreddamento cui fa riferimento la Unità di Business sono quelli imposti dal decreto legislativo n. 152/99 relativamente allo scarico in canali artificiali.

La temperatura assoluta sullo scarico è un parametro misurato in continuo sia per la verifica del limite (35 °C) sia ai fini del controllo del rendimento del ciclo termico, essendo la temperatura media tra ingresso ed uscita dal condensatore un parametro ad esso collegato in maniera diretta.

La trasformazione a ciclo combinato ha apportato una riduzione del 15% del carico termico medio scaricato in Pialassa (energia termica esprimibile in kJ o kCal), come peraltro prescritto dal Decreto di trasformazione della centrale.

Uso di risorse idriche

La tabella 12 evidenzia, oltre al quantitativo di acque di raffreddamento, il quantitativo prelevato di acque provenienti da acquedotto industriale per il processo di produzione ed acque potabili per servizi igienici e mensa.

Tabella n. 12

Prelievi idrici	Unità di misura	2003	2004	I trim. 2005
Prelievo acquedotto industriale	m ³	250.166 ⁽²⁾	153.301	48.087
Prelievo acquedotto civile	m ³	8.104	4.752	947
Prelievo acqua di raffreddamento	Migliaia di m ³	383.580	347.940	79.047

I dati riportati mostrano, tra il 2003 ed il 2004, una tendenza alla diminuzione dei consumi; in particolare, per l'acqua industriale, verso la fine del 2003 è stata riavviata una linea di recupero condense che ha determinato una diminuzione dei consumi.

L'acqua potabile, proveniente dall'acquedotto comunale, è utilizzata in centrale unicamente per i servizi igienici e la mensa ed il prelievo di tale acqua è stato di circa 6.000-7.000 m³ annui, con una tendenza alla diminuzione nel 2004 (confermata nel I trimestre 2005), dovuta al rallentamento dei lavori di cantiere nel sito e quindi alla minore presenza di personale.

Dopo il completamento di tutti i lavori di ristrutturazione impianti e già previsto il recupero di parte delle acque attualmente scaricate.

Nella centrale Teodora non sono presenti pozzi per l'emungimento di acqua dalla falda

Limitazione, riciclaggio, riutilizzo, trasporto e smaltimento dei rifiuti

La tabella sottostante mostra le quantità di rifiuti smaltiti suddivisa in pericolosi e non pericolosi:

Tabella n. 13

kg	2000	2003	2004	I trim. 2005
Non Pericolosi	1.205.230	1.554.180	580.140	80.920
Pericolosi	127.830	28.987	41.737	780

L'incremento della massa di rifiuti non pericolosi avuto nel 2003 è dovuto essenzialmente alla maggiore produzione di fanghi come meglio illustrato di seguito; la maggiore quantità di rifiuti pericolosi del 2004 è riconducibile invece allo smaltimento periodico di oli minerali isolanti. È importante notare la diminuzione della produzione di rifiuti pericolosi avutasi con la trasformazione a ciclo combinato, dovuta alla cessazione di produzione di rifiuti costituiti da ceneri da combustione ed alla netta diminuzione di

(2) Dato stimato in base agli scarichi idrici per avaria ai contatori.

rifiuti costituiti da oli isolanti e di trasmissione di calore.

Le quantità di tutte le tipologie di rifiuti (non pericolosi e pericolosi) prodotte in centrale sono riportate nella tabella "Compendio Dati di Esercizio".

Oli minerali isolanti

La produzione di questa tipologia di rifiuti pericolosi varia in relazione agli interventi di manutenzione periodica sui serbatoi e sugli altri apparati. Nel 2004, in occasione di un ciclo di tali interventi manutentivi, sono stati prodotti complessivamente circa 39.000 Kg di questo tipo di rifiuto.

Scarti di olio minerale per motori, ingranaggi e lubrificazione

Gli oli esausti sono depositati temporaneamente in un'area appositamente adibita e dotata delle opportune misure di prevenzione contro le dispersioni accidentali. Sono mantenute le necessarie registrazioni circa le quantità prodotte e conferite. Nel 2004 la quantità di oli complessivamente smaltita è stata di circa 750 Kg.

Produzione, recupero e smaltimento di rifiuti speciali non pericolosi

La parte preponderante della produzione di rifiuti non pericolosi è costituita dai fanghi provenienti dall'ITAR e da fanghi pompabili derivanti da pulizia delle vasche; a questi si aggiungono materiali legati alla dismissione di impianti (attività che ha caratterizzato la Unità di Business nell'ultimo periodo), rifiuti urbani non differenziati ed altre tipologie in minori quantità.

L'ammontare di rifiuti non pericolosi prodotto appare, quindi, molto soggetto a fattori contingenti, come i lavori di ristrutturazione, a fattori che influenzano la produzione di fanghi nell'ITAR (andamento delle piogge) ed alle opere di pulizia.

La tabella di seguito espone l'andamento di produzione dei fanghi da ITAR e da pulizie vasche nel 2003, 2004 e I trimestre 2005.

Tabella n. 14

kg	2003	2004	I trim. 2005
Fanghi	1.438.730	396.640	22.420

La produzione di fanghi ITAR è piuttosto variabile nel tempo e dipende fondamentalmente dalle variazioni di produzione elettrica che ha riflessi naturalmente nella quantità di acqua industriale utilizzata e da trattare, dalle attività di pulizia e manutenzione periodiche svolte e dalla piovosità avuta nel periodo considerato, poiché l'acqua piovana caduta nelle zone potenzialmente inquinate da olio costituisce una grossa parte delle acque trattate, influenzando quindi anche la quantità di fanghi prodotta.

Il valore relativo al 2003, coincide appunto con la pulizia delle vasche e la relativa produzione di fanghi pompabili.

Materiali inerti provenienti da demolizioni e scavi

Gli inerti provengono dalle demolizioni di manufatti. La gran parte dei materiali inerti prodotta durante le attività di ristrutturazione comprende i terreni sbancati e le strutture demolite; i terreni sbancati sono stati stimati in circa 70.000 ton a cui si sono aggiunte circa 10.000 ton di materiali provenienti da demolizioni. Tali materiali sono stati inviati e smaltiti in zona, nel raggio di circa 20 km dalla Unità di Business.

Materiali ferrosi

La quantità di materiali ferrosi prodotta e smaltita in occasione della ristrutturazione della Unità di Business è stata dell'ordine delle 7.000 ton; tale materiale è stato recuperato in diversi impianti ubicati in Lombardia.

Uso e contaminazione del terreno

Una contaminazione del terreno e delle falde acquifere nella situazione impiantistica attuale è teoricamente possibile solo in caso di sversamenti delle sostanze utilizzate a fronte di incidenti come spiegato nel paragrafo dedicato alle condizioni di emergenza.

In passato, oltre allo stoccaggio ed alla movimentazione delle sostanze additive di processo, l'uso di Olio Combustibile Denso, ha reso necessario lo stoccaggio di elevate quantità di tale combustibile e di ceneri (rifiuto pericoloso) provenienti dalla combustione dello stesso. Sebbene operativamente siano state sempre adottate le precauzioni necessarie ad evitare fuoriuscite o dispersioni di tali sostanze, ed è quindi ragionevole attendersi una non contaminazione del terreno e delle falde sottostanti, è in corso la predisposizione di un piano di caratterizzazione del suolo, da realizzarsi nel biennio 2005-2006 (vedi il Programma ambientale), in modo da documentare lo stato di contaminazioni del terreno in relazione alla presenza dell'impianto.

Uso delle risorse naturali e delle materie prime

Combustione del Gas Naturale

Nella centrale Teodora il controllo del consumo specifico è sistematico. Gli operatori di esercizio procedono al rilievo dei parametri che possono influenzare il consumo specifico, ne verificano gli scostamenti rispetto ad un valore ideale e ricercano le cause che portano ad un peggioramento; si ha così la possibilità di intervenire nel più breve tempo possibile per ristabilire le migliori condizioni di funzionamento.

La tabella successiva illustra i livelli di consumo specifico netto diretto e di rendimento raggiunti dalla centrale.

L'efficienza energetica si può sintetizzare attraverso il parametro definito dal consumo di calore necessario per immettere in rete 1 kWh di energia elettrica.

Tale parametro è denominato consumo specifico netto diretto (C_{snd}), è espresso in kCal/kWh e può essere riferito ad un solo gruppo o all'intero impianto.

Il C_{snd} è inversamente proporzionale al rendimento netto (definito come l'energia inviata in rete/energia impiegata); in particolare questi 2 coefficienti risultano correlati attraverso la seguente relazione:

$$C_{snd} \text{ (kCal/kWh)} = 860 / \text{rendimento netto}$$

Il C_{snd}, di un gruppo o della centrale, muta al variare della potenza lorda erogata ai morsetti degli alternatori e delle caratteristiche del metano utilizzato ed è inoltre influenzato direttamente da due parametri ambientali esterni: la temperatura dell'acqua di raffreddamento e dell'aria.

Tabella n. 15
Consumo specifico netto e rendimento netto

Periodo	2003	2004	I trim. 2005
Consumo specifico netto (kCal/kWh)	1.622	1.616	1.611
Rendimento netto (%)	53,0	53,2	53,4

Osservando la tabella 15, si può vedere come la centrale Teodora si collochi ad un livello di assoluto rilievo nel panorama degli impianti termoelettrici Enel presenti in Italia riscontrabile dal Rapporto ambientale aziendale; le leggere differenze registrate nei 3 periodi considerati sono dovute a fattori meteorologici, al numero di fermate ed avviamenti, alla percentuale di carico a cui in media l'impianto è stato fatto funzionare nonché ad affinamenti nell'efficienza del processo che la UB ricerca in modo sistematico.

Consumo di energia elettrica per i servizi ausiliari di Unità di Business

La tabella sotto mostra l'entità dei consumi elettrici interni in rapporto alla produzione di energia elettrica totale della centrale.

Tabella n. 16

GWh	2003	Periodo 2004	I trim. 2005
Consumi per i servizi ausiliari d'impianto	81	79	18
Produzione lorda	4.371	4.256	981
% rispetto alla produzione lorda	1,85	1,86	1,84

Consumo di calore per servizi

Il processo di decompressione del gas naturale in arrivo, dalla pressione di esercizio della rete SNAM fino alla pressione di esercizio dei bruciatori dell'impianto, richiede un notevole apporto di calore per compensare il naturale raffreddamento che ogni gas che si espande subisce. Altro calore necessita per il riscaldamento degli ambienti di lavoro ed altre apparecchiature minori. Il fabbisogno di calore viene coperto utilizzando una piccolissima parte del vapore prodotto dal calore residuo contenuto nei gas di scarico della turbina a gas.

Gasolio

Il gasolio viene utilizzato come combustibile in situazioni di emergenza per il funzionamento dei motori diesel dei gruppi elettrogeni e della motopompa antincendio.

In condizioni normali, il gasolio è utilizzato nelle prove periodiche di funzionamento delle suddette macchine di emergenza.

Utilizzo di materiali e prodotti chimici per il processo e per i servizi

Per la produzione e per le attività di servizio (trattamento delle acque e manutenzione) sono utilizzati materiali, sostanze e prodotti chimici, alcuni dei quali classificati come pericolosi. L'utilizzo di queste sostanze è soggetto all'applicazione delle precauzioni indicate nelle relative schede di sicurezza fornite dal produttore o distributore. L'acquisto e l'approvvigionamento di queste sostanze è regolato da una apposita procedura operativa finalizzata a garantire la loro corretta gestione e, ove possibile, una progressiva riduzione del loro uso.

Consumo di reagenti chimici

La maggior parte di tali sostanze è utilizzata nell'impianto ITAR e nell'impianto di osmosi; ad esse si aggiungono anticorrosivi e detergenti consumati in non elevate quantità negli impianti di produzione. I consumi dei reagenti chimici utilizzati in centrale sono riportati nella tabella "Compendio dei dati di esercizio".

Consumo di sostanze gassose

L'idrogeno è impiegato come fluido di raffreddamento degli alternatori. L'anidride carbonica serve come gas inerte di "spiazzamento" dell'idrogeno nelle fasi di riempimento e svuotamento dell'alternatore, è inoltre presente come estinguente in molti estintori, sia fissi sia mobili; per le quantità consumate in centrale si veda la tabella "Compendio dei dati di esercizio".

Uso di oli lubrificanti e di comando

Il consumo più importante di oli lubrificanti e di comando si è avuto nel 2003, in coincidenza con il rabbocco e la sostituzione di olio in alcuni impianti; normalmente il consumo annuo si attesta sui 500 kg.

Questioni locali

Rumore

La normativa in vigore considera, dal punto di vista acustico, gli insediamenti produttivi come una sorgente unitaria e valuta i livelli medi immediatamente al contorno come emissioni sonore e quelle a distanza immissioni sonore in dB(A).

Recentemente è stata ultimata una campagna d'indagine sul rumore ambientale, i cui dati ricavati sono stati poi elaborati con una modellazione matematica delle emissioni acustiche dovute alla centrale Teodora nel nuovo assetto di funzionamento con 2 gruppi a ciclo combinato.

Le conclusioni di tale campagna sono state quindi le seguenti:

- > i livelli di emissione stimati dal modello lungo il confine dell'impianto, ossia, come prescritto dalla legge quadro 447/95, "in prossimità della sorgente stessa", in spazi potenzialmente occupati da persone e/o comunità, risultano inferiori ai limiti previsti dalla normativa vigente per la classe di appartenenza dell'area su cui insiste la Unità di Business;
- > i livelli di immissione misurati nelle aree abitate più prossime all'impianto durante il funzionamento dello stesso, o calcolati attraverso un modello matematico verificato, risultano ovunque inferiori ai limiti delle classi di appartenenza degli abitati stessi.

Nella scheda di approfondimento n. 4 sono riportate la mappa relativa alla zonizzazione acustica operata dal comune di Ravenna, la mappa dei punti utilizzati per verificare il livello di immissione sonora e i relativi valori misurati confrontati con i limiti stabiliti.

Figura n. 17



Vibrazioni

Non risultano fenomeni di trasmissione di vibrazione verso l'esterno; all'interno le vibrazioni sono confinate nelle immediate vicinanze dei macchinari.

Odore

Emissioni odorogene si potranno avere durante le manutenzioni all'impianto di raffreddamento dove si possono innescare fenomeni di putrescenza delle sostanze organiche depositate sulle superfici. Non risultano comunque esservi state sinora lamentele da parte della comunità locale in ordine a questo tipo di problema.

Impatto Visivo

L'area su cui è stata realizzata la centrale cade all'interno di un polo industriale di ampie

dimensioni; in coerenza con uno degli obiettivi strategici della politica Enel (“ottimizzazione dell’inserimento degli impianti del territorio”) in occasione del progetto di trasformazione in ciclo combinato è stato curato particolarmente anche l’impatto visivo. Il progetto ha complessivamente ridotto le volumetrie del costruito, ed infatti è in via di completamento la demolizione dei manufatti non più utili per l’esercizio; in particolare sono stati ridotti da quattro a due le ciminiere, vale a dire i poli visuali più importanti dell’impianto. Sono stati inoltre studiati accorgimenti architettonici e colori tali da inserire al meglio le strutture nel contesto industriale (figura 16: l’Impianto di Trattamento delle Acque Reflue e figura 17: le due Unità di Produzione).

Interferenza dell'attività produttiva con usi a scopi naturalistici e turistici del territorio

Come già detto nel precedente paragrafo l’area su cui è stata realizzata la centrale cade all’interno di un polo industriale di ampie dimensioni, che tuttavia è a ridosso della zona umida della Pialassa Baiona, la cui estensione è di oltre 1.100 ettari. Essa è classificata fra le zone umide di importanza internazionale ai sensi della Convenzione di Rasmus ed è stata definita come Sito di Interesse Comunitario (SIC – Direttiva 92/43/CEE) ed individuata come Zona a Protezione Speciale (ZPS – Direttiva 79/409/CEE) sulla base del Decreto del Ministero dell’Ambiente 3 Aprile 2000.

La Direzione di UB, come prescritto dal decreto di trasformazione della centrale, ha svolto un programma di indagini avente come obiettivo la valutazione degli effetti dello scarico termico. Le campagne dei rilevamenti si sono svolte prima e dopo l’esercizio della centrale. Le relazioni conclusive sono state inviate alle Autorità locali per l’integrazione dei dati con il “Programma di Monitoraggio e Risanamento della Pialassa Baiona” (citato a pag 19).

Campi elettrici e magnetici a bassa frequenza

Il funzionamento di macchine e di apparecchiature elettriche a corrente alternata ad una frequenza di 50 oscillazioni al secondo (50 Hz), come è quella usata nelle applicazioni industriali e domestiche, genera com’è noto campi elettrici e campi magnetici: queste perturbazioni rimangono confinate nell’intorno delle apparecchiature elettriche e lungo le linee di trasmissione. L’entità del campo elettrico dipende essenzialmente dalla geometria delle installazioni (distanze dal suolo e dalle abitazioni) e dal valore di tensione, invece l’entità del campo magnetico dipende dalla intensità della corrente elettrica che attraversa i conduttori: entrambi i campi si riducono considerevolmente con la distanza dalle installazioni elettriche.

Molteplici misure effettuate nelle stazioni elettriche Enel documentano che già all’interno delle stesse, fatta eccezione per alcune aree ristrette dove i conduttori e le parti ad alta tensione sono più vicine al suolo, ma che sono raggiungibili solo da personale addetto, i valori dell’intensità del campo elettrico e dell’induzione magnetica sono sempre sensibilmente inferiori ai rispettivi limiti di esposizione di 5 kV/m (chilovolt metro) e 100 μ T (microtesla) previsti dalla normativa nazionale (DPCM 8-7-2003). Ciò significa che, data la distanza delle abitazioni dalla centrale Teodora, non risulta esservi popolazione esposta ai campi generati dalle installazioni elettriche dell’impianto stesso.

Naturalmente situazioni di esposizione sono possibili lungo le linee elettriche in luoghi remoti rispetto agli impianti. Si tratta quindi di un aspetto significativo di tipo indiretto (si veda il relativo paragrafo) in quanto le linee elettriche che partono dalle stazioni appartengono alle società Terna ed Enel Distribuzione e quindi non sono sotto il diretto controllo di Enel GEM.

Impatti conseguenti a incidenti e situazioni di emergenza

Perdite di olio dai trasformatori elettrici

L'olio contenuto nei trasformatori, a causa di guasti elettrici nella macchina, può subire picchi repentini di pressione che nei casi estremi portano alla rottura dell'involucro del trasformatore. In questo caso l'olio si raccoglie al di sotto della macchina in una vasca appositamente prevista dalla quale il liquido sversato arriva all'impianto ITAR.

Rischio incendio impianto di adduzione gas naturale

In caso di incendio all'impianto di adduzione del gas naturale, apposite valvole interrompono l'arrivo di gas escludendo rischi di ritorni di fiamma.

Sostanze infiammabili (in particolare oli)

In caso di incendio nella Unità di Business per accensione di una qualsiasi sostanza infiammabile presente (essenzialmente oli dielettrici e di comando) è previsto un piano di emergenza che dispone l'intervento dell'apposita squadra e l'attuazione di istruzioni per tutto il personale, sia quello chiamato ad intervenire sia quello chiamato a portarsi fuori dalla zona di pericolo.

Movimentazione e stoccaggio di acidi, soda ed altre sostanze utilizzate come reagenti chimici per il trattamento delle acque.

Emissione di vapori

I reagenti chimici impiegati hanno in generale una bassa volatilità, pertanto l'impatto in caso di incidenti, qualora si applichino correttamente le procedure di emergenza previste, risulta del tutto trascurabile.

Contaminazione del suolo e delle acque

I serbatoi di sostanze liquide sono installati entro bacini di contenimento drenati verso l'impianto di trattamento acque reflue (ITAR), le aree circostanti sono impermeabilizzate ed anch'esse drenate verso l'ITAR. Versamenti accidentali sono in linea teorica possibili durante le fasi di movimentazione interna e di scarico. Per prevenire questo tipo di incidenti e per ridurre le conseguenze in caso si verificano, sono state stabilite apposite procedure operative.

Sversamento di gasolio in fase di scarico

In caso di accidentale sversamento di Gasolio durante le fasi di scarico è attuata una apposita procedura di emergenza che prevede l'intervento di personale appositamente addestrato.

Gestione delle emergenze ed incidenti

L'impianto antincendio della centrale Teodora risale al periodo in cui questa era alimentata ad olio combustibile ed è quindi stato modificato ed adattato per tener conto del nuovo assetto dell'impianto. In particolare l'aver eliminato lo stoccaggio di combustibili liquidi ha ridotto notevolmente le fonti di pericolo di incendio.

L'attrezzatura antincendio consta di una rete di tipo fisso formata da due anelli. La pressurizzazione dell'anello esterno è mantenuta mediante l'elettropompa alimentata dal serbatoio di acqua industriale, che ha una capacità di 150 m³ ed in riserva, dall'acquedotto comunale. In caso d'intervento, inoltre, un apposito sistema di valvole fa sì che l'impianto venga alimentato in pochi minuti automaticamente con acqua di mare anziché con acqua industriale. Per quanto riguarda l'anello interno, adibito alla protezione dei trasformatori principali, dei turbogas e dei trasformatori turbine vapore, la prima riserva idrica è rappresentata da 2 serbatoi aventi 30 m³ di capacità ciascuno.

Tutti gli idranti sono posizionati in prossimità delle aree da proteggere e ad una distanza di circa 50 m uno dall'altro. In tutti gli edifici ed aree sono installati estintori portatili o carrellati omologati in grado di garantire l'intervento su eventuali principi d'incendio. Inoltre, le aree ed i macchinari più importanti per il funzionamento della Unità di Business e più esposti al rischio d'incendio sono dotati di impianti automatici o di attivazione manuale di spegnimento ad acqua.

In centrale è presente un Piano di Emergenza Interno (PEI) contenente le modalità di gestione e comunicazione delle emergenze legate ad incendio, al fine di minimizzare le conseguenze per l'uomo e per l'ambiente.

Una squadra di emergenza opera, sia su segnalazione, sia di propria iniziativa, in tutti i casi di emergenza, coordinandosi con i tecnici e gli addetti dell'area interessata ed attuando le direttive del superiore di grado più elevato presente.

Le unità sono appositamente addestrate per effettuare operazioni di primo intervento in caso di emergenza.

Gli aspetti ambientali indiretti

Tutti gli aspetti ambientali identificati e descritti nei precedenti paragrafi sono stati elencati e valutati in un registro che costituisce un documento di attuazione del Sistema di Gestione Ambientale. Per ciascun aspetto è anche definito il grado di controllo che la Direzione della Unità di Business ha su di esso. Gli aspetti ambientali identificati che presentano un grado di controllo non totale sono considerati indiretti ai fini dell'applicazione del regolamento (CE) n. 761/2001.

Comportamenti ambientali degli appaltatori e dei fornitori

Nella valutazione degli aspetti ambientali indiretti è stato tenuto conto anche degli aspetti legati alle attività svolte da fornitori ed appaltatori per approntare i prodotti e i servizi richiesti da Enel. Le principali attività che coinvolgono fornitori ed appaltatori per Enel sono:

- > fornitura di parti di ricambio;
- > fornitura di reagenti;
- > fornitura di oli lubrificanti, oli di comando e grassi;
- > attività di smaltimento e recupero dei rifiuti;
- > manutenzione sui macchinari;
- > costruzioni e demolizioni in occasione di modifiche impiantistiche.

Le attività di terzi presso l'impianto sono controllate direttamente da Enel attraverso:

- > la consegna del "Regolamento ambientale fornitori ed appaltatori";
- > strumenti contrattuali (specifiche tecniche dettagliate) che vincolano i terzi al rispetto di standard interni e delle norme tecniche (CEI, UNI ed altre applicabili) nonché al rispetto delle prescrizioni di legge per la sicurezza (D.Lgs. n. 626/94 e D.Lgs. n. 494/96);
- > procedura di consegna delle aree di lavoro ed il controllo operativo da parte di personale Enel in fase di svolgimento delle attività;
- > riunioni di coordinamento interimpresе dedicate alla sicurezza ed alle problematiche ambientali in occasione di interventi complessi che richiedono la presenza contemporanea nell'impianto di più imprese.

Trasporti

Il volume di traffico generato dall'esercizio della Unità di Business è riconducibile a traffico su gomma per il trasporto di materiali e sostanze in arrivo e di rifiuti in partenza ed al trasporto di persone; il traffico di automezzi pesanti è quantificabile in circa 200 mezzi all'anno mentre il traffico da automobili è valutabile in circa 100 veicoli al giorno. Gli impatti ambientali associati a questo aspetto indiretto riguardano essenzialmente le emissioni in aria ed inquinamento da rumore e sono stati valutati non significativi.

Smaltimento dei rifiuti

Circa la gestione dei rifiuti è possibile un controllo indiretto attraverso la puntuale verifica della validità delle autorizzazioni presentate delle società incaricate del trasporto e dello smaltimento degli stessi. Apposite procedure interne della Unità di Business dettano infatti i controlli da effettuare sulle autorizzazioni sia del trasportatore sia dello smaltitore finale o del recuperatore.

Si controlla inoltre sistematicamente il ritorno della quarta copia del formulario di identificazione del rifiuto, che attesta l'arrivo dei rifiuti stessi alla destinazione predeterminata in fase di conferimento al trasportatore.

Inquinamento elettromagnetico lungo le linee di trasmissione

Il trasporto della energia elettrica prodotta dalla Unità di Business avviene a mezzo di un elettrodotto a 380 kV appartenente a Terna, società del gruppo Enel, costruito appositamente in occasione della ristrutturazione della centrale.

Comportamento degli utilizzatori finali

L'utenza finale (i clienti del prodotto "energia elettrica") può determinare un impatto ambientale variabile attraverso l'assunzione di comportamenti più o meno virtuosi ed attenti nel consumo di energia elettrica. Tali impatti si estrinsecano sia con consumi più o meno elevati, a parità di benessere ottenuto, sia attraverso l'uso di energia in ore della giornata a maggiore o minore richiesta.

Tutto ciò determina dei picchi di produzione di energia non necessari se il consumo fosse distribuito nella giornata con maggiore uniformità. Questo impatto ambientale, ed il relativo aspetto ambientale a cui si collega, è indiretto, in quanto la Direzione della centrale ovviamente non ha un controllo sulle modalità con cui viene utilizzata l'energia prodotta. Tuttavia la centrale Teodora è impegnata in una serie di iniziative locali, promosse da Enel a livello nazionale, quali progetti di educazione scolastica "Energia in gioco" e manifestazioni di "centrale aperta", attraverso cui si pone l'obiettivo di incidere su queste tipologie di aspetto ambientale indiretto, educando ad un migliore e più rispettoso utilizzo dell'energia prodotta.

Salute e sicurezza dei lavoratori

La sicurezza e la tutela della salute negli ambienti di lavoro rappresentano, insieme alla tutela dell'ambiente, temi prioritari del Gruppo Enel.

Sono riportati di seguito i dati relativi agli infortuni avvenuti negli anni 2003 e 2004 nella centrale Teodora:

	2003	2004
N	2	3
R	1	3
Fn	13,2	22,7
Fr	6,6	22,7
Sn	0,0066	0,84

Dove:

$$\text{Indice di frequenza infortuni notificati} \quad Fn = \frac{N}{Ha} \cdot 10^6$$

N = numero di infortuni notificati all'Istituto assicuratore

Ha = numero delle ore lavorate dai lavoratori soggetti all'obbligo assicurativo

$$\text{Indice di frequenza infortuni riconosciuti} \quad Fr = \frac{R}{Ha} \cdot 10^6$$

R = numero di infortuni riconosciuti all'Istituto assicuratore

$$\text{Indice di gravità} \quad Sn = \frac{Gn}{Ha} \cdot 10^3$$

Gn = numero delle giornate perdute effettive riferite agli infortuni notificati

I dati relativi agli anni precedenti il 2003, facendo riferimento a situazioni impiantistiche molto differenti, non sono stati ritenuti significativi; dai dati riportati si nota invece come il 2004 abbia costituito un peggioramento dal punto di vista infortunistico rispetto al 2003. In occasione dei prossimi aggiornamenti della presente Dichiarazione sarà possibile verificare se tale andamento si confermerà ed eventualmente, da parte della Direzione, identificarne le cause.

Obiettivi e Programma ambientale

La direzione della UB ha definito il Programma ambientale per il triennio 2005/07.

Esso è lo strumento operativo per attuare quel processo di miglioramento continuo delle prestazioni ambientali dell'azienda in cui si traduce praticamente la filosofia di Gestione ambientale che ispira il regolamento EMAS.

Il Programma ambientale tiene conto delle priorità stabilite durante la valutazione degli aspetti, dei bilanci preventivi e delle risorse disponibili.

Al fine di valutare il grado di avanzamento degli interventi, sono previste verifiche in corso di realizzazione (coincidenti con le diverse fasi di realizzazione), in modo da poter formulare, se necessario, misure correttive per il rispetto dei tempi di completamento dell'intervento previsti.

Almeno in occasione del riesame della Direzione ed in fase di audit si verifica che il Programma ambientale sia adeguato e rispettato.

Nuovi progetti o acquisti di impianti e macchinari sono valutati sotto il profilo degli aspetti ed impatti ambientali che generano al fine di garantire che i programmi di Gestione ambientale siano adattati alle nuove circostanze.

Per ogni intervento è prevista una apposita modulistica, in cui è riportata una descrizione dello stesso, le fasi di realizzazione in cui è stato suddiviso, chi è responsabile della sua attuazione, le risorse destinate ad esso e i tempi necessari alla sua realizzazione. Le date riportate nella colonna "scadenza" fanno riferimento alla data entro cui l'intervento è ultimato e ne è stato verificato il traguardo prefissato.

L'obiettivo "Suolo 1" prevede la realizzazione di una campagna di caratterizzazione dello stato di eventuale contaminazione del suolo su cui insiste la centrale volta a determinare se, ed in quale misura, sono presenti nel terreno e nelle acque sotterranee sostanze inquinanti dovute ad attività passate della centrale stessa o alla migrazione di inquinanti provenienti da altri insediamenti industriali limitrofi; l'intervento prevede che, in base alle attività passate svolte in centrale, alle caratteristiche geomorfologiche del suolo e alla direzione delle acque di falda, si valutino i punti in cui effettuare i rilievi, quindi si proceda con l'esecuzione dei carotaggi, delle analisi dei campioni di acqua e suolo prelevati e si elaborino le conclusioni valutando i risultati ottenuti.

L'obiettivo "Rifiuti 1" prevede l'attuazione della gestione tramite raccolta differenziata di tutti i rifiuti prodotti in UB. La realizzazione di questo intervento verrà attuata in diverse fasi, che comprendono lo studio delle tipologie di rifiuto prodotte, l'acquisto dell'attrezzatura necessaria (contenitori, cartellonistica, ecc.), la formazione del personale e quindi l'attuazione della raccolta differenziata vera e propria.

L'obiettivo "Acqua 1" è teso al recupero di circa 2.000 m³ di acqua industriale all'anno attraverso una modifica impiantistica che renderà possibile riutilizzare nel processo produttivo l'acqua recuperata dal sistema di monitoraggio chimico, la quale attualmente invece viene trattata per essere poi inviata allo scarico.

Per l'obiettivo "Acqua 2" è prevista l'eliminazione di prodotti a base di sali di fosforo nell'impianto di

Osmosi (per la produzione di acqua demineralizzata). Per l'intervento è necessaria una fase di studio delle caratteristiche richieste dal prodotto sostitutivo, a cui seguirà la ricerca e l'acquisto di un prodotto sostitutivo adatto e quindi la preparazione e formazione del personale interessato; infine occorreranno il rodaggio e la verifica dell'impianto nell'utilizzo dei nuovi prodotti acquisiti.

L'obiettivo "Acqua 3" è finalizzato alla riduzione del rischio di errori nella gestione del sistema fognario della Unità di Business, in particolare per evitare l'immissione accidentale nella fognatura di acque con caratteristiche diverse da quelle che questa è destinata a raccogliere, con conseguenti problemi per il successivo trattamento e, potenzialmente, di carico inquinante allo scarico. Allo scopo di ottenere tale obiettivo è previsto il miglioramento della cartellonistica e delle indicazioni relative al sistema fognario.

L'obiettivo "Acqua 4" ha come traguardo l'azzeramento della quantità di acque di lavaggio griglie, oggi scaricate nel Canale Candiano, attraverso il loro convogliamento all'opera di presa delle acque di raffreddamento dell'impianto. Lo scarico sarà attivo solo per particolari situazioni di emergenza (dovute al fuori servizio delle apparecchiature dell'impianto di convogliamento). L'intervento, inoltre, renderà più semplice, e quindi ancora più sicura, la gestione degli scarichi idrici della centrale.

Con l'obiettivo "Emergenza 1" l'Organizzazione intende ridimensionare gli impatti legati alle situazioni di emergenza migliorando gli interventi delle squadre attraverso la ripetizione di simulazioni cui parteciperanno tutti gli addetti alle linee in turno affinché tutto il personale della Unità di Business possa reagire al meglio e minimizzare gli impatti a persone, ambiente e cose, dovuti a situazioni di emergenza quali incendi, nubi tossiche provenienti dall'esterno e sversamenti di sostanze pericolose.

L'obiettivo "Generale 1" si propone di incidere sulla sensibilità ambientale del personale attraverso la realizzazione di una pagina web disponibile su tutta la rete intranet nazionale di Enel nella quale sia possibile trovare notizie, documentazione ed informazioni sul SGA in uso nella Unità di Business di Porto Corsini, nonché indicazioni sulle prestazioni ambientali di essa. Il raggiungimento del target prefissato (almeno 100 accessi/anno da parte del personale interno della centrale) ha lo scopo di dimostrare la valenza e l'efficacia della misura intrapresa.

L'obiettivo "Questioni locali 1" prevede di contribuire volontariamente, al di fuori di qualsiasi obbligo autorizzativo, al programma di monitoraggio della Pialassa Baiona promosso dalle Autorità locali, attraverso l'esecuzione di una campagna per il monitoraggio del macrobenthos al fine di acquisire ulteriori dati dell'ecosistema Pialassa Baiona.

L'obiettivo "Rumore 1" è indirizzato all'ulteriore miglioramento del livello acustico all'interno della centrale attraverso un intervento di applicazione di pannelli fonoassorbenti con benefici diretti sul livello di rumore negli ambienti di lavoro e benefici indiretti sul livello di rumore esterno.

L'obiettivo "Sostanze pericolose 1" si propone una riduzione dell'utilizzo di acido cloridrico e soda caustica attraverso miglorie tecnologiche che interesseranno l'impianto di demineralizzazione.

Tabella n. 17

N.	Obiettivo	Traguardo	Metodo	Respons.	Tipo di aspetto	Scadenza
Suolo 1	Pianificare e realizzare una campagna di caratterizzazione del suolo	Determinare e quantificare l'eventuale presenza di sostanze inquinanti nel suolo, sottosuolo e nelle acque sotterranee	<ul style="list-style-type: none"> > Predisposizione piano di caratterizzazione e localizzazione dei punti di campionamento in corrispondenza dei centri potenzialmente contaminati > Esecuzione dei prelievi e delle analisi > Valutazione dei risultati ottenuti 	Funzione Ambiente e Sicurezza	Diretto	30/06/07
Rifiuti 1	Attuare la raccolta dei rifiuti prodotti nella UB in modo differenziato	Gestire tramite raccolta differenziata il 100% dei rifiuti prodotti in UB	<ul style="list-style-type: none"> > Studio delle tipologie di rifiuto prodotte > Acquisto attrezzatura varia necessaria > Formazione del personale > Attuazione della raccolta differenziata 	Funzione Ambiente e Sicurezza	Diretto	31/12/07
Acqua 1	Risparmio di acqua industriale	Recupero e riutilizzo dei campioni monitoraggio chimico del ciclo termico per circa 2000 m ³ /anno	Costruzione di un impianto di recupero	Reparto Manutenzione	Diretto	31/12/05
Acqua 2	Riduzione dell'impatto ambientale derivante dallo scarico di fosforo nelle acque defluenti di UB	Eliminazione prodotti chimici contenenti sali di fosforo	Sostituzione del prodotto antincrostante contenente fosforo utilizzato nell'impianto di osmosi	Responsabile Impiantistica e Controlli Chimici	Diretto	31/12/06
Acqua 3	Riduzione del rischio di immissioni di scarichi idrici per evitare potenziali sversamenti anomali	Migliorare il riconoscimento visivo di ogni rete fognaria	Ampliare la verniciatura di ogni caditoia con il suo colore caratteristico distintivo	Reparto Manutenzione	Diretto	31/12/06

Tabella n. 17

N.	Obiettivo	Traguardo	Metodo	Respons.	Tipo di aspetto	Scadenza
Acqua 4	Migliorare la gestione degli scarichi idrici convogliati nel canale Candiano	Azzerare la quantità delle acque scaricate nel canale Candiano, escluse situazioni di emergenza (anomalie impiantistiche e macchinari)	Convogliamento delle acque di lavaggio griglie all'opera di presa delle acque di raffreddamento dell'impianto	Funzione Ambiente e Sicurezza	Diretto	30/06/07
Emergenza 1	Riduzione del rischio di impatti ambientali dovuti ad emergenze	Migliorare l'intervento delle squadre di emergenza effettuando n. 6 prove all'anno	Effettuazione delle prove di emergenza per tutti i componenti le linee di turno	Capo Sezione Esercizio Funzione Ambiente e Sicurezza	Diretto	31/12/06
Generale 1	Accrescimento della sensibilità ambientale per i dipendenti di UB sui temi del SGA	Inserimento e aggiornamento dei documenti su pagina WEB intranet con un numero minimo di accessi pari a 100 annui	Preparazione di una pagina WEB, per la consultazione interna (intranet), corredata di contatore di accessi	Responsabile Sistema di Gestione Ambientale	Diretto	30/06/06
Questioni locali 1	Contribuire volontariamente al programma di monitoraggio della Pialassa Baiona, promosso dalle Autorità locali, per valutarne l'attuale assetto ambientale	Miglioramento della conoscenza delle condizioni ambientali generali che caratterizzano attualmente la Pialassa Baiona	Esecuzione di una campagna di indagine del macrobenthos (popolazione animale di fondo) distribuita su 5 punti di campionamento opportunamente scelti	Funzione Ambiente e Sicurezza	Indiretto	31/12/07
Rumore 1	Riduzione rumore zona aspirazione aria compressore turbogas con relativo abbassamento del livello di rumore all'esterno	Riduzione del rumore interno, circa 2 dB(A) nella zona adiacente all'intervento, con relativa riduzione del rumore esterno	Applicazione di barriere fonoassorbenti sul condotto di aspirazione aria del compressore turbogas	Funzione Ambiente e Sicurezza	Diretto	31/12/06
Sostanze pericolose 1	Riduzione dell'uso di sostanze pericolose	Riduzione di circa il 25% del consumo di acido cloridrico e soda caustica	Installazione nell'impianto di demineralizzazione di due Elettrodeionizzatori che permetteranno la diminuzione dei consumi, rispetto agli attuali, di acido cloridrico e soda caustica	Funzione Ambiente e Sicurezza	Diretto	31/12/06

Compendio dei dati di esercizio

Tabella n. 18

Dati in entrata	Unità di Misura	2003	2004	I trim. 2005
Consumo di combustibili				
Gas naturale	m ³ x10 ³	860.953	834.845	191.217
Gasolio	kg	13.700	9.580	653
Prelievi idrici				
Prelievo acquedotto industriale	m ³	250.166(3)	153.301	48.087
Prelievo acquedotto civile	m ³	8.104	4.752	947
Prelievo acqua di raffreddamento	m ³ x10 ³	383.580	347.940	79.047
Materiali e sostanze (quantità da forniture franco ns magazzino nel periodo)				
Liquidi				
Soluzione ammoniacale 24%	kg	3.200	4.540	0
Soluzione carboidrazide 12%	kg	4.000	6.000	0
Soluzione soda caustica 50%	kg	94.650	24.430	0
Soluzione soda caustica 30%	kg	9.460	36.490	0
Soluzione acido solforico 98%	kg	48.020	14.370	0
Soluzione acido cloridrico 33%	kg	20.350	29.420	8.735
Oli lubrificanti e di comando	kg	4.600	500	0
Acqua demi	m ³	98.140	78.456	19.725
Soluzione cloruro ferroso 25%	kg	163.610	53.420	0
Soluzione cloruro ferrico 40%	kg	14.790	19.590	4.770
Anticorrosivo per acqua raffredd. ciclo chiuso	kg	40	0	0
Antiscaling per impianto Osmosi Inversa	kg	650	250	0
Detergente compressore Turbogas	kg	16.500	13.000	0
Solidi				
Calce 93%	kg	59.050	18.120	7.430
Polielettrolita anionico	kg	800	1.600	600
Sale	kg	82.000	0	0
Gas				
Idrogeno	kg	1.120	880	158
Anidride carbonica	kg	3.420	1.440	0

(3) Dato stimato in base agli scarichi idrici per avaria ai contatori.

Tabella n. 19

Dati in uscita	Unità di Misura	2003	2004	I trim. 2005
Energia elettrica				
Produzione lorda	GWh	4.371	4.256	981
Produzione netta (Energia immessa in rete)	GWh	4.290	4.177	963
Emissioni in atmosfera				
Ossidi di azoto (NO _x)	t	597	682	144
Monossido di Carbonio (CO)	t	23,2	36,6	10,2
Biossido di Carbonio (CO ₂)	t	1.626.340	1.577.080	362.872
Emissione specifica di NO _x	g/kWh	0,139	0,163	0,150
Emissione specifica di CO	g/kWh	0,0054	0,0088	0,0106
Emissione specifica di CO ₂	g/kWh	379	378	377
Scarichi in acque superficiali				
Acque di raffreddamento	Migliaia di m ³	383.580	347.940	79.047
Acque da ITAR	m ³	119.776	107.250	30.619
Acque da impianto di osmosi	m ³	32.389	32.844	11.603

Tabella n. 20

Concentrazione di inquinanti delle acque scaricate dall'Impianto ITAR e dall'impianto di Osmosi Inversa

Parametri	Limiti tab. 3 all. 5 D.Lgs. 152/99	ITAR				OSMOSI	
		Media Analisi 2003	Media Analisi 2004	Media Analisi I trim. 2005	Media Analisi 2003	Media Analisi 2004	Media Analisi I trim. 2005
pH	5.5 - 9.5	7,34	7,54	8,07	7,96	7,94	8,23
Temperatura °C	35	21,3	18,3	10,8	21,9	18,7	11,2
Colore	non percettibile con diluizione 1:20	non percettibile	non percettibile	non percettibile	non percettibile	non percettibile	non percettibile
Odore	non deve essere causa di molestie	inodore	non percettibile con diluizione 1:2	non percettibile con diluizione 1:1	non percettibile inodore	non percettibile con diluizione 1:2	non percettibile con diluizione 1:1
Materiali grossolani	assenti	assenti	assenti	assenti	assenti	assenti	assenti
Solidi sospesi totali (SST) mg/l	80	5,59	9,6	9,7	3,24	3,84	3,00
BOD (mg/l di O ₂)	40	<4	6,9	<5	4,0	3,0	<5
COD (mg/l di O ₂)	160	50,0	31,0	36,5	10,0	12,9	14,1
Cromo totale mg/l come Cr	2	0,005	0,05	<0,1	0,014	0,051	<0,1
Cromo VI mg/l come Cr	0,2	<0,010	<0,1	<0,1	0,0042	0,055	<0,1
Ferro mg/l come Fe	2	0,50	0,44	0,57	0,01	0,050	0,03
Cloro attivo libero mg/l come Cl ₂	0,2	<0,05	<0,05	<0,03	<0,05	<0,05	0,03
Solfuri mg/l come S ⁼	1	<0,03	<1	<1	0,079	<1	<1
Solfiti mg/l come SO ₃ ⁼	1	<0,1	<1	<1	0,19	<1	<0,5
Solfati mg/l come SO ₄	-	350	364	361	269	336	241
Cloruri mg/l come Cl ⁻	-	994	2.008	2.253	361	290	153
Fluoruri mg/l come F ⁻	6	0,22	0,39	0,13	0,53	0,41	0,25
Fosforo totale mg/l come P	10	0,05	0,10	<0,06	0,70	0,83	0,38
Azoto ammoniacale mg/l come NH ₄ ⁺	15	1,10	1,80	1,20	0,14	0,11	0,05
Azoto nitroso mg/l come N	0,6	0,24	0,19	<0,005	0,048	0,018	0,01
Azoto nitrico mg/l come N	20	1,27	1,6	1,25	2,90	4,95	4,12
Idrocarburi totali mg/l	5	0,005	0,25	<0,5	0,071	<0,5	<0,05
Solventi organici aromatici mg/l	0,2	0,004	<0,003	<0,001	<0,01	<0,003	<0,001
Solventi organici azotati mg/l (inclusi PCB e PCT)	0,1	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01
Tensioattivi totali mg/l	2	0,97	0,51	0,62	0,55	0,33	0,30
Escherichia coli UFC/100 ml	5000	16,7	22,8	27,0	0	2,6	<1
Saggio di tossicità acuta % EC50/24h	<50	<50	<50	nd	<50	<50	nd
Saggio di tossicità acuta % inibizione	<50	<20	21,3	13,5	<20	23,2	35,7

Tabella n. 21 - Rifiuti

Rifiuti Non Pericolosi	Codice CER	Unità di Misura	2003	2004	I trim. 2005
Ferro e acciaio	170405	kg	39.370	40.480	8.300
Metalli misti (motori elettrici, tubi condensatori)	170407	kg	5.650	14.210	0
Rifiuti misti dell'attività di costruzione e demolizione, diversi di cui alla voce 170901, 170902 e 170903	170904	kg	0	8.180	0
Apparecchiature fuori uso, diverse da quelle di cui alle voci da 160209 a 160213	160214	kg	4.560	680	560
Cavi, diversi da quelli di cui alla voce 170410 (ex 170408)	170411	kg	1.470	900	240
Fanghi prodotti dal trattamento in loco degli effluenti diversi da quelli di cui alla voce 100120 ex 060501	100121	kg	1.438.730	396.640	22.420
Rifiuti prodotti dal trattamento delle acque di raffreddamento	100126	kg	0	44.820	0
Fanghi delle fosse settiche	200304	kg	120	14.310	33.810
Rifiuti urbani non differenziati	200301	kg	54.480	42.160	10.220
Assorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi, diversi da quelli di cui alla voce 150202	150203	kg	9.800	14.930	5.370
Rifiuti biodegradabili	200201	kg	0	2.830	0
Totale rifiuti non pericolosi		kg	1.554.180	580.140	80.920
Rifiuti Pericolosi					
Scarti di olio minerale per motori, ingranaggi e lubrificanti non clorurati (codice ex 130202/P)	130205	kg	4.170	750	0
Oli minerali isolanti e termoconduttori non clorurati (codice ex 130305/P)	130307	kg	1.080	39.050	0
Rifiuti contenenti oli	160708	kg	0	100	390
Batterie al piombo	160601	kg	19.900	0	0
Rifiuti che devono essere raccolti e smaltiti applicando precauzioni particolari per evitare infezioni	180103	kg	7	7	0
Tubi fluorescenti e altri rifiuti contenenti mercurio	200121	kg	60	60	0
Olio combustibile e carburante diesel (ex 160706)	130701	kg	1.330	0	0
Assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri dell'olio non specificati altrimenti), stracci e indumenti protettivi, contaminati da sostanze pericolose (ex 130601P)	150202	kg	730	600	390
Cere e grassi esauriti	120112	kg	0	40	0
Altri solventi e miscele di solventi (ex 140103P)	140603	kg	90	80	0
Pitture e vernici di scarto, contenenti solventi organici o altre sost. pericolose	080111	kg	100	30	0
Imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose o contaminate da tali sostanze	150110	kg	0	1.020	0
Altri materiali isolanti contenenti o costituiti da sostanze pericolose	170603	kg	1.520	0	0
Totale rifiuti pericolosi		kg	28.987	41.737	780
TOTALE RIFIUTI		kg	1.583.167	621.877	81.700

Tabella n. 22

Caratterizzazione delle emissioni nell'aria – campagna di misura anno 2004
 Concentrazione dei principali microinquinanti organici ed inorganici

	Concentrazioni riferite al 15% di ossigeno nei fumi	Unità di misura	Limite	Gruppo E	Gruppo G
(*) i valori indicano la sommatoria delle concentrazioni dei seguenti metalli: cromo, rame, manganese, vanadio, cadmio, mercurio e nichel.	Metalli (*)	$\mu\text{g}/\text{Nm}^3$	10.000	3,8	5,1
	SOV (Sostanze Organiche Volatili)	$\text{mg C}/\text{Nm}^3$	300	2,40	5,73
	IPA (Idrocarburi Policiclici Aromatici)	$\mu\text{g}/\text{Nm}^3$	100	<0,020	0,032
	Benzene	$\mu\text{g}/\text{Nm}^3$	5.000	<100	<100
	Toluene	mg/Nm^3	300	<0,1	0,1
	Formaldeide e 1,2 diclorobenzene	mg/Nm^3	20	<0,1	<0,1

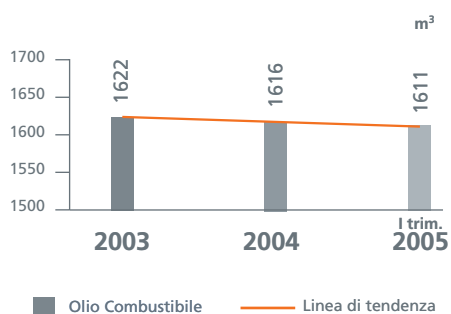
Indicatori di prestazione ambientale

Ai fini di una più immediata quantificazione e valutazione delle prestazioni ambientali, la Unità di Business ha elaborato degli indicatori specifici di prestazione ambientale. Tali indicatori sono suddivisi in indicatori di prestazione della Direzione (MPI = Management Performance Indicator), ossia indicatori di prestazione ambientale che forniscono informazioni sugli sforzi della Direzione per influire sulle prestazioni ambientali dell'Organizzazione e indicatori di prestazione operativa (OPI = Operational Performance Indicator) ossia indicatori di prestazione ambientale che forniscono informazioni sulle prestazioni ambientali delle operazioni di un'organizzazione. I grafici riportati di seguito evidenziano, oltre al dato assunto dall'indicatore, anche la relativa linea di tendenza, ossia la retta che esprime, in base ai valori assunti dagli indicatori nei relativi periodi, l'andamento avutosi nel tempo (se crescente, decrescente ed in quale misura). Tali linee visualizzano così in modo immediato se il relativo indicatore di prestazione è in miglioramento oppure no.

Gli indicatori quantitativi scelti per la centrale Teodora sono 4 OPI e un MPI, in particolare:

- Consumo specifico netto espresso in kCal/kWh;

Grafico n. 8
Consumo specifico netto



- Quantità di COD, BOD5, Azoto Totale e Fosforo scaricati annualmente con le acque industriali (Osmosi/ITAR) per kWh netto prodotto;

Grafico n. 9
Emissione specifica in BOD5

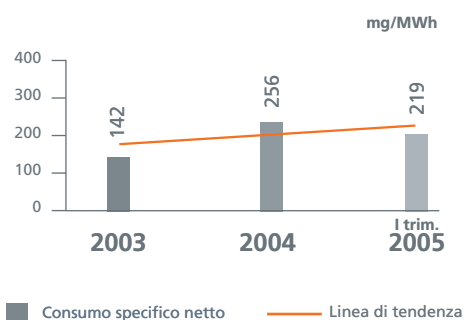


Grafico n. 10
Emissione specifica in COD

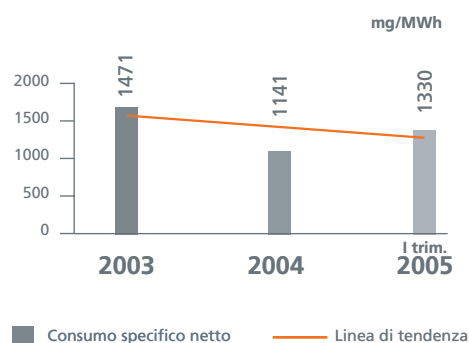


Grafico n. 11
Emissione specifica di azoto

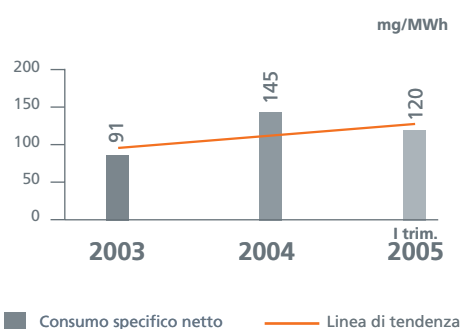


Grafico n. 13
Produzione specifica di rifiuti

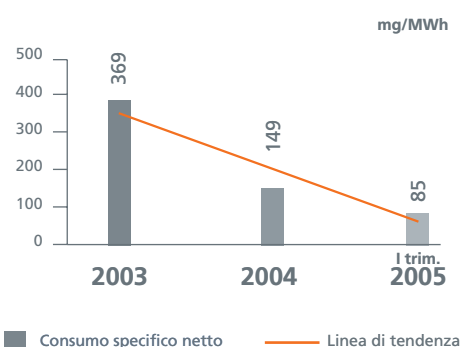
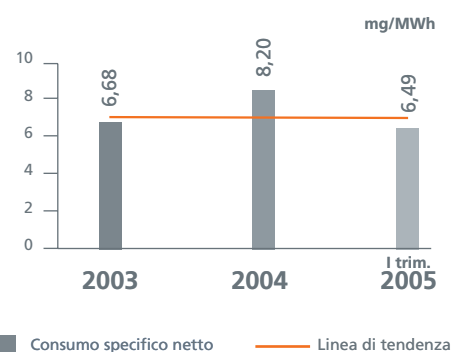
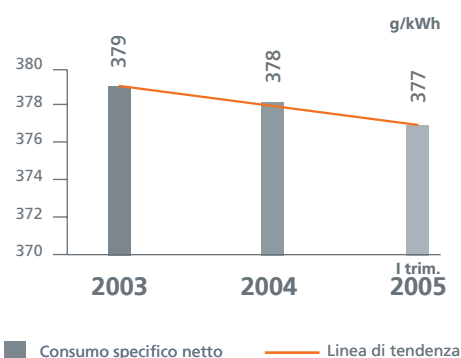


Grafico n. 12
Emissione specifica di fosforo



- Emissione specifica netta di CO₂ e NO_x.

Grafico n. 14
Emissione specifica di CO₂

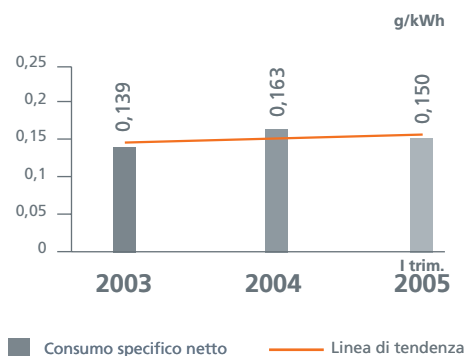


Le emissioni specifiche di inquinanti attraverso gli scarichi idrici hanno subito (eccetto il caso del COD) nel 2004 un generale aumento dovuto a fattori esterni quali l'andamento delle precipitazioni (quindi un aumento delle acque da trattare). Allo stesso modo, nel I trimestre 2005 si è avuto un ritorno verso i livelli del 2003.

L'andamento di tali indicatori sarà comunque oggetto di particolare attenzione nei prossimi aggiornamenti trimestrali degli indicatori stessi.

- Quantità totale rifiuti (pericolosi e non pericolosi) prodotti per kWh netto prodotto;

Grafico n. 15
Emissione specifica di NO_x



Schede di approfondimento

1. Identificazione e valutazione degli aspetti ambientali

Identificazione

Gli aspetti ambientali sono stati individuati attraverso un'accurata analisi iniziale secondo i criteri delineati dal regolamento comunitario CE n. 761/2001 noto come "EMAS", nello studio sono state considerate le categorie di aspetti proposte dal suddetto regolamento:

- Emissioni nell'aria;
- Scarichi idrici;
- Produzione, riciclaggio riutilizzo e smaltimento rifiuti;
- Uso e contaminazione del terreno;
- Uso di materiali, sostanze e risorse;
- Questioni locali;
- Impatti conseguenti a incidenti e situazioni di emergenza.

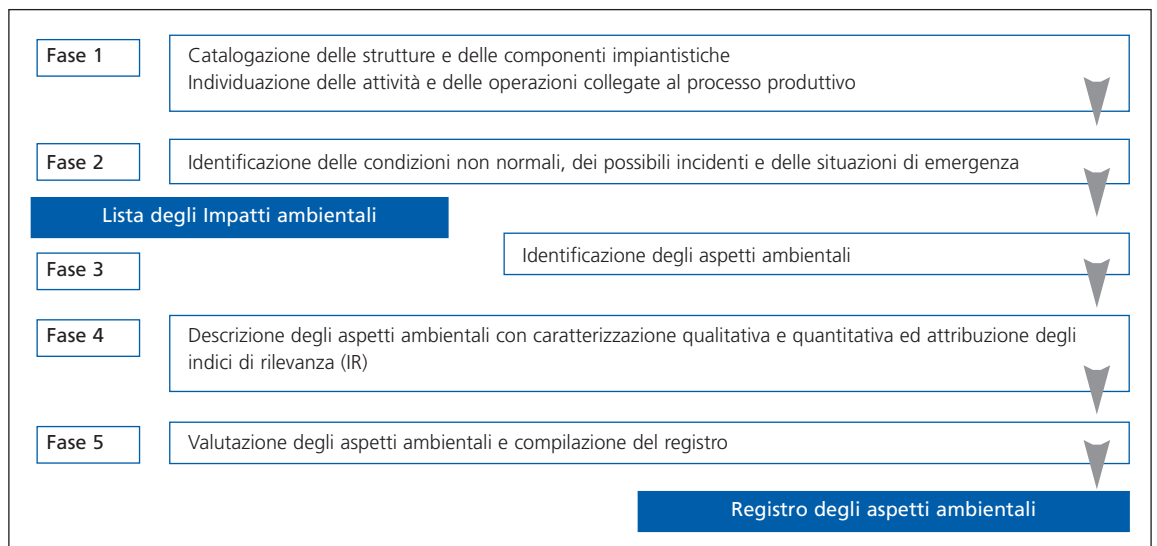
I possibili impatti per ciascuna delle predette categorie sono stati ricercati considerando le componenti elettromeccaniche, le macchine e tutte le opere idrauliche e vagliando sia le condizioni operative normali, sia le condizioni operative non normali (avviamenti, arresti, emergenze, incidenti). Sono state altresì considerate le attività di manutenzione ordinaria e

straordinaria nonché le operazioni particolari e le eventuali attività progettuali in corso.

Il numero degli aspetti così individuati e la valutazione di significatività, può però mutare nel tempo in relazione a modifiche del processo produttivo, a nuove disposizioni di legge, a nuove conoscenze in merito agli impatti, a nuove direttive aziendali e ad altri fattori, non ultimi le osservazioni, i suggerimenti o il concretizzarsi di un diverso grado di sensibilità delle parti interessate. Per portare in conto queste possibili variazioni, il Sistema di Gestione include una procedura di valutazione che porta ad aggiornare le informazioni pertinenti contenute in un apposito Registro degli Aspetti ambientali. Le eventuali variazioni saranno puntualmente comunicate attraverso le Dichiarazioni ambientali successive a questa.

Valutazione

Il profilo metodologico adottato per l'identificazione, la caratterizzazione e la valutazione degli aspetti ambientali può essere riassunto attraverso lo schema sotto riportato.



Questo procedimento, applicato dal personale della centrale Teodora, con il supporto di consulenti esterni e con il coinvolgimento del personale direttamente dedicato alla gestione degli impianti della Unità di Business stessa, è basato sull'applicazione di una specifica procedura interna.

I termini di valutazione prospettati dalla Commissione delle Comunità Europee attraverso la Raccomandazione 2001/680/CE del 7 settembre 2001 relativa all'attuazione del regolamento CE n.761/2001, sono:

- l'esistenza e i requisiti di una legislazione pertinente
- il potenziale danno ambientale e la fragilità dell'ambiente

- l'importanza per le parti interessate e per i dipendenti dell'Organizzazione
 - la dimensione e la frequenza degli aspetti
- Per applicare i primi tre termini di valutazione, sono state definite le cinque condizioni illustrate in tabella A;

L'avverarsi di uno (o più) dei primi tre termini di valutazione, porta alla necessità, o quantomeno alla opportunità, che, nell'ambito del suo Sistema di Gestione Ambientale, l'Organizzazione adotti un appropriato livello di attenzione, nei confronti dell'aspetto ambientale considerato.

Per applicare l'ultimo termine di valutazione, vale a dire per stabilire una "misura" della dimensione e della la frequenza degli impatti, è stato adottato l'Indice di Rilevanza (IR) definito come in tabella B.

Tabella A

Condizioni generali per definire la necessità di un alto livello di attenzione da parte dell'Organizzazione nei confronti di taluni aspetti ambientali

Termini di valutazione		Condizioni da verificare (1)
L'esistenza e i requisiti di una legislazione pertinente	1	L'aspetto o l'impatto generato, è oggetto di prescrizioni autorizzative, di disposizioni di legge vigenti, oppure di prevedibili evoluzioni normative
Il potenziale danno ambientale o la fragilità dell'ambiente	2	L'impatto genera o può generare conseguenza ambientali (2)
	3	L'impatto genera o può generare conseguenza economiche rilevanti
L'importanza per le parti interessate e per i dipendenti dell'Organizzazione	4	L'impatto riguarda obiettivi strategici della Politica ambientale dell'Azienda (Tenuto conto della politica aziendale sia nei confronti dell'ambiente in generale sia nei confronti della salvaguardia dell'igiene e della sicurezza degli ambienti di lavoro, ricadono affermativamente in questo caso gli impatti che presentano un Indice di Rilevanza IR 21 o 22 - vedi tabella B)
	5	L'impatto è oggetto di sensibilità sociale

Nota 1: I significati di "conseguenza ambientale", "rilevanza economica" e "sensibilità sociale" sono precisati nell'Appendice 2.

Nota 2: Si tratta di modifiche strutturali o funzionali agli ecosistemi ed habitat naturali, di disagi per i residenti locali, di limitazioni per la fruizione pubblica di beni ambientali, ecc.

Tabella B
Indice di Rilevanza dei fattori di impatto

		Indice quantitativo (Entità e frequenza associate al fattore)		
		basso	medio	alto
Indice qualitativo (Gravità connessa al fattore d'impatto)	basso	00	01	02
	medio	10	11	12
	alto	20	21	22

Fascia medio alta degli indici

L'Indice di Rilevanza (IR) di un impatto è un codice numerico a due posizioni, la prima riferita alla rilevanza qualitativa (quindi alla gravità dell'impatto), la seconda alla rilevanza quantitativa (vale a dire alla frequenza ed all'entità dell'impatto). Le cifre utilizzate per entrambe le posizioni sono "0", "1", "2" e sono combinate secondo lo schema concettuale di tabella B.

Cosicché un impatto che presenta un Indice (IR) = 22, ha una rilevanza alta sia sotto il punto di vista della qualità (intesa come gravità) sia sotto quello della quantità; un impatto che ha Indice (IR) = 20 ha una rilevanza alta qualitativamente ed una rilevanza bassa quantitativamente, può essere il caso ad es. di una sostanza pericolosa il cui impiego è controllato ed è limitato pochi kg per anno.

Una apposita istruzione operativa predetermina i criteri di assegnazione dell'indice qualitativo e le soglie per attribuire i valori 0, 1, 2 (ovvero i livelli basso, medio, alto) all'indice quantitativo.

Quando possibile i criteri e le soglie fanno riferimento alle norme di legge applicabili all'aspetto considerato. Ciò consente di attribuire l'indice in modo oggettivo e riproducibile.

CRITERIO PER DETERMINARE LA SIGNIFICATIVITÀ DI UN ASPETTO AMBIENTALE

L'aspetto ambientale è significativo se viene riscontrata positivamente una o più delle condizioni generali di tabella A e l'Indice di Rilevanza (IR) è medio alto, come da tabella B. Sono comunque significativi gli impatti con Indice di Rilevanza maggiore di 20.

Identificare come significativo un aspetto ambientale secondo il criterio formulato nel riquadro, comporta di riconoscere su basi oggettive la necessità o comunque l'opportunità di attenzione da parte dell'Organizzazione e nello stesso tempo accertare che siano in atto o che si possano potenzialmente

verificare conseguenze ambientali rilevanti secondo la misura stabilita dall'Indice (IR).

Il procedimento di valutazione include anche la determinazione del grado di autonomia gestionale che l'organizzazione di Enel ha nei confronti dei diversi aspetti identificati: ciò al fine di stabilire quali sono gli aspetti diretti e quali quelli indiretti secondo il regolamento EMAS.

Sono da classificare come aspetti **diretti** quelli per i quali la Unità di Business mantiene un pieno controllo gestionale, viceversa, sono da classificare come aspetti **indiretti** quelli sui quali la UB non ha un pieno controllo gestionale; sono tali ad esempio gli aspetti ambientali derivanti da attività terziarizzate.

Una apposita colonna del Registro degli Aspetti ambientali indica se l'aspetto ambientale identificato è caratterizzato da una gestione totale, parziale o nulla e quindi se è da considerarsi **diretto** o **indiretto**.

2. Prescrizioni autorizzative non trattate nei capitoli precedenti

Con il Decreto autorizzativo DM n. 2742 del 17/04/1997, integrato con la Lettera n. 9555/VIA/A013B del 07/09/1998, la Unità di Business ha ricevuto autorizzazione al funzionamento a "ciclo combinato" con alimentazione a metano; in tale Decreto sono contenute una serie di prescrizioni di carattere ambientale cui Enel ha obbligo di ottemperare. Per adempiere a tali prescrizioni è stato redatto un programma di attuazione concordato ed approvato dalle Autorità locali.

Si riporta di seguito una breve descrizione di tali prescrizioni non trattate precedentemente .

PIANO DI DISMISSIONE DEGLI IMPIANTI ESISTENTI

Enel deve presentare agli Enti interessati, di volta in volta, in relazione alle attività previste nel Piano Generale di Trasformazione della centrale a ciclo combinato di Porto Corsini, il piano operativo che prevede tempi e modalità per la dismissione degli edifici, dei serbatoi, del vecchio elettrodotto e delle altre infrastrutture, comprensive dei camini e delle caldaie.

Il piano operativo deve contenere un piano di recupero ambientale e paesaggistico.

In merito a tale prescrizione, tra le attività portate a termine, vi è stata la demolizione del serbatoio Olio Combustibile Denso da 50.000 m³, delle ex case operai e opere minori (tra le quali quelle per la modifica e bonifica delle opere di presa e l'arretramento della linea di sponda); per tali lavori Enel ha inviato alla Soprintendenza Archeologica dell'Emilia Romagna apposita comunicazione.

In data 31 maggio 2001 Enel ha provveduto ad inviare agli Enti interessati il piano di demolizione dell'elettrodotto, la cui demolizione è terminata.

PIANO DI DISMISSIONE DEL NUOVO IMPIANTO

Prima dell'entrata in esercizio della centrale a ciclo combinato di Porto Corsini Enel deve presentare agli Enti interessati un piano di massima relativo al destino dei manufatti al momento della sua futura dismissione prevista 30 anni dopo l'avvio commerciale dell'impianto.

La Direzione della Unità di Business ha regolarmente espletato a tale obbligo.

ADEGUATA E PARZIALE SCHERMATURA CON ALBERI ED ARBUSTI

Enel deve realizzare una adeguata parziale schermatura con alberi ed arbusti nelle aree di proprietà; a tal fine prima dell'inizio dell'esercizio devono essere concordate con gli enti locali le modalità di attuazione.

Enel ha presentato in data 12 luglio 2001 al Ministero delle Attività Produttive e al Ministero Ambiente - Servizio VIA, l'aggiornamento del progetto autorizzato con Decreto MICA del 01 ottobre 1998, dove vengono evidenziate le aree destinate a verde e a fascia "boscata" le cui modalità di attuazione saranno concordate con gli Enti locali.

Ad oggi le attività di cantiere all'interno della Unità di Business sono ancora in corso ed al termine di esse si provvederà alla piantumazione delle aree destinate a verde.

ANALISI DI EVENTUALI ANOMALIE, INCIDENTI E MALFUNZIONAMENTI E ANALISI RISCHI AMBIENTALI

Prima dell'entrata in esercizio, la Direzione della centrale a ciclo combinato di Porto Corsini Enel deve presentare un'analisi di eventuali anomalie, incidenti e malfunzionamenti e la conseguente analisi di rischi ambientali e per la popolazione connessi a fornire una indicazione delle progettate misure strutturali, gestionali e di pronto intervento atte a ridurre la loro probabilità di accadimento e la loro severità.

A seguito della rinuncia dell'utilizzo del gasolio nella Unità di Business a ciclo combinato di Porto Corsini, l'analisi di eventuali anomalie, incidenti e malfunzionamenti e l'analisi dei rischi ambientali è legata specificatamente all'utilizzo del metano.

Tale relazione è stata regolarmente presentata dalla Direzione della Unità di Business alle Autorità competenti.

MANUALE DI GESTIONE AMBIENTALE

Enel deve raccogliere in un manuale organico di procedure lo schema della sua organizzazione in centrale per una gestione ambientale corretta dell'impianto.

Enel ha aderito al Protocollo di Area sottoscritto tra l'Associazione Industriali di Ravenna ed Enti Locali, che prevede di ottenere la Certificazione UNI EN ISO 14001 della Unità di Business a ciclo combinato di Porto Corsini e la successiva registrazione EMAS.

La Direzione della UB ha poi regolarmente provveduto ad adottare un Sistema di Gestione Ambientale certificato secondo la norma UNI EN ISO 14001 nel Dicembre 2004. Successivamente ha ottenuto la registrazione EMAS, come testimoniato dallo stesso documento presente.

RIDUZIONE DELLE SORGENTI RUMOROSE DELLE APPARECCHIATURE

Enel deve garantire che le specifiche di acquisizione dei macchinari e dei componenti che possono essere sorgenti di rumore siano tali da garantire una misura del livello medio globale inferiore al limite di 85 dB(A) in ambiente di lavoro.

Enel ha adempiuto a tale prescrizione attraverso l'emanazione di opportune specifiche tecniche, parti integranti dei contratti di acquisto delle nuove apparecchiature, conservate presso gli uffici della Direzione.

I valori caratteristici delle emissioni, monitorati come richiesto, rispettano sempre i limiti imposti, come riportato peraltro nei precedenti capitoli della presente Dichiarazione, e sono inviati all'Arpa Ravenna ogni 2 giorni via rete internet.

LIMITATO UTILIZZO DEL GASOLIO

Enel deve stabilire un codice di comportamento per definire i casi in cui potrà o dovrà fare un limitato ricorso al gasolio e comunicarlo alle Autorità locali; inoltre nel corso della progettazione esecutiva e prima dell'avvio della centrale, Enel deve eseguire una analisi sui possibili incidenti legati al funzionamento a gasolio, così come fatto per il funzionamento a metano. In ogni caso non si potrà alimentare la centrale a gasolio per più di 500 ore/anno e per più di 72 ore consecutive, salvo emergenze accertate dalla Prefettura.

L'uso del gasolio è stato escluso, eccetto che per il funzionamento dei gruppi elettrogeni in caso di emergenza.

PIANO DI MONITORAGGIO DELL'AMBIENTE

Enel deve presentare un piano di monitoraggio nell'ambiente che preveda quanto segue:

- monitoraggio delle emissioni

Il progetto esecutivo deve prevedere che durante il primo anno di attività sia effettuata da parte di Enel la caratterizzazione delle emissioni al camino, oltre che mediante monitoraggio continuo, anche tramite campagne di prelievi e di misure sui principali parametri da effettuarsi con cadenza semestrale.

Tali analisi sono state effettuate (si veda paragrafo Emissioni di altri inquinanti) e sono state inviate alle autorità di competenza, oltre ad essere conservate presso gli uffici della Unità di Business.

La caratterizzazione iniziale dei fanghi prodotti e smaltiti è stata regolarmente effettuata ed ha concluso che essi contengono sostanze pericolose in misura sempre abbondantemente inferiore al limite previsto dalla normativa; in base a ciò tale rifiuto è stato classificato non pericoloso con codice CER 100121.

- risultati monitoraggio emissioni ed immissioni

I risultati del monitoraggio delle emissioni, congiuntamente a quelli del controllo della qualità dell'aria devono essere trasmessi, a cura di Enel, almeno annualmente alle autorità locali, all'ARPA ed alla Regione Emilia-Romagna.

I risultati del monitoraggio delle emissioni sono regolarmente trasmessi all'Arpa Emilia-Romagna, mentre i risultati del monitoraggio della qualità dell'aria (immissioni) sono trasmessi per il tramite dell'Enichem in applicazione del Protocollo siglato tra le aziende dell'area industriale di Ravenna e gli Enti Locali per la gestione della Rete di Rilevamento della Qualità dell'Aria privata in area industriale.

- monitoraggio rumore

Enel deve predisporre e mettere in atto un programma di monitoraggio del rumore che preveda:

- effettuare alcune campagne di misura prima dell'avvio della centrale

- le campagne devono essere effettuate con le modalità ed i criteri contenuti nel DPCM 01/03/91

- le campagne devono essere ripetute con la centrale trasformata in pieno esercizio

- qualora non dovessero essere verificate le condizioni imposte dalla normativa, Enel dovrà porre in atto adeguate misure di riduzione del rumore sino al rientro nei limiti.

Enel ha effettuato campagne di misura del rumore esterno nel 1996, secondo quanto previsto dal DPCM 1/3/91, con funzionamento della vecchia centrale, mentre nel 2001 è stata effettuata una ulteriore campagna di misura con centrale completamente ferma.

Successivamente, nel 2003, è stata realizzata una nuova Campagna di Caratterizzazione Acustica con funzionamento della centrale a metano a pieno regime per i dettagli della quale si rimanda alla scheda di approfondimento 4.

Enel ha richiesto alle ditte che effettuano le demolizioni di rispettare i limiti massimi zionali definiti dal DPCM del 1.3.1991 e successive modifiche ed integrazioni.

3. Aspetti climatici e geo-morfologici

Inquadramento climatico

La Provincia di Ravenna è compresa ad Est tra la costa adriatica e dai rilievi appenninici a Sud-Ovest. In definitiva si ha una zona interna costituita in gran parte da rilievi di bassa, media ed alta collina, che costituiscono circa un quinto del territorio ed una zona di pianura che rappresenta la maggior parte del territorio del ravennate.

L'andamento climatico nell'area collinare è caratterizzato da inverni dove è frequente l'afflusso di aria fredda continentale con conseguenti gelate notturne soprattutto nelle valli prossime alla pianura, dove si manifestano anche delle formazioni nebbiose. In autunno ed in primavera, si assiste alla presenza di masse d'aria di origine mediterranea provenienti da Est, che fluiscono sui rilievi appenninici causando precipitazioni irregolari.

Nella zona di pianura, dove il clima è più simile al continentale, di tipo padano (clima continentale in parte modificato dall'azione del mare Adriatico), si delineano inverni piuttosto freddi ed estati calde ed afose; in tale zona vi sono inoltre nebbie frequenti nei mesi invernali, con piogge comprese fra i 500 e 850 mm e valori più scarsi nella stagione estiva. La ventilazione è piuttosto scarsa durante tutto l'anno. Le abbondanti formazioni di nebbia che si formano in inverno, sono dovute alle frequenti inversioni termiche che talvolta possono generare anche delle abbondanti precipitazioni.

Inquadramento geo-morfologico

Il territorio ravennate, ad eccezione di locali zone depresse con quote inferiori al livello marino, ha una morfologia tipicamente pianeggiante, caratterizzata da una intensa attività agricola di tipo estensivo. Le prime propaggini appenniniche si trovano a 60 km verso Sud, mentre verso Nord a 90 km circa si trovano i colli Euganei.

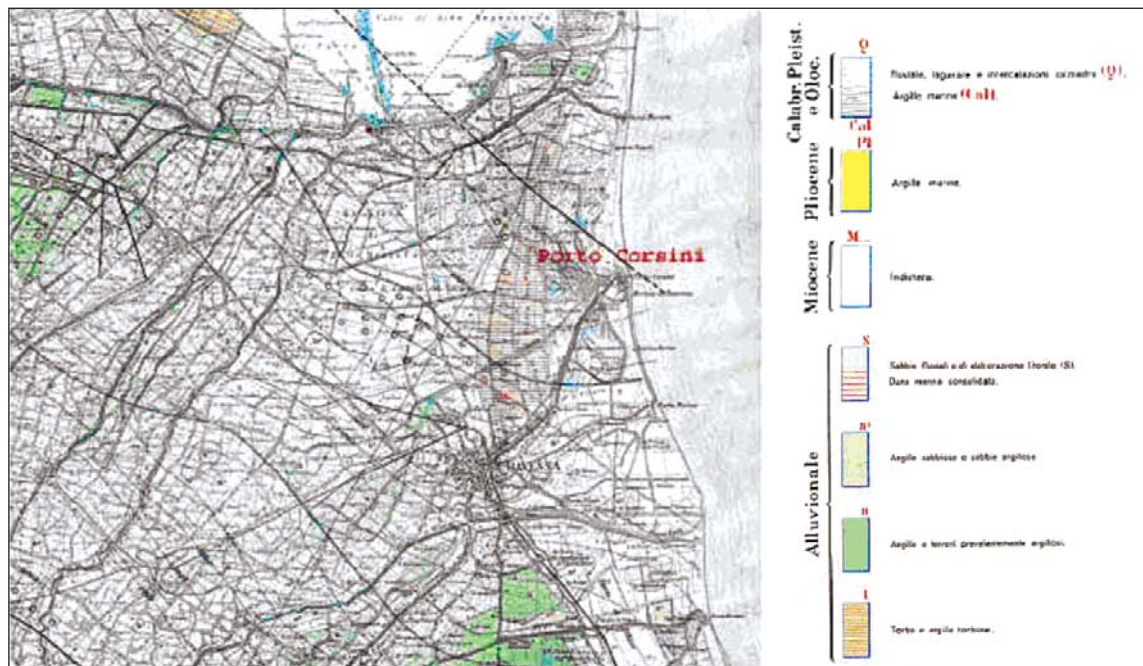
Dal punto di vista geo-morfologico il sito si trova ad una quota di 0,5-1 m s.l.m., a circa 1 km dal litorale adriatico che contorna la pianura padano-romagnola; la fascia costiera si presenta bassa e sabbiosa e viene interrotta dalle foci del Fiume Reno, del Fiume Lamone e dei Fiumi Uniti e dagli sbocchi di vari canali di origine naturale o artificiale, tra i quali va segnalato il Canale Candiano che delimita l'area del sito. Alcune di queste aree sono in parte ancora occupate da paludi o lagune, mentre altre sono state oggetto di importanti opere di bonifica e sono attraversate da una fitta rete di canali.

L'aspetto pianeggiante dell'area è il risultato, come già accennato, dell'azione combinata dei vari corsi d'acqua presenti e del mare.

Lo strato alluvionale si estende fino ad una profondità dell'ordine dei 500 metri ed ospita un sistema acquifero multistrato, prevalentemente di acque dolci, così suddivisibile procedendo verticalmente verso il basso:

- Acquifero superficiale da 0 a 30-40 metri di profondità.
 - Acquifero intermedio fino a circa 80 metri di profondità.
 - Acquifero profondo da 100 a circa 500 metri di profondità: trattasi di un sistema acquifero stratificato, di elevato spessore (400 metri circa) e potenzialità, alimentato dal sistema idraulico sotterraneo regionale e in equilibrio con un'interfaccia di acque salate. Dagli anni '50 alla fine degli anni '70 è stato soggetto ad intensi emungimenti per usi industriali, agricoli e potabili tanto da portare alla chiusura di molti pozzi a causa dell'abbattimento piezometrico che ha comportato l'avanzamento del cuneo salino e il consolidamento dei sedimenti che ha incrementato la subsidenza naturale (abbassamento progressivo del terreno).
 - Oltre i 500 metri di profondità, si incontrano acque salate trattenute tra i sedimenti quaternari di origine marina. Infine, nel substrato pre-quaternario sono localizzabili più o meno estesi giacimenti di gas, sia off-shore che entro la linea di costa.
- L'uso del suolo è prevalentemente agricolo, con prevalenza di colture specializzate intensive quali ortaggi e frutteti, seguiti da aree destinate a seminativo, aree con vegetazione naturale e semi-naturale, caratterizzate da boschi misti e di conifere rappresentate dalla Pineta di San Vitale, le zone edificate si riferiscono agli insediamenti industriali e artigianali.

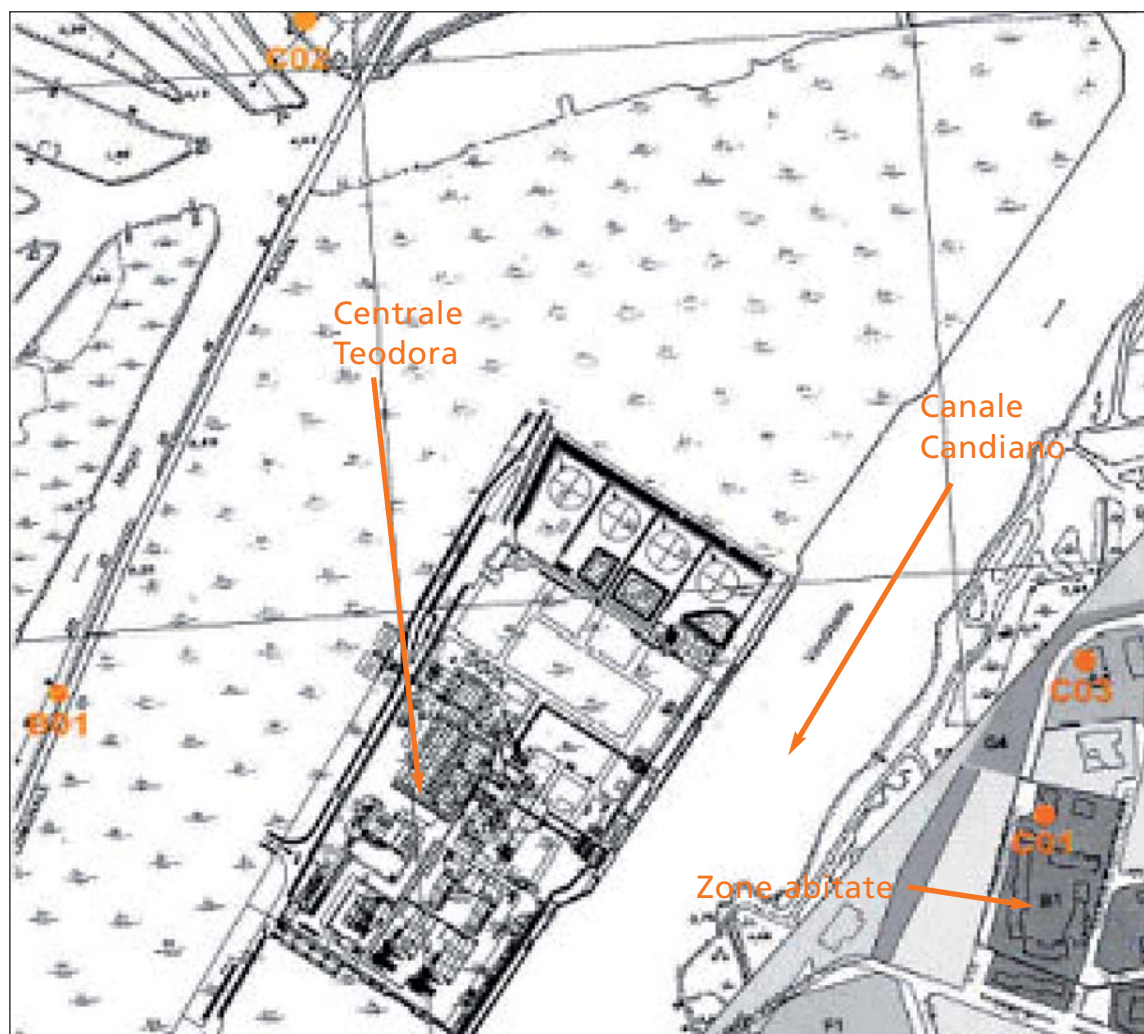
Figura n. 18



4. Campagna di Caratterizzazione Acustica del 2003

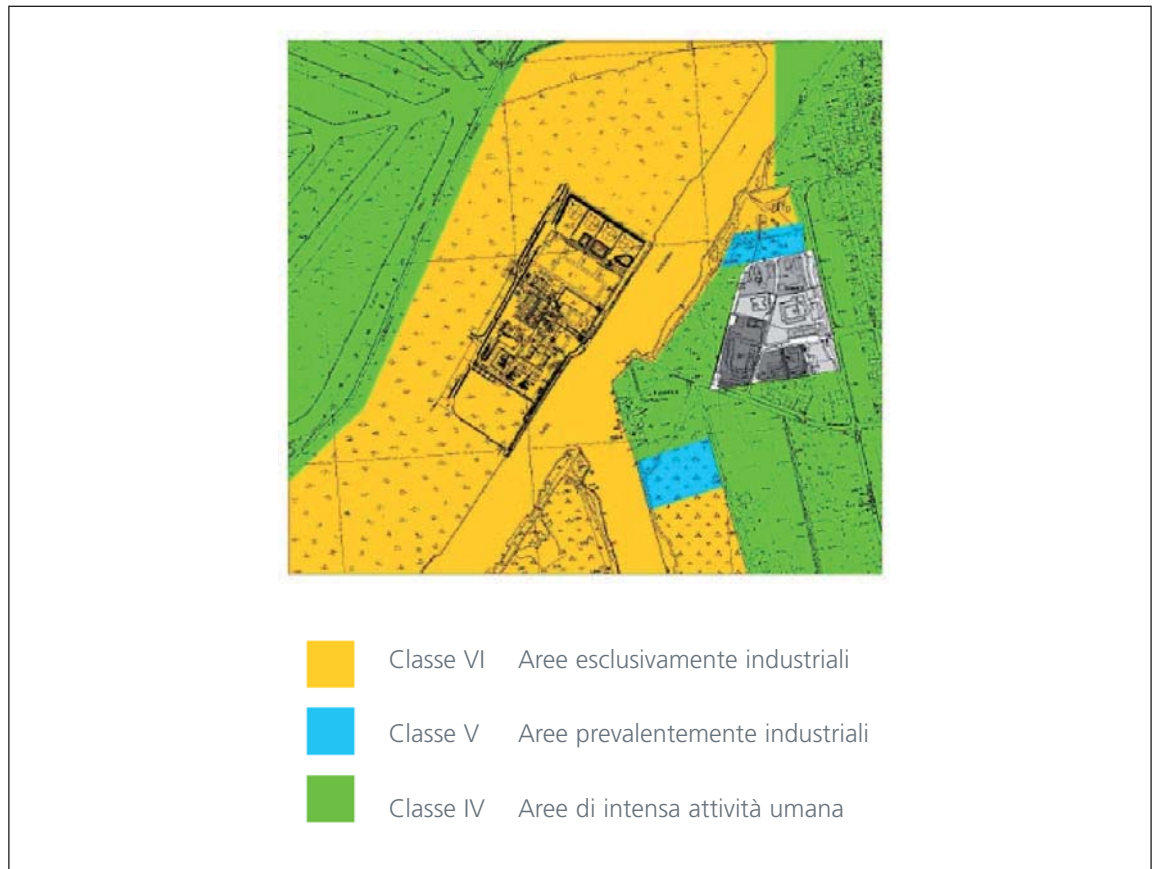
Di seguito sono riportati i livelli di rumore riscontrati durante la Campagna di Caratterizzazione Acustica effettuata nel 2003, quando la centrale era ormai a pieno regime di funzionamento a ciclo combinato. La figura successiva indica i punti dove sono stati effettuati i rilevamenti all'esterno della centrale.

Figura n. 19



La verifica è stata condotta confrontando i valori del rumore ambientale rilevati in 3 punti C, localizzati nelle aree abitate immediatamente circostanti l'impianto, con i limiti della zonizzazione acustica comunale descritta dalla figura seguente.

Figura n. 20



In tutti i punti di rilievo all'esterno del confine non sono state riscontrate componenti tonali e/o di bassa frequenza ne sono stati evidenziati eventi sonori impulsivi. Nella seguente tabella sono riportati i valori di $L_{Aeq,TL}$ rilevati nei punti C arrotondati a 0,5 dB(A), messi a confronto con i limiti della classe alla quale appartiene ogni punto.

Tabella n. 23

Punto	$L_{Aeq,TL}$	TR diurno		$L_{Aeq,TL}$	TR notturno	
		Classe	Limite		Classe	Limite
C1	56,0	IV	65	51,5	IV	55
C2	55,0	IV	65	51,5	IV	55
C3	57,0	IV	65	54,0	IV	55

L'esame della tabella indica che in tutte le aree abitate i limiti alle immissioni risultano pienamente rispettati sia in periodo diurno che notturno.

5. Sintesi delle principali caratteristiche tecniche

Sono di seguito sintetizzate le caratteristiche dell'impianto e dei componenti principali (riferimento alle condizioni ISO):

Caratteristiche del modulo

> Potenza al carico nominale continuo (CNC), (misurata ai morsetti dell'alternatore):	circa 375 MW
> Potenza netta al carico nominale continuo (CNC):	circa 370 MW
> Rendimento netto previsto ai morsetti di Alta tensione dei trasformatori principali, al carico nominale continuo (CNC):	55,3%
> Pressione nominale allo scarico in ciclo chiuso	0,050 bar

Parametri termodinamici ciclo vapore al carico vapore nominale (CNC)

> Portata vapore uscita surriscaldatori AP	239 t/h
> Pressione vapore uscita surriscaldatori AP	110 bar
> Temperatura vapore uscita surriscaldatori AP	525 °C
> Portata vapore uscita surriscaldatori MP	58 t/h
> Pressione vapore uscita surriscaldatori MP	23 bar
> Temperatura vapore uscita surriscaldatori MP	520 °C
> Portata vapore uscita surriscaldatori BP	48 t/h
> Pressione vapore uscita surriscaldatori BP	4 bar
> Temperatura vapore uscita surriscaldatori BP	238 °C
> Temperatura del condensato mandata pompe E. C.	35 °C

6. Principali norme di legge nazionali, regionali e locali

L'ottemperanza alle normative vigenti è il requisito minimo che l'Azienda, a norma del Regolamento EMAS, deve perseguire.

Tutte le leggi, i decreti, i regolamenti, le ordinanze, le autorizzazioni e le normative applicabili ai prodotti ed ai processi o riguardanti la Gestione dell'Ambiente e della Sicurezza, vengono recepite attraverso:

- > ricevimento di bollettini di aggiornamento in arrivo dall'Ufficio Legale Centrale di Enel;
- > consultazione di una banca dati informatica;
- > consultazione di riviste specializzate cui la Unità di Business è abbonata.

Le normative riguardanti l'Ambiente e la Sicurezza vengono raccolte nel Registro Legislativo, che riporta le leggi e gli adempimenti di ambito nazionale, regionale o locale che interessano l'Azienda; le autorizzazioni, le concessioni e le prescrizioni ambientali e di sicurezza vengono riportate nel Registro Autorizzativi. Una apposita procedura del Sistema di Gestione Ambientale specifica le modalità attraverso cui detti registri devono essere mantenuti aggiornati.

ENERGIA

Legge 09/01/1991, 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.

Decreto legislativo 16/03/1999, n. 79

Attuazione della direttiva CE n. 96/92 recante norme comuni per il mercato dell'energia elettrica.

Decreto Presidenza Consiglio dei Ministri 20/06/2002

Modifica dell'allegato I del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 8 marzo 2002, concernente disciplina delle caratteristiche merceologiche dei combustibili aventi rilevanza ai fini dell'inquinamento atmosferico, nonché delle caratteristiche tecnologiche degli impianti di combustione.

ARIA

Decreto Presidenza della Repubblica

24/05/1988, n. 203

Attuazione delle direttive CEE 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.

Decreto Ministeriale 08/05/1989

Limitazioni alle emissioni nell'atmosfera di taluni inquinanti originati dai grandi impianti di combustione.

Decreto Ministeriale 12/07/1990

Linee guida per il contenimento delle emissioni inquinanti degli impianti industriali e la fissazione

dei valori minimi di emissione.

Decreto Presidenza Consiglio dei Ministri 08/03/2002

Disciplina delle caratteristiche merceologiche dei combustibili aventi rilevanza ai fini dell'inquinamento atmosferico, nonché delle caratteristiche tecnologiche degli impianti di combustione.

Decreto Legge 12/11/2004, n. 273

Disposizioni urgenti per l'applicazione della direttiva 2003/87/CE in materia di scambio di quote di emissione dei gas ad effetto serra nella Comunità Europea.

ACQUA

Decreto legislativo 11/05/1999, n. 152

Disposizioni sulla tutela delle acque dall'inquinamento e recepimento della direttiva CEE n. 91/271 concernente il trattamento delle acque reflue urbane e della direttiva CEE n. 91/676 relativa alla protezione delle acque dall'inquinamento provocato dai nitrati provenienti da fonti agricole.

Decreto legislativo 18/08/2000, n. 258

Disposizioni correttive e integrative del decreto legislativo 11 maggio 1999, n. 152, in materia di tutela delle acque dall'inquinamento, a norma dell'articolo 1, comma 4, della legge 24 aprile 1998, n. 128.

RIFIUTI

Decreto legislativo 05/02/1997, n. 22

Attuazione delle direttive CEE n. 91/156 sui rifiuti, 91/689 sui rifiuti pericolosi e CE n. 94/62 sugli imballaggi e sui rifiuti di imballaggio.

Decreto Legge 13 /01/2003, n. 36

Recante norme relative alle discariche dei rifiuti.

Decreto Ministeriale 13/03/2003

Criteri di ammissibilità dei rifiuti in discarica.

SUOLO

Decreto Ministeriale 25/10/1999, n. 471

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 D.Lgs. 5/2/97, n. 22, e successive modificazioni e integrazioni.

RUMORE

**Decreto Presidente Consiglio Ministri
01/03/1991**

Limiti massimi di esposizione al rumore negli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno.

Legge 26/10/1995, n. 447

Legge quadro sull'inquinamento acustico.

**Decreto Presidente Consiglio Ministri 14
novembre 1997**

Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore.

SOSTANZE PERICOLOSE

Decreto Ministeriale 04/04/1997

Attuazione dell'art. 25, commi 1 e 2, del D.Lgs. 3/2/97, n. 52, concernente classificazione, imballaggio ed etichettatura delle sostanze pericolose, relativamente alla scheda informativa in materia di sicurezza.

Decreto legislativo 14/03/2003, n. 65

Attuazione delle direttive 1999/45/CE e

2001/60/CE relative alla classificazione, all'imballaggio e all'etichettatura dei preparati pericolosi.

SICUREZZA

**Decreto del Presidente della Repubblica
26/05/1959, n. 689**

Determinazione delle aziende e lavorazioni soggette, ai fini della prevenzione degli incendi, al controllo del Comando del Corpo dei Vigili del Fuoco.

Decreto Ministeriale 16/02/1982

Modificazioni del DM 27/09/65, concernente la determinazione delle attività soggette alle visite di prevenzione incendi.

Decreto legislativo 19/09/1994, n. 626

Attuazione delle direttive 89/391/CEE, 89/654/CEE, 89/655/CEE, 89/656/CEE, 90/269/CEE, 90/270/CEE, 90/394/CEE, 90/679/CEE, 93/88/CEE, 95/63/CE, 97/42, 98/24, 99/38 e 99/92/CE riguardanti il miglioramento della sicurezza e della salute dei lavoratori durante il lavoro.

Decreto Ministeriale 10/03/1998

Criteri generali di sicurezza antincendio e per la gestione dell'emergenza nei luoghi di lavoro.

CAMPI ELETTROMAGNETICI

Legge 22 febbraio 2001, n. 36

Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici e elettromagnetici.

GENERALE

Decreto legislativo 18/02/2005, n. 59

Attuazione integrale della direttiva n. 96/61/CE

relativa alla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento.

Regolamento CE 19/03/2001, n. 761

Regolamento (CE) n. 761/2001 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19/03/01 sull'adesione volontaria delle organizzazioni a un Sistema comunitario di Ecogestione e Audit (EMAS).

Raccomandazione Commissione CE 7/9/2001, n. 680

CE raccomandazione Commissione 7 settembre 2001, n. 2001/680/CE relativa agli orientamenti per l'attuazione del regolamento (CE) 761/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio sull'adesione volontaria delle organizzazioni a un Sistema comunitario di Ecogestione e Audit (EMAS).

NORMATIVE REGIONALI

Legge regionale 18/05/1999, n. 9

Disciplina della procedura di valutazione dell'impatto ambientale.

Deliberazione Giunta Regionale Emilia - Romagna 9 giugno 2003, n. 1053

Direttiva concernente indirizzi per l'applicazione del D.Lgs. 11 maggio 1999, n. 152 come modificato dal D.Lgs. 18 agosto 2000, n. 258 recante disposizioni in materia di tutela delle acque dall'inquinamento.

Deliberazione Giunta Regionale Emilia - Romagna 10 Novembre 2003, n. 2230

Integrazione e rettifiche alla deliberazione 9 giugno 2003, n. 1053 "Direttiva concernente indirizzi per l'applicazione del D.Lgs. 11 maggio 1999, n. 152 e successive modifiche, recante disposizioni in materia di tutela delle acque e dell'inquinamento".

Glossario

ALTERNATORE: macchina elettrica che consente la trasformazione dell'energia meccanica in energia elettrica.

AMBIENTE: contesto nel quale una Organizzazione opera, comprendente l'aria, l'acqua, il terreno, le risorse naturali, la flora, la fauna, gli esseri umani e le loro interrelazioni.

APAT: Agenzia per la Protezione dell'Ambiente e per i Servizi Tecnici.

ASPETTO AMBIENTALE: elemento delle attività, dei prodotti o dei servizi di un'Organizzazione che può interagire con l'ambiente; un aspetto ambientale significativo è un aspetto ambientale che ha o può avere un impatto ambientale significativo.

AUDIT AMBIENTALE: processo di verifica sistematico e documentato per conoscere e valutare, con evidenza oggettiva, se il Sistema di Gestione Ambientale di un'Organizzazione è conforme ai criteri definiti dall'Organizzazione stessa per l'Audit del Sistema di Gestione Ambientale e per comunicare i risultati di questo processo alla Direzione dell'Organizzazione (UNI EN ISO14001).

BOD5: domanda biologica di ossigeno a 5 giorni. È la quantità di ossigeno utilizzata per ossidare le sostanze organiche presenti.

CHILOWATTORA (kWh): è l'unità di misura dell'energia elettrica.

COD: domanda di ossigeno chimico. È la quantità di ossigeno utilizzata per ossidare le sostanze organiche ed inorganiche presenti.

CONDIZIONI OPERATIVE NON NORMALI: condizioni previste in fase progettuale che determinano un funzionamento non ottimale di una attività, pur nel rispetto delle norme di sicurezza per l'impianto e per le persone, e che senza interventi correttivi possono portare ad un aumento dell'impatto ambientale.

CONDIZIONI OPERATIVE NORMALI: condizioni previste in fase progettuale e riscontrate in esercizio che determinano il rendimento ottimale di una attività anche sotto il profilo ambientale.

CONVALIDA DELLA DICHIARAZIONE AMBIENTALE: atto mediante il quale il Verificatore ambientale, accreditato da EMAS Italia, esamina la Dichiarazione ambientale dell'Organizzazione, e convalida che i contenuti sono conformi al regolamento EMAS in vigore.

dB(A): misura di livello sonoro. Il simbolo A indica la curva di ponderazione utilizzata per correlare la sensibilità dell'organismo umano alle diverse frequenze.

DICHIARAZIONE AMBIENTALE: è il documento con il quale l'Organizzazione fornisce al pubblico ed agli altri soggetti interessati, informazioni sull'impatto e sulle prestazioni ambientali che derivano dalla propria attività, nonché sul continuo miglioramento delle sue prestazioni ambientali.

ELF: Extremely Low Frequency. Radiazioni prodotte da campi di corrente alternata e radiazioni non ionizzanti con frequenza da 1 a 300 Hz.

EMERGENZA: situazione conseguente ad un incidente oppure avvenimento di rilievo all'esterno dell'impianto che può comportare uno sviluppo incontrollato di una attività interna, che a sua volta può comportare interazioni con l'ambiente.

GWP (Global Warming Potential): rappresenta il rapporto fra il riscaldamento globale causato in un determinato periodo di tempo (di solito 100 anni) da una particolare sostanza ed il riscaldamento provocato dal biossido di carbonio nella stessa quantità.

IMPATTO AMBIENTALE: qualsiasi modifica all'ambiente, positiva o negativa, totale o parziale, derivante in tutto o in parte dalle attività, dai prodotti o servizi di un'Organizzazione.

INCIDENTE AMBIENTALMENTE RILEVANTE: avvenimento di rilievo connesso allo sviluppo incontrollato di un'attività che dia luogo ad un pericolo grave immediato o differito, all'interno o all'esterno della Unità di Business, per l'uomo e per l'ambiente.

INQUINAMENTO: l'introduzione, diretta o indiretta, di sostanze, vibrazioni, calore o rumore nell'aria, nell'acqua o nel terreno, che potrebbero nuocere alla salute umana o alla qualità dell'ambiente, causare il deterioramento di beni materiali, oppure danni o perturbazioni a valori ricreativi dell'ambiente o ad altri suoi legittimi usi.

ITAR: individua nel complesso l'impianto trattamento acque reflue

KJ (KiloJoule): misura del lavoro, energia e quantità di calore equivalente a 1000 Joule.

kCal (Kilocalorie): misura della quantità di calore equivalente a 1000 calorie.

KV (KiloVolt): misura della differenza di potenziale di un circuito elettrico equivalente a 1000 Volt.

Leq(A): livello equivalente continuo di pressione sonora ponderato (A).

Nm³: Normal Metro Cubo. Misura del volume di un effluente gassoso rapportato alle condizioni fisiche di 0°C e 0,1013 Mpa.

MIGLIORAMENTO CONTINUO DELLE PRESTAZIONI: processo di miglioramento dei risultati misurabili relativi alla gestione da parte di un'Organizzazione dei suoi aspetti ambientali significativi.

NORMA UNI EN ISO 14001: versione ufficiale in lingua italiana della norma europea EN ISO 14001. La norma specifica i requisiti di un Sistema di Gestione Ambientale che consente a un'Organizzazione di formulare una Politica ambientale e stabilire degli obiettivi ambientali, tenendo conto degli aspetti legislativi e delle informazioni riguardanti gli impatti ambientali significativi della propria attività.

OPERA DI RESTITUZIONE: canale o galleria a pelo libero o in pressione, che, raccoglie le acque in uscita da una centrale e le convoglia in un corpo idrico ricettore.

OPERE DI PRESA E CAPTAZIONE: complesso di opere che permette di derivare la portata di acqua da un corpo idrico.

OBIETTIVO AMBIENTALE: il fine ultimo ambientale complessivo, derivato dalla Politica ambientale che un'Organizzazione decide di perseguire e che è quantificato ove possibile.

PARTI INTERESSATE: persona o gruppo che abbia interesse nelle prestazioni o nei risultati di un'organizzazione o di un sistema, es: gli azionisti, i dipendenti, i clienti, i fornitori, le Comunità locali (abitazioni, aziende agricole, etc.) le istituzioni, le Associazioni di categoria e di opinione.

PCB: policlorobifenili.

pH: misura dell'acidità ed alcalinità di un liquido.

POLITICA AMBIENTALE: obiettivi principi generali di azione di un'organizzazione rispetto all'ambiente, ivi compresa la conformità a tutte le pertinenti disposizioni regolamentari sull'ambiente e l'impegno a un miglioramento continuo delle prestazioni ambientali; tale Politica ambientale costituisce il quadro per fissare e riesaminare gli obiettivi e i target ambientali.

POTENZA INSTALLATA: è la somma delle potenze elettriche nominali di tutti i generatori installati in una centrale e connessi alla rete direttamente o a mezzo di trasformatore.

POTENZA NOMINALE: la potenza nominale nei motori, dei generatori elettrici di un gruppo, di una sezione, di una centrale, è la somma delle potenze massime in regime continuo, secondo le norme ammesse, di ciascuna delle macchine considerate di uguale categoria.

POZZO PIEZOMETRICO: vasca (o pozzo), a pelo libero, interposta tra galleria di derivazione e condotta forzata avente lo scopo di contenere le sovrappressioni, originate da manovre degli organi di intercettazione, mediante libere oscillazioni del livello dell'acqua, attenuando così la propagazione di tali perturbazioni verso la galleria di derivazione.

PRESTAZIONE AMBIENTALE: risultati misurabili del Sistema di Gestione Ambientale, conseguenti al controllo esercitato dall'organizzazione sui propri aspetti ambientali, sulla base della Politica ambientale, dei suoi obiettivi e dei suoi traguardi.

PROCEDURA O ISTRUZIONE DI ESERCIZIO: descrizione dettagliata delle singole prescrizioni da eseguire.

PROGRAMMA AMBIENTALE: descrizione delle misure (responsabilità e mezzi) adottate o previste per raggiungere obiettivi e target ambientali e relative scadenze.

REGOLAMENTO CE n. 761/2001: regolamento del Parlamento Europeo e del Consiglio sull'adesione volontaria delle organizzazioni a un Sistema comunitario di Ecogestione e Audit emanato il 19 marzo del 2001.

RETE ELETTRICA: l'insieme delle linee, delle stazioni e delle cabine preposte alla trasmissione ed alla distribuzione dell'energia elettrica.

SF6: Esafluoruro di zolfo.

SISTEMA DI GESTIONE AMBIENTALE: la parte del sistema di gestione generale che comprende la struttura organizzativa, le attività di pianificazione, le responsabilità, le prassi, le procedure, i processi, le risorse per elaborare, mettere in atto, conseguire, riesaminare e mantenere attiva la Politica ambientale di un'organizzazione.

SITO: tutto il terreno, in una zona geografica precisa sotto il controllo gestionale di un'organizzazione che comprende attività, prodotti e servizi. Esso include qualsiasi infrastruttura, impianto e materiali.

SOLIDI IN SOSPENSIONE: sostanze presenti in un campione d'acqua da analizzare che vengono trattenute da un filtro a membrana di determinata porosità.

TRAGUARDO AMBIENTALE: requisito di prestazione dettagliato, possibilmente quantificato, riferito a una parte o all'insieme di un'Organizzazione, derivante dagli obiettivi ambientali e che bisogna fissare e realizzare per raggiungere questi obiettivi.

UNITÀ DI PRODUZIONE: l'insieme dei macchinari costituiti da una turbina che fornisce l'energia meccanica, l'alternatore che trasforma l'energia meccanica in energia elettrica e del trasformatore che eleva la tensione elettrica per consentire il trasporto dell'energia elettrica prodotta sulla rete di trasporto nazionale.

VVF: acronimo di Vigili del Fuoco.

Informazioni per il pubblico

Le comunicazioni verso le parti terze interessate vengono gestite dal Responsabile del Sistema di Gestione Ambientale (RSGA), mediante una apposita procedura, in funzione anche delle autorizzazioni e degli accordi intrapresi con le Autorità.

È previsto che al verificarsi di una richiesta di trasmissione di dati da parti terze interessate (clienti, Autorità competenti, comunità locale ed altri) riguardanti gli Aspetti ambientali significativi o Aspetti di Salute e Sicurezza, il RSGA valuta, insieme al Direttore Unità di Business, le ragioni di tale richiesta e determina quali informazioni da inviare come risposta. RSGA, attenendosi a quanto stabilito, verbalizza gli argomenti trattati e le decisioni determinate e predispone la risposta.

Copia della documentazione viene archiviata nel Registro Comunicazioni in Uscita appositamente previsto nel Sistema di Gestione Ambientale.

Annualmente il RSGA raccoglie le comunicazioni interne ed esterne di importanza rilevante e le sottopone, nel corso del Riesame della Direzione, alla Direzione stessa della Unità di Business per l'analisi e l'individuazione delle azioni da intraprendere.

I previsti aggiornamenti annuali della presente Dichiarazione ambientale, come pure qualsiasi altra informazione di carattere ambientale relativa alle attività della Unità di Business, possono essere richieste al seguente riferimento:

Enel
Divisione Generazione ed Energy Management
Unità Business Porto Corsini
Centrale Termoelettrica Teodora
Via Baiona 253
48100 Porto Corsini - Ravenna

Responsabile del Sistema di Gestione Ambientale
Emanuele Randi
tel.: 0544/223180
fax: 0544/223189
e-mail: emanuele.randi@enel.it

Progetto grafico

AReA - Roma

Service editoriale

Online - Roma

Stampa

System Graphic - Roma

Finito di stampare
nel mese di giugno 2006
su carta ecologica riciclata
Fedrigoni Symbol Freelife



Tiratura 500 copie

Pubblicazione fuori commercio

A cura della Direzione Comunicazione

