

Dichiarazione ambientale

Aggiornamento 2010



Unità di Business La Spezia
Impianto termoelettrico Eugenio Montale



L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA.

Dichiarazione ambientale

Aggiornamento 2010

Unità di Business La Spezia - impianto termoelettrico Eugenio Montale

Premesse

CONVALIDA DELLA DICHIARAZIONE E CERTIFICAZIONE DEL SISTEMA DI GESTIONE AMBIENTALE

Istituto di Certificazione della Qualità
L'istituto, CERTIQUALITY Srl
Via Gaetano Giardino, 4 - 20123 Milano – Italia
Tel. +39 02 8069171
Fax +39 02 86465285
e-mail: certiquality@certiquality.it



quale Verificatore ambientale accreditato dal Comitato ECOLABEL - ECOAUDIT – Sezione EMAS ITALIA, con n. IT -V-0001, ha convalidato questa Dichiarazione in data 29 aprile 2011.

ORGANIZZAZIONE E SITO REGISTRATO

Sulla base di questa Dichiarazione ambientale, l'organizzazione registrata ad EMAS in conformità al Regolamento CE n. 1221/2009 del 25 novembre 2009 è L'Unità di Business La Spezia, Via Valdi-locchi n.32 – 19136 La Spezia. L'Unità appartiene alla Divisione Generazione ed Energy Management di Enel SpA.

Il Comitato ECOLABEL - ECOAUDIT – Sezione EMAS ITALIA ha deliberato in data 13/10/2005 l'iscrizione al registro EMAS dell'organizzazione e del predetto impianto con numero IT - 000376 e con il codice della catalogazione statistica delle attività economiche nelle Comunità Europee, NACE 35.11 "Produzione di energia elettrica".

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 della prestazioni stesse. 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, il Sistema di Gestione Ambientale. La seconda parte illustra gli aspetti ambientali, 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, come di seguito spiegato. La terza parte, costituita da schede di approfondimento, permette di esaminare gli aspetti particolari che possono interessare il lettore.

La Direzione dell'Unità di Business di La Spezia, per conservare l'iscrizione ad EMAS degli impianti oggetto di questa Dichiarazione, 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 quanto previsto dal Regolamento CE n. 1221/2009).

La Direzione dell'Unità Business di La Spezia s'impegna a diffondere i suddetti aggiornamenti nel caso in cui sopravvengano fatti nuovi importanti che possano interessare il pubblico; in ogni caso, i previsti aggiornamenti annuali, come pure qualsiasi altra informazione di carattere ambientale relativa alle attività di Enel nella centrale Eugenio Montale possono essere richiesti per posta al seguente indirizzo:

Enel
Centrale termoelettrica "Eugenio Montale"
Via Valdilocchi, 32 - 19136 La Spezia

oppure direttamente ai seguenti referenti:

Moro Valter	tel. 0187327300	e-mail: valter.moro@enel.com
Fabio Marcenaro	tel. 0187327398	e-mail: fabio.marcenaro@enel.com
Marco Muzzi	tel. 0187327684	e-mail: marco.muzzi@enel.com

Commenti e suggerimenti che riguardano questa Dichiarazione possono essere inviati ai predetti indirizzi.

Presentazione

Il presente documento, preparato in conformità al Regolamento CE n. 1221/2009, costituisce un aggiornamento sintetico a tutto il 2010 dei dati e delle informazioni contenute nella Dichiarazione ambientale 2008. In esso sono riportate le variazioni organizzative intervenute, gli eventi che hanno caratterizzato gli aspetti ambientali significativi, l'evoluzione dei dati di esercizio degli indicatori di *performance*, inclusi gli indicatori chiave, nonché lo stato di avanzamento del Programma ambientale 2009-2013.

Per l'approfondimento degli argomenti trattati in questo documento, è necessario procedere ad una lettura comparata con la Dichiarazione ambientale 2008.

La Spezia, aprile 2011

Ing. Valter Moro
Responsabile Unità di Business La Spezia

Indice



Enel SpA | 8

La Politica ambientale | 9

Sostenibilità e *governance* dell'ambiente | 10

La Divisione Generazione ed Energy Management (GEM) | 12

Sostenibilità e *governance* dell'ambiente di GEM | 13

L'organizzazione ambientale complessiva | 14

La struttura della Unità di Business della Spezia | 16

Il sito produttivo e l'ambiente circostante | 18

L'attività produttiva | 19

Profilo storico della produzione e della evoluzione progettuale | 20

Descrizione del processo produttivo | 20

La Gestione Ambientale nel sito della Spezia | 21

Attuazione della Politica ambientale | 21

Le attività per la partecipazione ad EMAS | 23

Gli aspetti ambientali | 26

Compendio dati e indicatori di prestazione ambientali | 29

Gli aspetti ambientali diretti | 31

Indicatori chiave | 59

Gli aspetti ambientali indiretti | 61

Salute e sicurezza | 62

Obiettivi e Programma ambientale | 63

Obiettivi ambientali | 63

Obiettivi e Programma ambientale | 68

Schede di approfondimento | 76

1. Gli strumenti per la *governance* dell'ambiente | 76

2. Principali norme di legge applicabili | 76

3. Identificazione e valutazione degli aspetti ambientali | 77

4. Definizione e verifica del campo acustico dell'impianto | 77

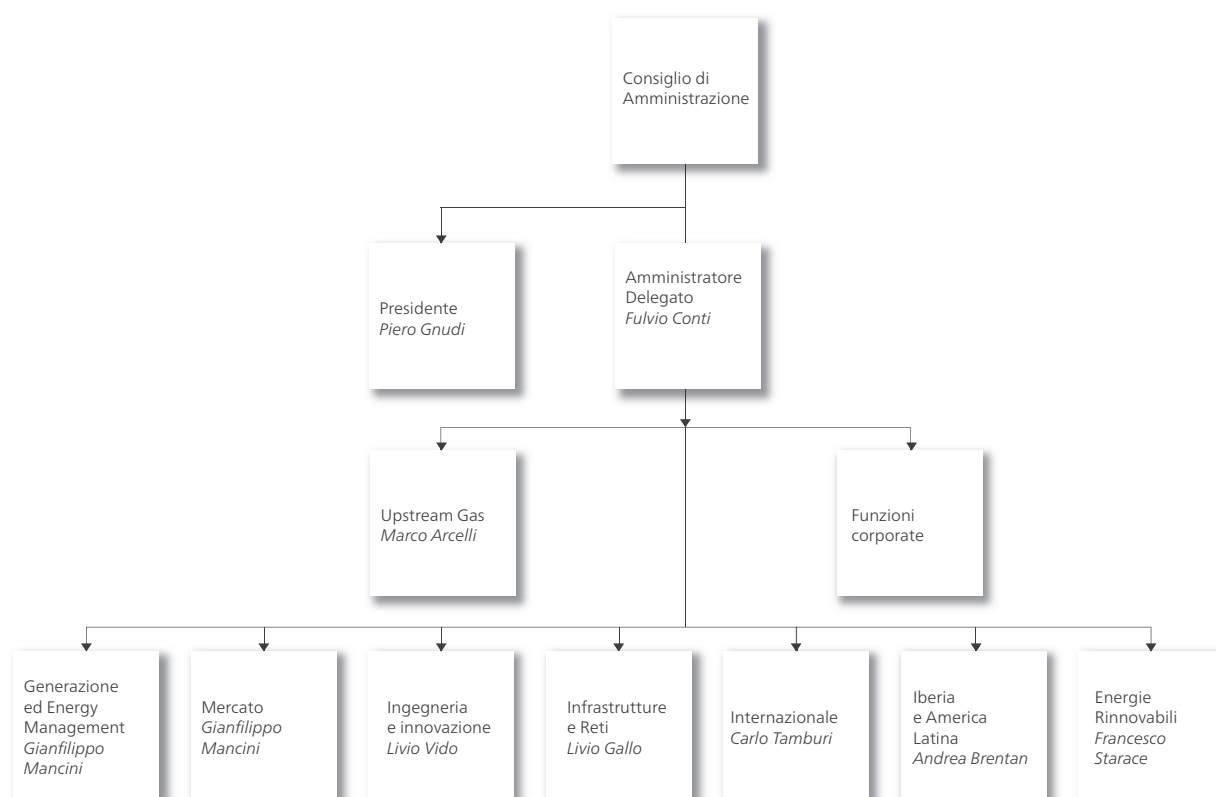
Glossario | 78

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.

L'attuale struttura organizzativa di Enel SpA prevede sette aree di attività, come illustrato nella sottostante figura 1. Alla Corporate resta attribuito, mediante le proprie funzioni centrali di staff, il ruolo di indirizzo, controllo e coordinamento, con l'obiettivo di valorizzare le sinergie del Gruppo e di ottimizzare la gestione dei servizi a supporto del *core business*.

Figura 1
Struttura dell'organizzazione di Enel SpA



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 dalle leggi, integrando nel processo decisionale tutti gli elementi della catena del valore, dal reperimento delle fonti energetiche al commercio di energia e combustibili. Sono attribuite a questa Divisione, inoltre, 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.

Ingegneria e Innovazione ha la missione di gestire per il Gruppo i processi di ingegneria relativi allo sviluppo ed alla realizzazione di impianti di generazione assicurando il conseguimento degli obiettivi qualitativi, temporali ed economici assegnati; coordinare ed integrare le attività di ricerca del Gruppo assicurando lo *scouting*, lo sviluppo e la valorizzazione di opportunità di innovazione in tutte le aree di business del Gruppo con particolare riguardo allo sviluppo di iniziative a forte valenza ambientale.

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

Internazionale ha lo scopo di sviluppare la presenza e le attività di Enel all'estero nei mercati dell'energia elettrica e del gas e di elaborare la strategia di sviluppo e di bilanciamento delle capacità produttive nei mercati esteri.

Iberia e America Latina ha lo scopo di sviluppare la presenza e coordinare le attività di Enel nei mercati dell'energia elettrica e del gas di Spagna, Portogallo e America Latina; garantire il presidio e l'ottimizzazione delle attività operative nelle regioni di competenza; elaborare la strategia di sviluppo nei mercati regionali di interesse.

Energie Rinnovabili ha la missione di sviluppare e gestire le attività di generazione dell'energia da fonti rinnovabili del Gruppo. La Divisione opera con piena responsabilità sulle *performance* tecniche e sui risultati economico-finanziari delle società operative di competenza, garantendone l'integrazione nel Gruppo in coerenza con le strategie e i codici di comportamento Enel.

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 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.

Sostenibilità e governance dell'ambiente

I grandi investitori internazionali, proprio come i piccoli risparmiatori, chiedono alle aziende dividendi e la minimizzazione dei rischi. Per entrambe le tipologie la responsabilità sociale d'impresa è un elemento importante nella scelta d'investimento. Attualmente i fondi etici, quelli specializzati in investimenti socialmente responsabili, detengono una quota rilevante di azioni Enel, perché premianti.

Attuare, documentare e comunicare comportamenti socialmente responsabili è fondamentale nella strategia di Enel.

La responsabilità sociale d'impresa – traduzione del concetto anglosassone di *Corporate Social Responsibility*, che si abbrevia con la sigla CSR – 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.

Oggi, in Enel, la *governance* ambientale è attuata mediante il *reporting*, i Sistemi di Gestione Ambientale, la formazione e l'informazione. Grazie a questi strumenti la *governance* stessa viene trasferita anche alle unità territoriali per garantire azioni e comportamenti omogenei.

Le registrazioni EMAS degli impianti di produzione e la certificazione UNI EN ISO 14001 dei Sistemi di Gestione Ambientale delle Unità di Business territoriali rappresentano in Enel degli elementi che sostengono la *governance* ambientale. Per informazioni di maggiore dettaglio

si rimanda al Rapporto ambientale disponibile sul sito www.enel.it.

I Sistemi di Gestione Ambientale in ambito Generazione ed Energy Managment

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 in base ad un Sistema di Gestione Ambientale certificato secondo la norma ISO 14001:2004 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.

Attualmente le Unità di Business certificate secondo la norma internazionale ISO 14001:2004 gestiscono l'89% dell'attuale potenza elettrica installata di GEM.

Nel 2008 la potenza certificata ammontava all'80%. Le registrazioni EMAS coprono il 51% della potenza elettrica installata GEM.

La registrazione EMAS delle organizzazioni produttive

La partecipazione al Sistema comunitario di ecogestione e audit noto come EMAS (Eco Management and Audit Scheme) in accordo con le disposizioni del nuovo regola-

mento CE n. 1221/2009 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 14001:2004 si intende procedere progressivamente alla richiesta di registrazione ad EMAS.

Le centrali termoelettriche di GEM che ad oggi hanno ottenuto la registrazione EMAS sono: Fusina (VE) e Porto Marghera (VE), La Casella (PC), Leri Cavour (VC), Montalto di Castro (VT), Sulcis (CA), Torrevadalinga Nord (RM), La Spezia, Genova, Priolo Gargallo (SR), Porto Corsini (RA), Bastardo (PG).

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. Durante l'anno 2009 nel Gruppo sono state effettuate 232.000 ore/uomo di formazione inerente le tematiche ambientali.

In particolare, per quanti più direttamente coinvolti nelle attività di carattere ambientale, nel 2009 sono stati attivati e sviluppati moduli formativi all'interno della Divisione GEM pari a 9.500 ore/uomo. Anche per il 2009 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, aggiornato 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

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

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

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 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 in vigore.

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)

Figura 2
Organigramma della Divisione GEM

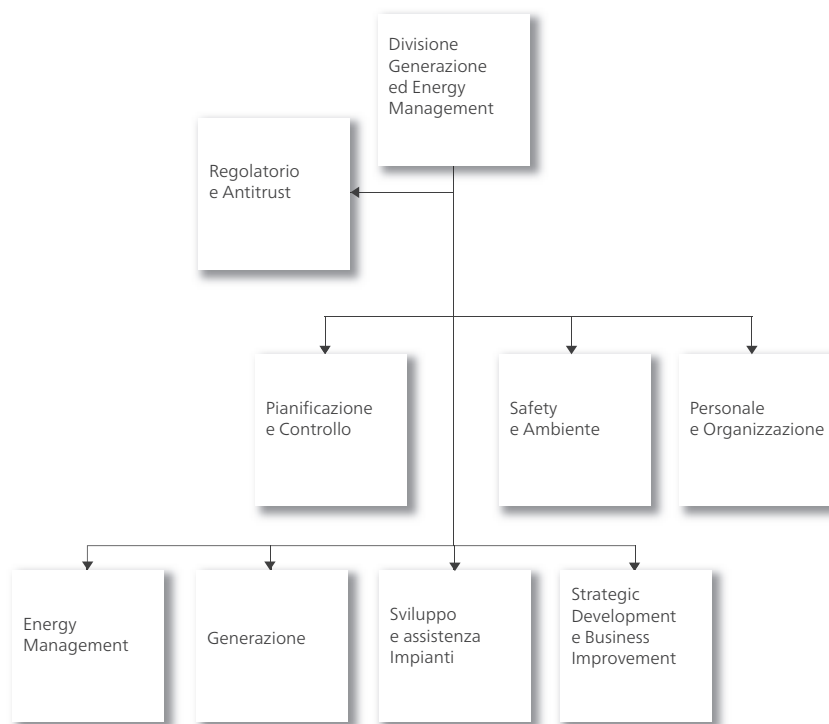


Figura 3
UB business termoelettriche



La Divisione governa l'intero processo produttivo dell'energia elettrica. La competitività nel libero mercato è oggi l'obiettivo primario della Divisione, 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. La Divisione GEM è organizzata in quattro aree di business (figura 2), le funzioni di staff (personale, pianificazione e controllo e Safety e Ambiente) sono comuni alle diverse aree. A fine 2009⁽¹⁾ la consistenza degli impianti termici è di 43 per una potenza netta installata complessiva di 25 milioni di kW, i combustibili utilizzati sono olio combustibile, gas naturale, carbone, gasolio, biomassa e rifiuti. Gli impianti idroelettrici sono 502, per una potenza netta complessiva di 14,4 milioni di kW. Gli impianti che sfruttano altre fonti

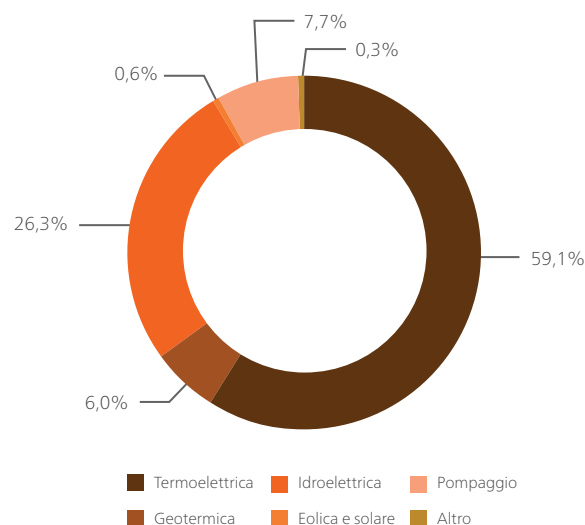
(1) I dati sono estratti dal Rapporto Ambientale Enel 2009, vale a dire dal documento costituisce il riferimento aziendale per la pubblicazione ufficiale dei dati ambientali. Al momento della preparazione di questo documento l'ultimo rapporto disponibile è quello del 2009 in quanto esso viene di norma pubblicato entro maggio dell'anno successivo.

rinnovabili sono: 32 centrali geotermoelettriche per una potenza complessiva di 695.000 kW; 25 centrali eoliche per una potenza totale di 429.000 kW; 5 centrali fotovoltaiche per una potenza di 11.600 kW.

Gli impianti termici sono gestiti da ventuno Unità di produzione territoriali (Unità di Business) dislocate come in figura 3. Gli impianti che sfruttano fonti rinnovabili sono gestiti da dodici Unità di produzione territoriali: Domo-dossola (VB), Bergamo, Sondrio, Bolzano, Trento, Vittorio Veneto (BL), Cuneo, Bologna, Montorio (TE), Napoli, Sardegna (Cagliari), Sicilia (Catania).

Nel 2009 la produzione complessiva di tutti gli impianti della Divisione GEM in Italia ammonta, al netto degli autoconsumi, a 83.575 milioni di kWh, di cui 27.655 milioni di kWh (33,1%) da fonti rinnovabili (grafico 1). Il contributo della produzione idroelettrica, la più significativa fra le energie rinnovabili impiegate in Italia, è fondamentale nelle ore ad elevata richiesta di carico.

Grafico 1
Ripartizione della produzione 2009 per fonte energetica



Sostenibilità e *governance* dell'ambiente di GEM

Negli ultimi anni Enel è cresciuta ed è diventata una multinazionale avendo sempre presente che lo sviluppo deve coniugarsi con la responsabilità aziendale e con l'attenzione alle esigenze di tutti gli *stakeholder*, per dare il proprio contributo ad un futuro sostenibile.

Un impegno che è stato premiato con risultati importanti: Enel è presente per il sesto anno consecutivo nei prestigiosi indici di sostenibilità del Dow Jones; i fondi etici danno fiducia a Enel e rappresentano, a febbraio 2010, oltre il 18% dell'azionariato istituzionale; il Bilancio di sostenibilità Enel rappresenta una referencia significativa con oltre 450 indicatori, attraverso i quali viene misurato il costante impegno nella responsabilità d'impresa.

Attuare, documentare e comunicare comportamenti socialmente responsabili è pertanto fondamentale nella strategia di Enel, perché premiante. La responsabilità sociale d'impresa, traduzione del concetto anglosassone di Corporate Social Responsibility (CSR), rappresenta la capacità di governare la complessa integrazione tra gli interessi economici dell'im-

presa e tra i diritti delle parti sociali interessate, attraverso l'impegno a difendere l'ambiente, l'ecologia, i valori morali. Le registrazioni EMAS degli impianti di produzione e la certificazione UNI EN ISO 14001:2004 dei Sistemi di Gestione Ambientale delle Unità di Business territoriali rappresentano in Enel degli strumenti che sostengono la *governance* ambientale.

Certificazioni ISO e registrazioni EMAS

Le Unità di Business che operano con Sistema di Gestione certificato secondo la norma internazionale UNI EN ISO 14001:2004 gestiscono circa l'89% dell'attuale potenza elettrica installata di GEM.

Le registrazioni EMAS coprono circa il 51% della potenza elettrica installata GEM.



A partire dal 2003, vengono presentati e pubblicati insieme il Bilancio finanziario, il Rapporto ambientale ed il Bilancio di sostenibilità, come 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.

L'Unità di Business di La Spezia in applicazione di questa Politica di Gruppo ha stabilito una propria linea di azione ambientale adottando una Politica ambientale di sito commisurata alla specificità degli aspetti ambientali della propria attività. La politica di sito specifica l'impegno al miglioramento delle prestazioni ambientali attraverso misure tecniche e gestionali e sostiene le iniziative di apertura, dialogo e trasparenza verso l'esterno.

L'organizzazione ambientale complessiva

La nuova organizzazione aziendale conferisce maggiore responsabilità alla Corporate nel suo ruolo di indirizzo e controllo. Pertanto la Gestione ambientale coinvolge direttamente tutti e tre i livelli aziendali, vale a dire il vertice di Corporate, le Divisioni e le Unità produttive territoriali. 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 220 unità equivalenti a tempo pieno.

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.

Figura 4
Organizzazione ambientale



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.

A livello di Divisione Generazione ed Energy Management (GEM) opera, nell'area tecnica Sviluppo Impianti, l'Unità Ambiente e autorizzazioni. I principali compiti di questa unità sono l'ottenimento delle autorizzazioni previste in

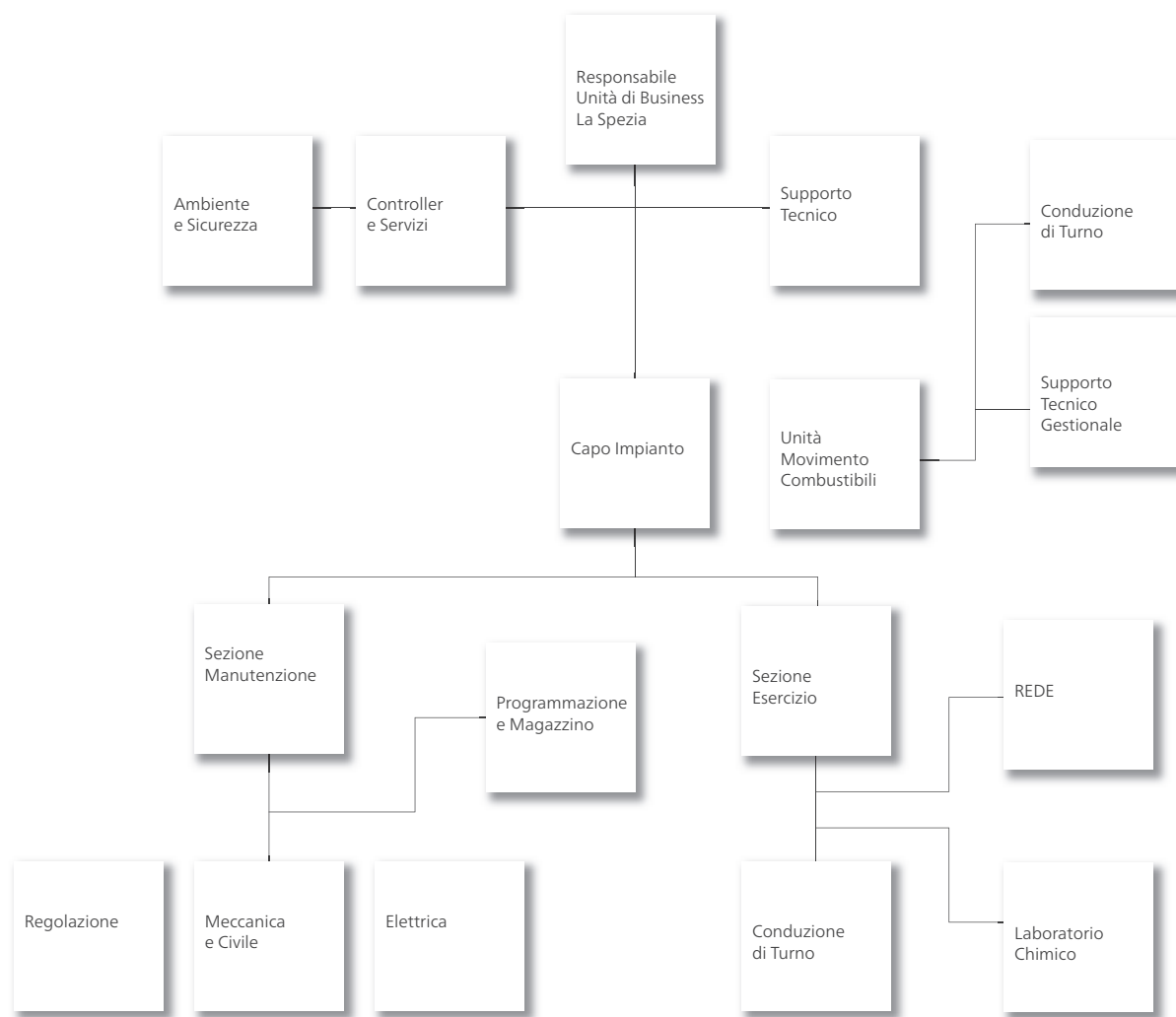
sede Ministeriale, che include – quando necessario – lo svolgimento degli studi di impatto ambientale, sviluppo dei Sistemi di Gestione Ambientale e auditing ambientale interno che a sua volta include la verifica di conformità normativa e la conformità dei principi di azione delle Unità produttive alla Politica di gruppo.

A livello di Unità di business Il Direttore ha la responsabilità di stabilire le linee di azione della propria organizzazione (Politica di sito) per attuare la Politica ambientale di gruppo, vale a dire per assicurare la conformità normativa ed il rispetto degli impegni sottoscritti dall'Azienda inerenti le attività affidategli, e per perseguire il miglioramento continuo delle prestazioni ambientali attraverso la proposizione di obiettivi specifici di miglioramento ambientale. È responsabile dell'attuazione del conseguente Programma ambientale concordato con l'Area di Business della Divisione.

La struttura della Unità di Business della Spezia

Sulla base di questa Dichiarazione ambientale, l'organizzazione registrata ad EMAS in conformità al Regolamento CE n. 1221/2009 del 25 novembre 2009, è l'Unità di Business della Spezia il cui organigramma è rappresentato in figura 5.

Figura 5
Organizzazione della Unità di Business La Spezia



Attualmente l'UB della Spezia è composta complessivamente da 222 risorse così suddivise: 1 Direttore, 1 capo impianto, 7 quadri intermedi, 107 impiegati e 106 operai. Il personale esterno, costituito prevalentemente da forza lavoro locale, è impegnato in attività appaltate come i servizi di pulizia e mensa, gli interventi specialistici e le attività di manutenzione straordinaria.

Il Direttore UB è responsabile della gestione complessiva dell'impianto della Spezia ed è quindi responsabile diretto della Gestione ambientale. Oltre a stabilire le linee di azione per l'applicazione della Politica aziendale a tutte le attività svolte nel sito, egli provvede a:

- > definire gli obiettivi ambientali da perseguire nel sito;
- > individuare e proporre gli interventi del programma ambientale;
- > reperire le risorse necessarie all'attuazione del programma;
- > approvare l'organizzazione e le risorse dedicate al funzionamento del Sistema di Gestione Ambientale;
- > sorvegliare l'attuazione del Programma ambientale e il funzionamento del Sistema di Gestione Ambientale.

Per la Gestione ambientale il Direttore si avvale di un Rappresentante della Direzione e di un Responsabile del Sistema di Gestione Ambientale. Il Rappresentante riferisce al Direttore sulle prestazioni del Sistema di Gestione Ambientale ai fini del suo riesame e si assicura che i requisiti del Sistema di Gestione siano stabiliti, applicati e mantenuti in conformità al regolamento e che siano adeguati al perseguimento degli obiettivi ambientali stabiliti. Il Responsabile del Sistema di Gestione Ambientale, designato dal Direttore, cura l'aggiornamento e la diffusione della documentazione del Sistema di Gestione Ambientale ed ha il compito di controllare l'applicazione delle procedure e delle istruzioni operative.

Il sito produttivo e l'ambiente circostante

Nessuna variazione rispetto alla Dichiarazione ambientale 2008.

L'attività produttiva

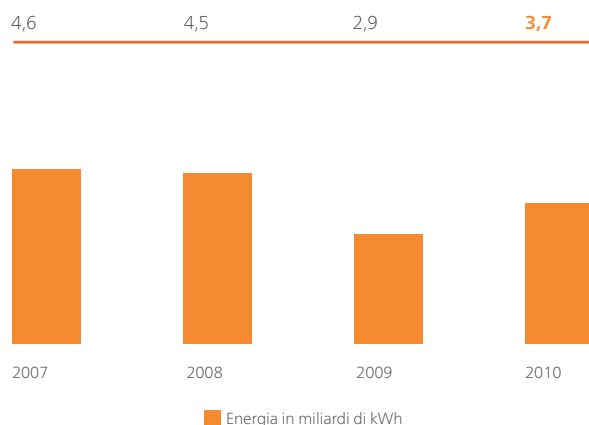
L'impianto Eugenio Montale è dedicato alla sola produzione di energia elettrica mediante l'esercizio di una unità termoelettrica convenzionale prevalentemente alimentata a carbone e di due unità a ciclo combinato alimentate a gas naturale.

L'energia prodotta viene immessa nella rete elettrica nazionale di trasporto gestita dalla Società Terna.

Il grafico 2 riporta l'energia immessa in rete negli ultimi anni. La variabilità nella produzione annua è riferita a richieste di mercato, programmi di manutenzione e avarie delle unità.

Grafico 2

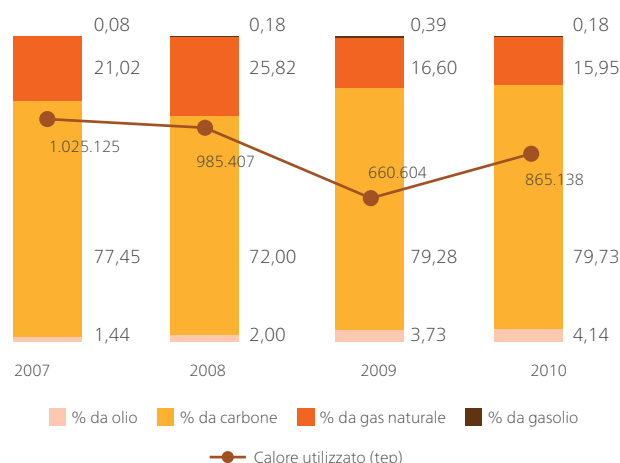
Energia prodotta dall'impianto ed immessa nella rete elettrica nazionale di trasporto



Il contributo percentuale di ciascun combustibile al fabbisogno complessivo di calore è mostrato nel grafico 3.

Grafico 3

Combustibili utilizzati per la copertura del fabbisogno di calore espresso in tep (tonnellate equivalenti di petrolio, misura convenzionale delle quantità di calore: un tep equivale a 10 milioni di kcal)



Sulla unità 3 alimentata a carbone, in alcune fasi di esercizio, in particolare durante gli avviamenti, si utilizzano anche olio combustibile, metano e gasolio.

A seguito dell'introduzione della Borsa dell'energia, si è avuta una significativa variazione delle ore di funzionamento annuali delle diverse unità produttive; si è verificato infatti un sensibile aumento percentuale del funzionamento della sezione a carbone a discapito dei cicli combinati. Per le caratteristiche intrinseche dei diversi cicli produttivi, il rendimento complessivo della centrale è perciò diminuito nel corso degli anni, passando dal 40,86% del 2005 al 39,17% del 2008 e al 36,72% del 2010.

Profilo storico della produzione e della evoluzione progettuale

Nessuna variazione rispetto alla Dichiarazione ambientale 2008.

Descrizione del processo produttivo

Nessuna variazione rispetto alla Dichiarazione ambientale 2008.

La Gestione Ambientale nel sito della Spezia

Attuazione della Politica ambientale

L'Unità di Business termoelettrica della Spezia, 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.

A seguito dell'attività di riesame, la nuova Direzione dell'UB ha riemesso la Politica del sito, confermandone principi e contenuti. Essa è stata diffusa al personale Enel e delle ditte terze che operano nel sito.



L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA.

Divisione Generazione ed Energy Management
Unità di Business La Spezia

La Politica Ambientale nel sito della Spezia

Il rispetto per l'ambiente e il miglioramento continuo della sua protezione, in coerenza con la politica ambientale dell'Enel SpA, sono priorità per la centrale termoelettrica Eugenio Montale della Spezia.

Ciascuno per quanto di competenza, si impegna a:

1. Gestire le problematiche ambientali connesse alle attività della Centrale Termoelettrica della Spezia, adottando come principi fondamentali la tutela dell'ambiente, la salute e la sicurezza dei lavoratori.
2. Formare e sensibilizzare il personale per l'identificazione e la riduzione degli impatti sull'ambiente derivanti dalle attività della Centrale, promuovendo ad ogni livello un diffuso senso di responsabilità verso l'ambiente.
3. Realizzare tutte le proprie attività in conformità alle leggi e ai regolamenti locali, regionali e nazionali e agli standard aziendali.
4. Gestire la Centrale, progettare e realizzare eventuali modifiche o intraprendere nuove attività prendendo in considerazione le caratteristiche dello specifico contesto territoriale, al fine di tenere sotto controllo e ove possibile, prevenire o ridurre gli impatti ambientali.
5. Assicurare la valutazione sistematica, obiettiva e periodica dell'efficacia del Sistema di Gestione Ambientale della Centrale attraverso un costante monitoraggio finalizzato a fornire gli elementi per il continuo miglioramento delle prestazioni ambientali.
6. Ottimizzare la gestione delle risorse naturali attraverso un impiego razionale ed efficiente delle risorse energetiche e delle materie prime.
7. Favorire il recupero dei rifiuti prodotti dalle proprie attività.
8. Sensibilizzare i fornitori, appaltatori e le altre imprese operanti nel contesto locale, per migliorare le competenze nella gestione complessiva degli aspetti ambientali, connessi con la loro attività.
9. Promuovere e sostenere un dialogo aperto con i cittadini e le istituzioni locali sulle problematiche ambientali, comunicando le informazioni necessarie per il monitoraggio degli impatti sull'ambiente delle attività della Centrale.
10. Comunicare e cooperare con le autorità pubbliche per prevenire eventuali situazioni di emergenza, che potrebbero generare interazioni con l'ambiente.

La concreta realizzazione degli obiettivi sopra esposti si realizza attraverso l'introduzione e il mantenimento di un Sistema di Gestione Ambientale in conformità ai requisiti della Norma UNI EN ISO 14001:2004 e del Regolamento CE n.1221/2009, "sull'adesione volontaria delle imprese del settore industriale ad un sistema comunitario di ecogestione e audit" (EMAS).

La Spezia, Aprile 2010

Il Responsabile


Walter Moro

Le attività per la partecipazione ad EMAS

Nessuna variazione rispetto alla Dichiarazione ambientale 2008.

Il Sistema di Gestione Ambientale

Nessuna variazione rispetto alla Dichiarazione ambientale 2008.

Disposizioni legali applicabili

Al fine di mantenere nel tempo la conformità legale è stata adottata una procedura dedicata in modo specifico alla individuazione, all'esame ed all'applicazione delle disposizioni di legge nonché alla presa in conto degli accordi che Enel sottoscrive con le Autorità locali o con le Amministrazioni centrali. Il mantenimento della conformità è uno degli aspetti che sono oggetto del programma di audit.

Nel presente documento i riferimenti alle principali disposizioni ambientali applicabili sono riportati nell'ambito di ciascun paragrafo relativo agli aspetti ambientali presi in considerazione.

Attualmente l'Azienda è in attesa del rilascio della Autorizzazione Integrata Ambientale da parte del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. L'istanza per il rilascio di tale Autorizzazione è stata presentata nel mese di dicembre 2006.

Nel mese di dicembre 2010 l'Azienda ha ricevuto una richiesta di integrazioni da parte del Ministero dell'Ambiente, integrazioni trasmesse in data 8 marzo 2011.

L'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA), prevista per particolari categorie di Aziende (regolamentata inizialmente dal D.Lgs. 59/2005 "Attuazione integrale della direttiva 96/61/CE relativa alla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento", norma abrogata e recepita nelle modifiche al D.Lgs. 152/2006 definite dal D.Lgs. 29 giugno 2010, n. 128 "Modifiche ed integrazioni al D.Lgs. 3 aprile 2006, n. 152" - cd. "Correttivo ARIA-VIA-IPPC"), sostituisce tutta una serie di autorizzazioni precedentemente rilasciate da Enti locali o centrali, per gli aspetti ambientali più significativi (ad esempio emissioni in atmosfera, scarichi idrici, gestione dei rifiuti). La centrale di La Spezia, in particolare, rientra tra le categorie di cui al punto 1.1

dell'allegato I al Decreto citato (Impianti di combustione con potenza termica di combustione di oltre 50 MW). L'Autorizzazione Integrata Ambientale include valori limite di emissione fissati per le sostanze inquinanti che possono essere emesse dall'impianto. I valori limite di emissione fissati nelle autorizzazioni integrate non possono essere meno rigorosi di quelli fissati dalla normativa vigente. I valori limite di emissione devono essere conseguiti attraverso l'applicazione delle migliori tecniche disponibili.

Per altri aspetti ambientali, non oggetto di autorizzazione, continuano invece ad essere applicabili le disposizioni previste dalla normativa applicabile a carattere ambientale.

La conformità alle prescrizioni cogenti viene effettuata in modo continuativo dalla linea EAS di centrale, che si avvale anche di appositi strumenti informatici per la gestione delle scadenze dei diversi adempimenti. Periodicamente, inoltre, sono effettuati audit interni di verifica anche tramite check-list, programmati nell'ambito del piano di audit previsto dal Sistema di Gestione Ambientale certificato ISO 14001.

Vengono inoltre svolti i regolari audit esterni ad opera di organismi certificatori indipendenti, per il mantenimento delle diverse certificazioni in capo alla centrale (UNI EN ISO 14001, EMAS, UNI EN 12620, UNI EN 450, BS OHSAS 18001, UNI EN ISO 9001, quest'ultima relativa all'Unità di Movimentazione Combustibili).

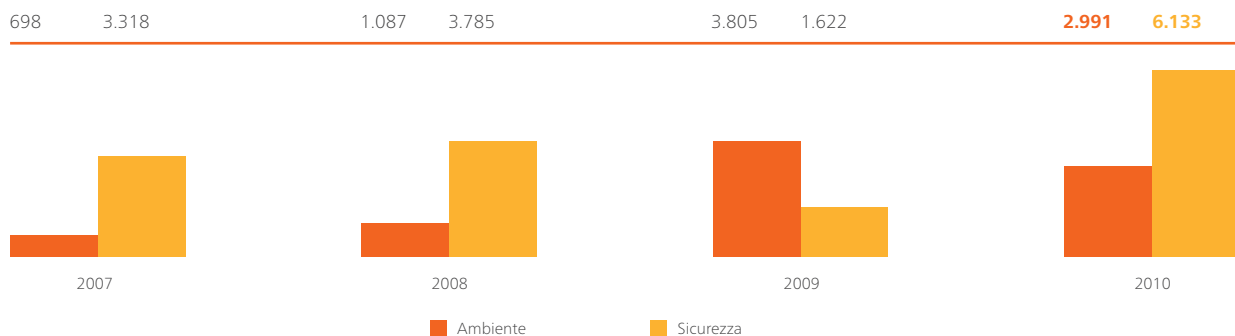
Formazione e sensibilizzazione del personale

È importante che il personale a tutti i livelli sia consapevole dell'importanza del rispetto della Politica e del raggiungimento degli obiettivi ambientali; conosca le interazioni con l'ambiente legate alle proprie attività ed i vantaggi per l'ambiente connessi ad una migliore efficienza del processo; comprenda e condivida le esigenze del Sistema di Gestione Ambientale in relazione al proprio ruolo e alle proprie responsabilità all'interno dell'organizzazione. Tutto ciò può essere ottenuto solo attraverso un'attenta azione di infor-

mazione e di formazione, e per alcuni aspetti di conduzione dei processi mediante un addestramento tecnico specifico. È stato quindi elaborato, di concerto con il Rappresentante della Direzione e il Direttore, un Piano di formazione ed in-

formazione generale che prevede attività formative di base per tutti i lavoratori e specialistiche per alcune funzioni. Le ore di formazione svolte negli ultimi anni sono rappresentate nel grafico 4.

Grafico 4
Ore di formazione



Il controllo delle attività affidate a terzi

La centrale ha attivato una procedura che definisce le misure da adottare per assicurare che i fornitori di beni e servizi e gli appaltatori siano informati sulla Politica e sugli obiettivi ambientali del sito, e vi si conformino per le attività svolte in centrale, in particolare per la gestione dei rifiuti, delle sostanze e delle emergenze. In particolare durante le gare di appalto di rilevanza ambientale significativa è stato introdotto un criterio di aggiudicazione teso a favorire i fornitori che adottano un Sistema di Gestione Ambientale.



La comunicazione e la partecipazione dei dipendenti

Il Sistema di Gestione Ambientale include una specifica procedura per la gestione delle comunicazioni ambientali sia da e verso l'interno dell'Azienda, sia da e verso le parti interessate esterne, le Autorità di controllo, le Amministrazioni pubbliche locali.

La procedura prevede anche modalità per ricevere, registrare, valutare e rispondere alle segnalazioni, ai suggerimenti, alle proteste ed alle richieste di informazioni provenienti da interlocutori esterni.

La comunicazione dedicata al coinvolgimento dei dipendenti e dei cittadini include anche l'organizzazione di eventi pubblici volti a migliorare l'inserimento dell'impianto nel contesto sociale e culturale della città. Le iniziative di "Centrale Aperta" ed "PlayEnergy" costituiscono un esempio significativo: per PlayEnergy sono coinvolti migliaia di studenti della Provincia della Spezia in ciascun anno scolastico, mentre in occasione della Centrale Aperta di domenica 21 giugno 2010 sono intervenuti circa 2.000 visitatori. Le informazioni sulle iniziative che vengono via via programmate nella centrale Eugenio Montale e negli altri siti produttivi sono reperibili sul sito web www.enel.it mentre quelle per PlayEnergy sono disponibili sul sito: <http://playenergy.enel.com/>.

Gli interlocutori della centrale

Gli interlocutori interessati dalla Gestione ambientale dell'impianto sono molteplici.

Oltre agli interlocutori istituzionali, vale a dire il Ministero delle Attività Produttive, il Ministero dell'Ambiente e Territorio, La Regione Liguria, le Amministrazioni della Provincia e del Comune della Spezia, vanno citati gli organi di controllo - l'ARPAL e ISPEL -, la ASL n. 5, la Capitaneria di Porto, L'Agenzia delle Dogane della Spezia (ex UTF), i Vigili del Fuoco, l'Ispettorato del Lavoro e l'INAIL. Un interlocutore particolarmente importante sotto il profilo ambientale è stato l'Osservatorio, istituito ai sensi del Decreto MICA del 29/01/97, composto da rappresentanti della Regione, della Provincia, del Comune e di Enel. L'Osservatorio ha iniziato ad operare dal maggio 1997 attraverso riunioni periodiche, sono stati verificati i riflessi ambientali delle modifiche impiantistiche effettuate e delle successive modalità di esercizio.

Diario

Negli ultimi tre anni gli eventi più importanti sono stati:

- > Anche nel 2010 il Net Point ha continuato a offrire un servizio gratuito alla cittadinanza nei giorni di lunedì, martedì, mercoledì e giovedì, permettendo a tutti il collegamento ad Internet e la possibilità di frequentare dei corsi di formazione per imparare a navigare.
- > Per un giorno all'anno, la centrale della Spezia diventa "Centrale Aperta", permettendo ai visitatori di percorrere un itinerario per capire il processo di generazione dell'energia elettrica: le segnalazioni grafiche, le illustrazioni, le spiegazioni fornite dagli accompagnatori, consentono di comprendere in modo semplice i principi di funzionamento e le caratteristiche dell'impianto. I visitatori nel corso dell'anno 2010 sono stati circa 2.000.
- > La centrale continua a ricevere annualmente centinaia di visitatori, soprattutto studenti delle scuole ed Università (con una media di circa 700-800 unità all'anno).
- > La centrale inoltre accoglie studenti universitari per stage e tesi di laurea; tale attività fa parte dell'impegno di Enel nei confronti del mondo della scuola.

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, ossia 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. Ciò allo scopo di prevenire, o quantomeno ridurre, gli impatti negativi e di accrescere gli impatti positivi.

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 su quanto previsto dall'allegato I.2 del Regolamento 1221/2009 CE:

- > potenzialità di causare un danno ambientale;
- > fragilità dell'ambiente locale, regionale o globale;
- > entità, numero, frequenza e reversibilità degli aspetti o degli impatti;
- > esistenza di una legislazione ambientale e i relativi obblighi previsti;
- > importanza per le parti interessate e per il personale dell'organizzazione.

Per effettuare un'analisi corretta l'organizzazione ha considerato le categorie di aspetti diretti proposte dal Regolamento EMAS, che sono:

- > obblighi normativi e limiti previsti dalle autorizzazioni;
- > emissioni in atmosfera;
- > scarichi nelle acque;
- > produzione, riciclaggio, riutilizzo, trasporto e smaltimento di rifiuti solidi e altri tipi di rifiuti, in particolare di quelli pericolosi;

- > uso e contaminazione del suolo;
- > uso di risorse naturali e di materie prime (compresa l'energia);
- > uso di additivi e coadiuvanti nonché di semilavorati;
- > questioni locali (rumore, vibrazioni, odori, polveri, impatto visivo e altre);
- > aspetti legati ai trasporti (sia per beni che per servizi);
- > rischi di incidenti ambientali e impatti ambientali che derivano o possono derivare a seguito di incidenti e possibili situazioni di emergenza;
- > effetti sulla biodiversità.

Una procedura del SGA aziendale definisce i criteri per l'individuazione e valutazione della significatività degli aspetti, al fine di predisporre e a mantenere costantemente aggiornato il "Registro degli aspetti e degli impatti ambientali", cioè un elenco esaustivo degli elementi del processo produttivo e delle attività e dei servizi connessi che presentano un impatto ambientale, in modo da applicare ad essi un corretto sistema di gestione; ciò significa, per ciascun aspetto ritenuto significativo:

- > esaminarne la possibilità di interventi migliorativi in fase di definizione degli obiettivi e dei programmi ambientali;
- > assicurare il rispetto di specifiche disposizioni di legge o aziendali;
- > controllare gli impatti connessi, adottando, ove necessario, procedure ed istruzioni operative;
- > identificare, caratterizzare e valutare gli aspetti ambientali diretti e indiretti del sito in linea con i criteri stabiliti in procedura;
- > rilevare e registrare regolarmente i parametri chimico-fisici caratteristici;
- > definire i possibili indicatori di prestazione per valutare le variazioni positive o negative;
- > registrare il punto di vista delle parti interessate.

La metodologia adottata viene riportata nella scheda di approfondimento n. 3 della Dichiarazione ambientale 2008.

Alla luce del predetto regolamento comunitario, dopo aver identificato e valutato gli aspetti ambientali, è stata anche operata la prevista distinzione tra gli aspetti ambientali diretti e gli aspetti ambientali indiretti.

La metodologia adottata per l'identificazione degli aspetti indiretti prevede la presa in conto, attraverso una specifica lista, di attività operazioni e servizi, comunque riconducibili al processo produttivo, svolte da Enel o da terzi e che possono provocare impatti anche remoti.

La lista deve essere utilizzata in modo estensivo tenendo conto, per quanto applicabili, delle indicazioni generali dettate dal già citato allegato I.2 del Regolamento 1221/2009 CE a proposito della determinazione degli aspetti indiretti, vale a dire:

- > aspetti legati al ciclo di vita del prodotto (progettazione, sviluppo, imballaggio, trasporto, uso e recupero/smaltimento dei rifiuti);
- > investimenti di capitale, concessione di prestiti e servizi assicurativi;
- > nuovi mercati;
- > scelta e composizione dei servizi (ad esempio trasporto o servizi di ristorazione);
- > decisioni amministrative e di programmazione;
- > assortimento dei prodotti;
- > prestazioni e pratiche ambientali degli appaltatori, subappaltatori e fornitori.

Il procedimento di identificazione comprende pertanto sia la individuazione degli aspetti ambientali significativi diretti sia di quelli indiretti.

Gli aspetti indiretti vengono analizzati applicando il medesimo criterio adottato per gli aspetti diretti.

Successivamente, per gli aspetti indiretti risultati significativi, in funzione dell'influenza che l'azienda è in grado di esercitare rispetto a tali aspetti, si valuta se:

1. L'azienda è in grado di influenzare le prestazioni ed il comportamento dei fornitori ed eventualmente sorvegliare con proprio personale le relative attività, ad esempio inserendo nei contratti o capitolati d'appalto richieste relative all'aspetto in questione e controllando successivamente il rispetto dei requisiti contrattuali.
2. L'azienda non può controllare l'aspetto, né contrattualmente, né attraverso una sorveglianza diretta del fornitore.

Nel primo caso è possibile diminuire la significatività dell'aspetto ambientale indiretto, nel secondo la significatività rimane invariata.

Il quadro degli aspetti ambientali significativi è riassunto nella tabella 1 (aspetti ambientali diretti) e nella tabella 2 (aspetti ambientali indiretti).

Tabella 1

Gli aspetti ambientali diretti significativi

Categoria	Descrizione impatto
Emissioni nell'aria	Emissioni di SO ₂ , NO _x , prodotti dalla combustione di carbone contribuiscono alla formazione delle piogge acide. CO e polveri contribuiscono all'inquinamento
	Emissioni di NO _x , prodotti dalla combustione del metano nei cicli combinati
	Immissioni di polveri contribuiscono alla diffusione degli inquinanti in prossimità del suolo
	Emissioni di CO ₂ contribuisce al fenomeno dell'effetto serra
Scarichi nelle acque superficiali	Rilascio di energia termica attraverso le acque di raffreddamento del ciclo
	Scarico a mare delle acque reflue previo trattamento dell'impianto di depurazione (ITAR)
	Trattamento con ipoclorito di sodio delle acque di raffreddamento del ciclo
Produzione, riciclaggio riutilizzo, trasporto e smaltimento rifiuti	Produzione di rifiuti non pericolosi destinati allo smaltimento in discarica
	Produzione di rifiuti pericolosi destinati al recupero
	Produzione di rifiuti pericolosi destinati allo smaltimento in discarica
Uso e contaminazione del suolo	Attività pregresse che possono aver inquinato aree all'interno del sito
	Prevenzione degli sversamenti e dispersioni di sostanze
Uso di risorse naturali e materie prime (incluso energia)	Consumo dell'acqua dolce per uso industriale
	Consumo di sostanze pericolose
	Consumo di combustibili fossili (olio e carbone)
	Consumo di energia elettrica per servizi ausiliari di centrale
Uso di additivi e coadiuvanti nonché di semilavorati	Consumo di sostanze pericolose e non pericolose
Questioni locali (rumore, vibrazioni, odori, polveri, impatto visivo e altre)	Emissioni sonore dovute all'esercizio dei macchinari all'esterno della centrale
	Polverosità diffusa nell'ambiente circostante durante la movimentazione e lo stoccaggio del carbone
	Movimentazione e stoccaggio di materiali polverulenti, evacuazione delle ceneri e incidenza dei flussi di traffico
	Movimentazione e stoccaggio di sostanze e combustibili liquidi
	Impatti visivi dovuti agli impianti
Aspetti legati ai trasporti (sia per beni che per servizi)	Traffico indotto
Rischi di incidenti ambientali e impatti ambientali che derivano o possono derivare a seguito di incidenti e possibili situazioni di emergenza	Rischio di autocombustione del carbone stoccato a parco
	Incendi del macchinario elettrico (emissione dei fumi)
	Approvvigionamento dei combustibili liquidi nell'area del porto (possibile contaminazione delle acque superficiali per perdite di OCD)
Effetti sulla biodiversità	Potenziale impatto biologico dovuto allo scarico termico

Tabella 2

Gli aspetti ambientali indiretti significativi

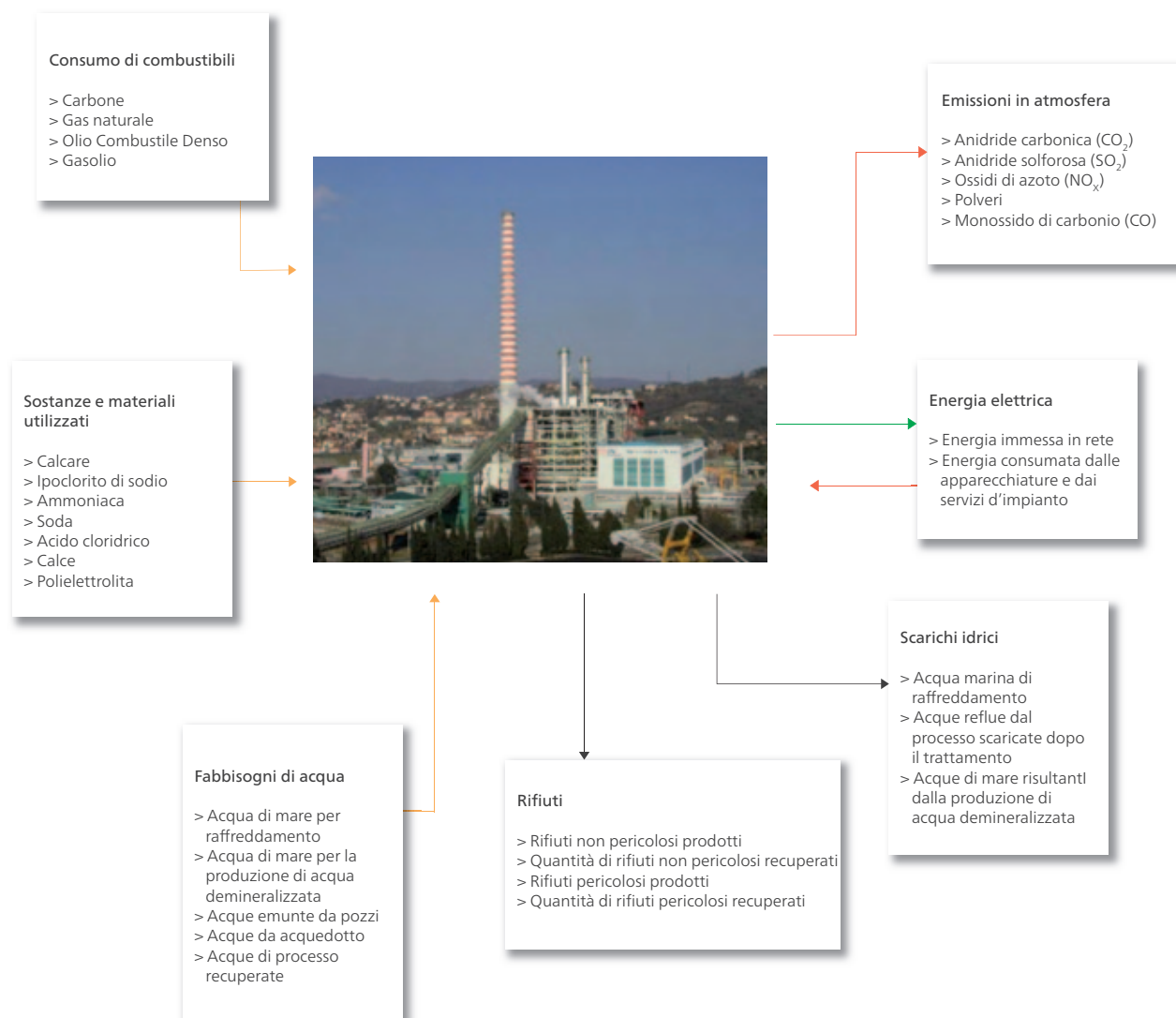
Categoria	Descrizione impatto
Aspetti legati al ciclo di vita del prodotto (progettazione, sviluppo, imballaggio, trasporto, uso e recupero/smaltimento dei rifiuti)	Campi elettrici e magnetici a bassa frequenza lungo le linee di trasporto energia elettrica (a bassa frequenza)
Prestazioni e pratiche ambientali degli appaltatori, subappaltatori e fornitori	Gestione degli appaltatori e dei fornitori

Compendio dati e indicatori di prestazione ambientali

I principali dati numerici di input ed output del processo connessi agli aspetti ambientali significativi sono sintetizzati nello schema di figura 6 e nella tabella 3.

Figura 6

Principali grandezze ambientali in ingresso ed in uscita dal processo



Gli indicatori scelti per valutare l'evoluzione delle prestazioni ambientali dell'impianto sono:

- > emissioni specifiche in g/kWh degli inquinanti di SO_2 , NO_x , polveri, CO
- > emissioni specifiche dell'anidride carbonica (CO_2);
- > il consumo di calore per kWh prodotto (consumo specifico in kcal/kWh);
- > la percentuale di rifiuti inviati al recupero;
- > il fabbisogno specifico di acqua dolce (litri/kWh).

Tali indicatori rispecchiano gli indicatori previsti nei rapporti ambientali Enel per presentare le prestazioni ambientali complessive della Divisione Generazione ed Energy Management.

Nella tabella seguente si riportano i dati e gli indicatori consolidati negli anni dal 2005 al 2010. Commenti e valutazioni circa eventuali variazioni sono riportati nei paragrafi che descrivono gli aspetti e gli relativi impatti.

Tabella 3
Compendio dei dati ambientali

		2005	2006	2007	2008	2009	2010
Energia elettrica prodotta							
Prodotta dall'impianto	MWh	4.806.050	4.294.005	4.949.420	4.807.710	3.114.190	4.015.470
Consumo totale d'impianto	MWh	280.586	268.705	316.530	319.111	251.212	321.901
Energia netta immessa in rete	MWh	4.525.464	4.025.300	4.632.890	4.488.599	2.862.978	3.693.569
Combustibili							
Metano consumato da impianto	kSm ³	373.483	265.978	247.544	292.207	125.680	158.013
Carbone	t	993.900	1.000.438	1.325.579	1.200.424	865.375	1.140.251
Olio	t	18.984	38.563	14.986	20.126	24.877	36.348
Gasolio	t	1.462	1.333	809	1.767	2.510	1.489
Consumo specifico netto	kcal/kWh	2.105	2.193	2.213	2.195	2.307	2.342
Rendimento energetico	%	40,86	39,21	38,87	39,17	37,27	36,72
Emissioni in aria							
(CO ₂) totale	t	3.214.170	3.136.273	3.665.341	3.376.686	2.338.469	3.073.048
Emissione specifica	g/kWh	710	779	791	752	817	832
Biossido di zolfo (SO ₂)	t	2.562	2.422	2.833	2.295	1.869	2.541
Emissione specifica	g/kWh	0,57	0,60	0,61	0,51	0,65	0,69
(NO _x) totale	t	2.216	2.164	2.600	2.402	1.790	2.330
Emissione specifica	g/kWh	0,49	0,54	0,56	0,54	0,63	0,63
Polveri	t	141	158	126	118	112	130
Emissione specifica	g/kWh	0,03	0,04	0,03	0,03	0,04	0,04
Scarichi idrici in acque superficiali							
Acque marine di raffreddamento	milioni di m ³	652	586	715	671	464	594
Acque da ITAR-TSD	m ³	200.876	153.180	226.538	117.393	51.881	86.837
Rifiuti							
Speciali non pericolosi							
Quantità prodotta	t	111.585	108.824	137.092	173.540	114.905	144.456
Quantità recuperata	t	111.217	108.314	136.408	153.160	102.669	143.943
Speciali pericolosi							
Quantità prodotta	t	59	588	112	151	105	603
Quantità recuperata	t	9	47	16	6	43	4
% di rifiuti inviati al recupero	%	99,6	99,0	99,4	88,2	89,3	99,2
Fabbisogno di acqua							
per raffreddamento	milioni di m ³	652	586	715	671	464	594
per produzione di acqua desalinizzata	m ³	1.793.593	1.329.742	1.472.159	1.045.592	938.994	1.157.778
Fabbisogno di acqua di dolce							
Acque emunte da pozzi	m ³	671.226	626.768	468.580	877.161	656.364	687.678
Acque da acquedotto	m ³	298.979	219.723	409.337	319.450	266.420	423.813
Acqua desalinizzata prodotta	m ³	552.539	564.931	601.299	451.291	349.328	430.721
Acque di processo recuperate	m ³	560.900	381.804	398.677	326.057	420.464	381.251
Fabbisogno specifico di acqua dolce	ltri/kWh	0,46	0,45	0,41	0,44	0,59	0,52
Fabbisogno di sostanze e materiali							
Calcare per la desolfurazione	t	19.054	15.453	20.545	20.038	16.842	22.740
Ammoniaca per la denitrificazione	t	1.217	1.277	1.545	1.369	1.366	2.103
Reagenti per il trattamento acque	t	875	622	834	1.346	1.081	1.476
Gas liquefatti	t	22	22	18	29	22	12
Gas compressi	m ³	8.466	1.302	17.943	27.010	19.217	9.234
Olio lubrificante	t	14	10	18	41	51	10

Gli aspetti ambientali diretti

Emissioni nell'aria

I fumi prodotti dalla combustione dei combustibili fossili (carbone, olio e gas naturale) contengono anidride carbonica (CO_2) ed altre sostanze inquinanti. Le principali sostanze inquinanti che derivano dalla combustione del carbone e dell'olio combustibile denso sono: il biossido di zolfo (o anidride solforosa SO_2), gli ossidi di azoto (NO_x), il monossido di carbonio (CO) e polveri. Le principali sostanze inquinanti prodotte dalla combustione del gas naturale sono sostanzialmente limitabili agli ossidi di azoto ed al monossido di carbonio.

L'anidride carbonica (CO_2) deriva dal carbonio del combustibile, che è l'elemento chimico principale di tutti i combustibili fossili, il biossido di zolfo deriva dallo zolfo

contenuto nel carbone e nell'olio combustibile, pertanto è presente solo sui fumi della terza unità. Gli ossidi di azoto derivano dalla combinazione con l'ossigeno contenuto nell'aria dell'azoto di natura organica presente nei combustibili solidi e liquidi e dell'azoto molecolare (N_2), contenuto nell'aria che si spezza in azoto atomico (N) a causa della temperatura della fiamma. La quantità di ossidi presenti nei fumi dipende quindi essenzialmente dalla temperatura raggiunta dalle fiamme durante la combustione. Le polveri provengono principalmente dalle sostanze minerali presenti nel combustibile (ceneri) e in piccola parte da particelle incombuste del combustibile.

Tabella 4

Valori di emissione autorizzati dal Decreto MICA del 29 gennaio 1997

I valori limite da rispettare per le sezioni a 1 e 2 a ciclo combinato

NO_x	Valore medio mensile	$\leq 60 \text{ mg/Nm}^3$
	Il 95% di tutti i valori medi di 48 ore dell'anno	$< 66 \text{ mg/Nm}^3$
CO	Valore medio mensile	$\leq 60 \text{ mg/Nm}^3$

I valori limite da rispettare per la sezione 3 a carbone

SO_2	Valore medio mensile	$\leq 400 \text{ mg/Nm}^3$
	Il 97% di tutti i valori medi di 48 ore	$< 440 \text{ mg/Nm}^3$
NO_x	valore medio mensile	$\leq 200 \text{ mg/Nm}^3$
	95% di tutti i valori medi di 48 ore dell'anno	$< 220 \text{ mg/Nm}^3$
Polveri	valore medio mensile	$\leq 50 \text{ mg/Nm}^3$
	97% di tutti i valori medi di 48 ore dell'anno	$< 55 \text{ mg/Nm}^3$
CO	valore medio mensile	$\leq 150 \text{ mg/Nm}^3$

I valori per le sezioni 1 e 2 sono riferiti ad un tenore di ossigeno nei fumi pari al 15%.

I valori per la sezione 3 sono riferiti ad un tenore di ossigeno nei fumi pari al 6% per la combustione a carbone e al 3% per gli altri combustibili.

I valori di emissione autorizzati sono quelli riassunti in tabella 4. Per rispettare i valori di emissione sulla terza unità sono stati installati un impianto di desolforazione ed un impianto di denitrificazione, nonché un precipitatore elettrostatico per l'abbattimento delle polveri.

Sulle unità 1 e 2 a ciclo combinato, polveri ed SO_2 sono assenti ed il disegno della camera di combustione dei turbogas consente di contenere la temperatura al di sotto di valori critici per la formazione di NO_x tanto che i valori di emissione già sullo scarico delle macchine risultano inferiori al valore limite autorizzato.

Sistemi di controllo delle emissioni

Per verificare il rispetto dei valori di emissione autorizzati sono installati analizzatori in continuo inseriti in un sistema di monitoraggio capace di acquisire, registrare e trasmettere le misure secondo le disposizioni tecniche previste precedentemente dal DM 21/12/95 e adesso dal D.Lgs. 152/2006. Le modalità di gestione del sistema di monitoraggio sono state stabilite di concerto con il competente Ente di controllo (la Provincia della Spezia)

attraverso un apposito "Manuale di Gestione del sistema di monitoraggio delle emissioni". L'Ente ha quindi il pieno controllo sui valori misurati, sulle relative elaborazioni e su tutte le operazioni di manutenzione e taratura.

Nel caso di malfunzionamenti degli impianti di abbattimento si applicano procedure concordate e comunicate agli Enti competenti.

Sulla base delle registrazioni di tale sistema di monitoraggio e delle verifiche effettuate dall'Ente di controllo è stato documentato che nessuno dei valori medi limite indicati nella tabella 4 risulta superato. Una sintesi dei valori misurati, rappresentata dai valori medi annui delle concentrazioni, è riportata nelle tabelle seguenti.

Tabella 5

Medie annue delle concentrazioni misurate sulla sezione 3 espresse in mg/Nm³

	Limite mensile	2007	2008	2009	2010
SO ₂	400	212	188	209	215
NO _x	200	179	180	189	186
Polveri	50	9	10	13	11
CO	150	63	72	68	66

Tabella 6

Medie annue delle concentrazioni misurate sulle sezioni 1 e 2 espresse in mg/Nm³

	Limite mensile	2007	2008	2009	2010
NO _x sezione 1	60	34	31	31	30
NO _x sezione 2	60	26	21	31	34
CO sezione 1	60	4	5	10	13
CO sezione 2	60	9	8	16	23

Le misure effettuate mediante il sistema di monitoraggio in continuo consentono di calcolare la massa degli inquinanti emessi; queste risultano dal prodotto delle concentrazioni misurate per il volume dei fumi emessi, calcolati in base al consumo dei combustibili.

Quantità e trend delle emissioni

Le quantità di ciascun inquinante emesso sono indicate nei grafici seguenti unitamente ai valori di emissione specifica, espressa in g/kWh.

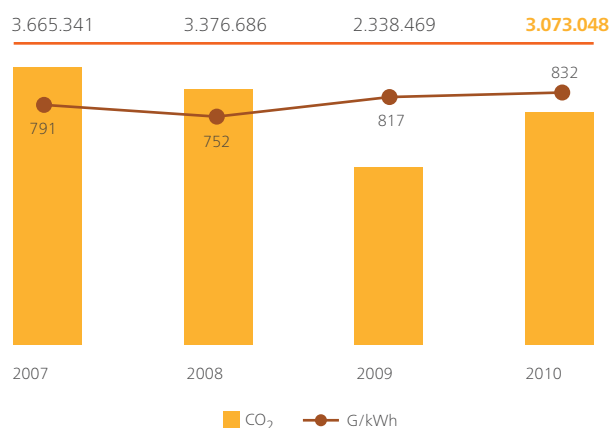
Emissioni di anidride carbonica

La CO₂ proviene dalla reazione del carbonio contenuto nel combustibile con ossigeno dell'aria, pertanto le quantità emesse dipendono dalla quantità di carbonio bruciata, vale a dire dalla quantità e dalla composizione chimica dei combustibili.

Con la Decisione 2002/358/CE del Consiglio del 25 aprile 2002 la Comunità Europea ha ratificato il Protocollo di Kyoto allegato alla Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici che ha l'obiettivo di stabilizzare le concentrazioni di gas ad effetto serra ad un livello tale che escluda qualsiasi interferenza antropica con il sistema climatico. Con la legge 1° giugno 2002 n. 120 l'Italia ha ratificato il Protocollo di Kyoto impegnandosi a ridurre le emissioni di CO₂ entro il termine del periodo 2008-2012, al 93,5% del totale emesso nel 1990.

La Direttiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni di gas a effetto serra nella Comunità Europea al fine di promuovere la riduzione di dette emissioni secondo criteri di efficacia dei costi e di efficienza economica. Il campo di applicazione della Direttiva 2003/87/CE comprende le "Attività Energetiche", nei quali parametri identificativi rientra la centrale Eugenio Montale. La Direttiva 2003/87/CE impone che ogni impianto rientrante nel suo campo di applicazione si munisca di autorizzazione per l'emissione di CO₂ entro il 1° gennaio 2005; inoltre, individua nel biossido di carbonio l'unico gas serra di cui, in questa prima fase, occorre monitorare le emissioni e fornirne comunicazione all'Autorità competente. È specificato che ogni Stato membro definisca un piano nazionale di assegnazione di quote di anidride carbonica. Detto piano attribuisce il valore limite di emissioni per singolo stabilimento produttivo, superato il quale ogni ulteriore tonnellata di CO₂ emessa dall'impianto deve essere restituita mediante uno dei meccanismi previsti dalla Direttiva 2003/87/CE.

Grafico 5
Emissioni di anidride carbonica (CO₂)



Enel, in data 3 dicembre 2004, ha presentato per le proprie centrali istanza di autorizzazione ad emettere CO₂ ed è stata autorizzata con il decreto DEC/RAS/2179/04.

Le emissioni prodotte da combustione e da processi devono essere monitorate e comunicate all'Autorità competente secondo le linee guida della Decisione della Commissione Europea 589 del 18 luglio 2007, le cui disposizioni di attuazione in Italia sono state emanate con Deliberazione del Ministero dell'Ambiente n. 14/2009 del 10 aprile 2009.

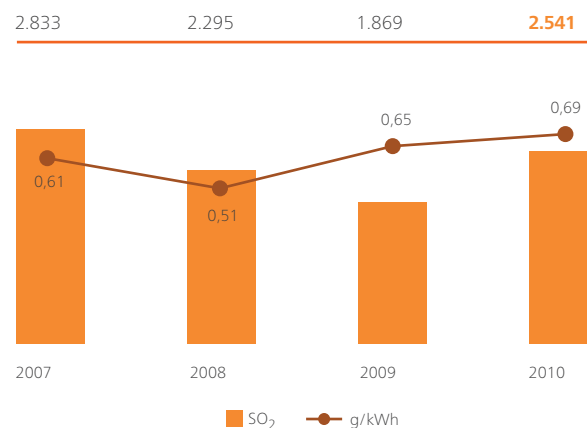
Annualmente la Dichiarazione relativa all'emissione di CO₂ è soggetta a verifica e convalida da parte dell'Istituto di certificazione accreditato Certiquality Srl.

L'ultima Dichiarazione relativa alle emissioni dell'anno 2010 è stata convalidata in data 15 marzo 2011 ed inviata al Ministero dell'Ambiente in data 30 marzo 2011. Le variazioni annuali dell'emissione specifica in g/kWh dipendono dalla ripartizione della produzione tra l'unità 3 e le altre due unità a ciclo combinato, in quanto carbone e gas hanno fattori di emissione diversi.

Emissioni di biossido di zolfo

Il biossido di zolfo presente nelle emissioni deriva dalla combustione dello zolfo contenuto nel carbone e nell'olio combustibile utilizzati unicamente sull'unità 3. Pertanto le variazioni dei quantitativi emessi di SO₂ sono dovute alla maggiore o minore produzione della terza unità e al contenuto di zolfo in tali combustibili utilizzati.

Grafico 6
Emissioni di biossido di zolfo (SO₂)

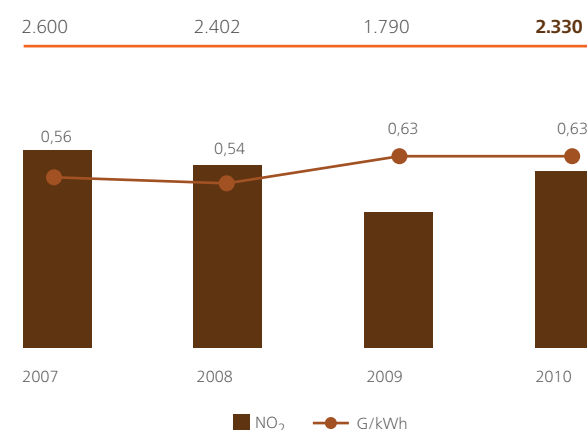


Emissioni di ossidi di azoto

La formazione degli ossidi di azoto deriva principalmente dall'ossidazione di una frazione dell'azoto contenuto nell'aria comburente e dipende dalla temperatura raggiunta dalla fiamma durante la combustione; un'altra causa è dovuta alla reazione dell'azoto presente nel combustibile e dipende dalla quantità in esso contenuta.

L'emissione specifica di ossidi di azoto in g/kWh risente della percentuale di produzione assegnata alle unità 1 e 2 rispetto a quella assegnata all'unità 3 in quanto l'emissione specifica di quest'ultima è maggiore di quella delle altre due unità.

Grafico 7
Emissioni di ossidi di azoto (NO_x)

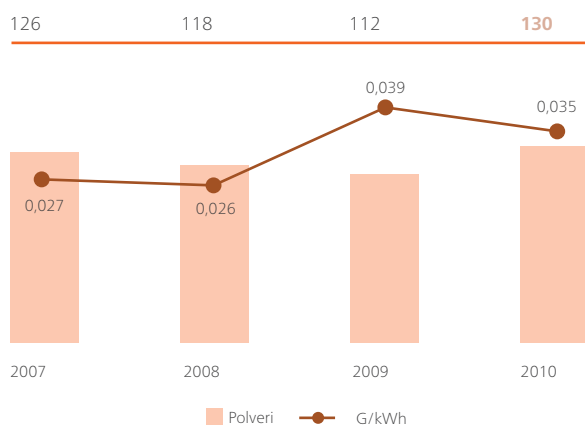


Emissioni di polveri

Le polveri provengono unicamente dall'unità 3, principalmente dalle sostanze minerali presenti nel carbone ed in piccola parte da particelle incombuste del carbone.

L'incremento della emissione specifica negli ultimi due anni è dovuto sia all'aumento della produzione percentuale dell'unità 3, sia al fatto che, per soddisfare le esigenze di rete, l'unità 3 ha funzionato con frequenti variazioni di potenza: in queste condizioni l'assetto non ottimale comporta una efficienza di captazione degli elettrofiltri meno spinta e conseguente maggiore emissione di polveri, ma comunque abbondantemente sotto al limite di legge. L'emissione specifica nel 2010 evidenzia un miglioramento rispetto all'anno precedente.

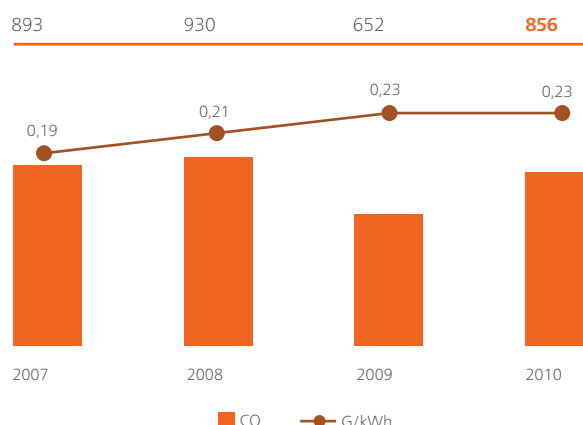
Grafico 8
Emissioni di polveri



Emissioni di monossido di carbonio

Com'è noto la presenza di monossido di carbonio è sempre indice di una combustione incompleta. Infatti il carbonio durante la combustione in presenza di ossigeno si combina per formare l'anidride carbonica (CO_2). Per varie ragioni nella camera di combustione si possono creare zone ristrette dove la reazione non è completa, pertanto nei fumi emessi c'è presenza di piccole quantità residuali di monossido. Ciò si traduce in una perdita di calore, cioè in una perdita economica importante. La misura in continuo di tale parametro ed i sistemi di regolazione della combustione assicurano sempre i valori più bassi possibili. I valori di emissione sono sempre molto al di sotto del valore limite consentito, come evidenziato anche nelle tabelle 5 e 6.

Grafico 9
Emissioni di CO



L'incremento dell'emissione specifica nel 2009 e nel 2010 è dovuto all'aumento, in percentuale, della produzione dell'unità 3.

Nel 2010 l'indice è rimasto invariato rispetto all'anno precedente.

Per quanto riguarda la massa di CO emessa occorre segnalare che entrando in contatto con l'ossigeno dell'aria il monossido viene ossidato rapidamente e diventa anidride carbonica già nelle immediate vicinanze del punto di emissione, pertanto l'emissione quantitativa di CO è ambientalmente irrilevante. Le quantità esposte per l'emissione di CO_2 contengono sia l'anidride emessa direttamente come tale sia quella derivante dall'ossidazione del monossido, in quest'ultima è dell'ordine del 0,03 % dell'anidride totale.

Altri inquinanti in traccia

In aggiunta alle sostanze già citate, nei fumi sono presenti altre sostanze, anche se in misura quantitativa notevolmente inferiore, tanto che in gergo vengono denominati microinquinanti. Anche per queste sostanze il D.Lgs. 152/2006 stabilisce dei limiti. La verifica di queste emissioni si effettua annualmente, sia sulla sezione 3 che sulle unità a ciclo combinato. Per tali sostanze, i limiti alle emissioni sono ampiamente rispettati, come risulta dalla tabella 6 che riporta i valori rilevati nell'anno 2009 sull'unità 3 a carbone.

Tabella 7

Concentrazione dei microinquinanti nelle emissioni gassose della sezione 3 - Anno 2009

Composto	Tabella Classe	Limite mg/Nm ³	Rilevato mg/Nm ³
Be	A1 - I	0.1	0.0002
Somma IPA	A1 - I	0.1	0.0001
As	A1 - II	1	0.0044
Cr VI (*)	A1 - II	1	0.0038
Co	A1 - II	1	0.0007
Ni respirabile insolubile	A1 - II	1	0.0013
Cd	A1 - I	0.1	0.0002
Hg	B - I	0.2	0.0007
Tl	B - I	0.2	0.0003
Se	B - II	2	0.0201
Te	B - II	2	0.0001
Ni in forma di polvere	B - II	2	0.0012
Sb	B - III	10	0.0002
Cr III (*)	B - III	10	0.0038
Mn	B - III	10	0.0236
Pd	B - III	10	0.0001
Pb	B - III	10	0.0045
Pt	B - III	10	0.0001
Cu	B - III	10	0.0027
Rh	B - III	10	0.0001
Sn	B - III	10	0.0002
V	B - III	10	0.0099
Somma composti Tab. A1 - I		0.1	0.0004
Somma composti Tab. A1 - II		1	0.0101
Somma composti Tab. A1 - I+II		1	0.0105
Somma composti Tab. B - I		0.2	0.0009
Somma composti Tab. B - II		2	0.0213
Somma composti Tab. B - III		10	0.0450
Somma composti Tab. B - I+II		2	0.0223
Somma composti Tab. B - I+II+III		10	0.0673

(*) L'emissione delle diossine nelle centrali termoelettriche non è significativa in quanto, per la tipologia dei combustibili e per le condizioni della combustione, non si generano tali sostanze; tale fatto, ampiamente riportato in letteratura, è stato dimostrato dalla campagna di ricerca effettuata da Enel su vari impianti termoelettrici e, per l'unità 3 della Spezia, è stato confermato anche dalle misure effettuate al riavviamento della sezione dopo gli interventi di ambientalizzazione.

Sistema di controllo della qualità dell'aria

Una minima parte delle emissioni dai camini, in particolari condizioni meteorologiche avverse, può diffondere verso il suolo, influenzando così la qualità dell'aria. Sulla qualità dell'aria incide naturalmente il contributo di tutte le sorgenti, incluso il traffico veicolare ed il riscaldamento domestico. Per monitorare l'impatto dovuto a tutte le sorgenti è stata realizzata una rete di rilevamento delle immissioni che consente di valutare complessivamente lo stato di qualità dell'aria nel

territorio spezzino. L'attuale rete di rilevamento nasce infatti dalla integrazione delle due preesistenti reti di monitoraggio: una gestita da Enel, finalizzata a valutare gli effetti delle eventuali ricadute dai camini della centrale, l'altra gestita dalla Provincia e finalizzata al monitoraggio generale della qualità dell'aria prevalentemente in ambito urbano. L'integrazione è stata realizzata sulla base di una Convenzione stipulata il 15 febbraio 2001 tra Enel Produzione, Provincia e Comune della Spezia e ARPA Ligure. Nella tabella successiva sono riportati i dati relativi al biossido di azoto rilevato nelle stazioni di rilevamento della sottorete Enel.

Tabella 8

Biossido di azoto (NO₂): medie annuali [µg/m³]

	2007	2008	2009	2010
Pitelli	28	14	nd	nd
S. Venerio	13	15	18	15
Bolano	10	6	14	11
Follo	11	14	nd	11
Le Grazie	18	15	23	27

Le concentrazioni del biossido di zolfo, seppur ancora misurate, presentano valori mediamente prossimi allo zero e non hanno significato statistico.

Per quanto riguarda l'ubicazione delle postazioni e la configurazione della rete per il rilevamento della qualità dell'aria, si veda la Dichiarazione ambientale 2008.

Scarichi nelle acque superficiali

Le acque reflue sono raccolte e convogliate in sistemi fognari distinti per tipologia di refluo; prima del rilascio, ciascuna tipologia di acqua subisce un trattamento di depurazione appropriato. L'intero sistema di raccolta, trattamento e scarico è oggetto di un'autorizzazione, rinnovata dalla Provincia della Spezia il 9 luglio 2010, ai sensi del D.Lgs 152/2006.

Nella figura 7 a pag. 41 è schematizzata la configurazione degli scarichi autorizzati con i relativi pozzetti di campionamento per i controlli effettuati sia da personale di centrale che dall'Autorità di Controllo preposta (ARPA Liguria).

La configurazione prevede:

- > il recapito in mare delle acque di raffreddamento in cui confluiscono anche le acque depurate provenienti dall'impianto trattamento acque reflue e le acque depurate provenienti dall'impianto di disoleazione.
- > il recapito nel torrente Fossamastra, in tre differenti punti, delle acque piovane drenate dai carbonili Val Fornola e Val Bosca, (scarico attivabile solo in caso di eventi meteorici eccezionali).

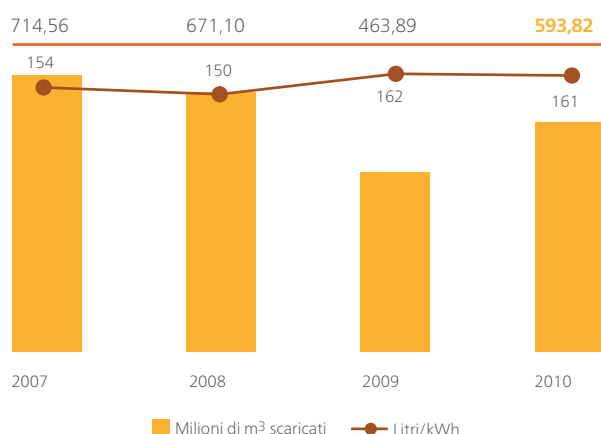
Le acque reflue di natura domestica sono inviate al depuratore cittadino

Acque di raffreddamento

Queste acque sono recapitate nella rada del golfo della Spezia attraverso un canale di restituzione coperto e dotato di diffusore finale. Nel grafico 10 sono mostrate le quantità scaricate ed il relativo indicatore specifico in litri/kWh.

Grafico 10

Scarichi delle acque marine di raffreddamento



La temperatura di scarico, misurata in continuo in prossimità del diffusore finale, non deve superare i 35 °C. Nel caso di superamento del valore di attenzione di 34,5 °C, si procede a ridurre la potenza erogata in modo da ridurre la quantità di calore da dissipare e quindi la temperatura delle acque scaricate. Nella tabella 9 sono riportati i valori medi mensili e le medie annuali

La tabella successiva riporta i valori della temperatura delle acque di raffreddamento misurata allo scarico.

Tabella 9
Temperatura allo scarico

Temperatura °C	2007	2008	2009	2010
Gennaio	21	21	12	18
Febbraio	21	19	13	16
Marzo	21	21	16	17
Aprile	21	20	22	20
Maggio	27	24	23	20
Giugno	30	27	27	26
Luglio	30	30	28	27
Agosto	29	31	27	28
Settembre	29	30	29	29
Ottobre	26	28	27	25
Novembre	23	21	21	21
Dicembre	19	14	19	20
Media annuale	25	24	22	22

Oltre al rispetto del predetto limite assoluto di temperatura sul punto di scarico, occorre assicurare che, su un arco tracciato idealmente a 1.000 m dal punto di scarico, l'incremento di temperatura rispetto ad un punto indisturbato dallo scarico stesso non sia superiore a 3 °C. Per la verifica di questa limitazione è stato installato un sistema di monitoraggio con sensori di temperatura disposti in due postazioni fisse nella rada che radiotrasmettono i segnali di misura in tempo reale agli operatori delle sale manovre in centrale.

Un modello comportamentale, predisposto sulla base dei valori misurati, permette di anticipare eventuali fenomeni di eccessivo incremento termico, effettuando le

dovute manovre atte a ridurre il carico termico scaricato. Nel corso del 2010 non si sono verificati episodi definibili a rischio che abbiano comportato la messa in opera delle misure preventive.

Inoltre, in relazione alla significatività delle condizioni di esercizio, con cadenza generalmente mensile, si effettuano misure secondo la metodologia di legge, ossia con la determinazione della temperatura dell'acqua di mare da una imbarcazione alla distanza di mille metri dal punto di scarico.

I valori dell'incremento termico (espressi in gradi centigradi) rilevati nell'anno 2010 sono:

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
1,59	0,84	1,04	1,01	N.D.	N.D.	0,61	0,16	0,86	0,85	0,82	1,89

Prevalentemente nei periodi caldi, l'acqua di mare prelevata per il raffreddamento è additivata con ipoclorito di sodio per limitare la formazione del "fouling-marino" nei canali e nei condensatori. Grazie alle procedure di controllo adottate, il valore del cloro residuo misurato in continuo allo scarico rimane sempre contenuto a livelli inferiori al 50% del valore limite di legge.

Acque acide e alcaline

Sono tutte le acque reflue dal processo inquinate da sostanze chimiche in soluzione e sporche per la presenza di solidi sospesi, che attraverso una rete fognaria dedicata vengono

convogliate nell'impianto di trattamento. In occasione degli interventi di adeguamento ambientale detto impianto è stato ampliato per poter integrare anche il trattamento degli spurghi che provengono dall'impianto di desolfurazione e le acque di controlavaggio dell'impianto ad osmosi inversa (impianto che produce acqua desalinizzata).

Acque inquinabili da oli

Sono costituite dalle condense prodotte dai sistemi di riscaldamento e fluidificazione dell'olio combustibile denso (OCD) e dalle acque meteoriche provenienti dai bacini di contenimento dei serbatoi di OCD del deposito costiero,

dalle vasche di contenimento dei macchinari elettrici isolati o raffreddati con olio minerale, dai piazzali ed altre aree d'impianto potenzialmente inquinabili da oli. Tutte queste acque vengono inviate all'impianto di trattamento acque oleose.

L'impianto è costituito da vasche (denominate vasche API) che consentono la separazione fisica dell'acqua e dell'olio per differenza di peso specifico e da filtri a carboni attivi che provvedono alla depurazione dell'acqua da eventuali residui di olio. Le acque provenienti dall'impianto di disoleazione possono essere recuperate.

Acque reflue di natura domestica

Le acque reflue che provengono dai servizi igienici e dalla mensa aziendale di centrale sono convogliate mediante il sistema fognario dedicato alla fognatura comunale. La portata media è di circa 6 m³/h.

Altre acque reflue di questa natura provengono dai servizi igienici ubicati presso il terminale marittimo Enel; le quantità sono modeste e sono asportate con autocisterne.

Acqua drenaggio bacini ceneri

Le acque presenti sono solo di origine meteorica. Dal termine dell'attività di lagunaggio delle ceneri, con conseguente dismissione dei bacini, le acque meteoriche evaporano naturalmente senza che, attualmente, sia necessario smaltirle.

Raccolta e scarico delle acque meteoriche dall'impianto

La piovosità nel sito, rilevata dalla stazione pluviometrica della centrale, è compresa in un intervallo da 1.000 a 1.500 mm/anno; ciò comporta mediamente un quantitativo annuo di acque meteoriche pari a circa 1.000.000 m³, di queste circa 800.000 m³ sono relative ad aree impermeabilizzate. Delle acque piovane raccolte nelle aree potenzialmente inquinabili, circa il 20% è inviato all'impianto di trattamento. Tali acque comprendono sia quelle raccolte nelle vasche di prima pioggia sia quelle derivanti dal dilavamento di superfici potenzialmente contaminabili che vengono interamente trattate.

Raccolta e scarico delle acque meteoriche dai carbonili

Le acque meteoriche drenate dai canali perimetrali delle aree di stoccaggio del carbone vengono convogliate in vasche di decantazione, e da queste vengono normalmente inviate all'impianto di trattamento delle acque reflue, quindi recuperate unitamente alle altre acque trattate.

In caso di precipitazioni eccezionali, quando la portata da drenare supera la capacità di pompaggio e di accumulo nei carbonili, è necessario far defluire le acque direttamente nel torrente Fossamastra; in ogni caso le acque di prima pioggia confluiscono nell'impianto di trattamento. Negli ultimi anni, questa eventualità non si è mai verificata. La quantità massima che confluisce all'impianto di trattamento in occasione di precipitazioni intense è stimabile in 90 m³/h; la quantità annua di acque piovane inviata all'impianto di trattamento può raggiungere i 150.000 m³.

Figura 7
Schema di flusso semplificato degli scarichi

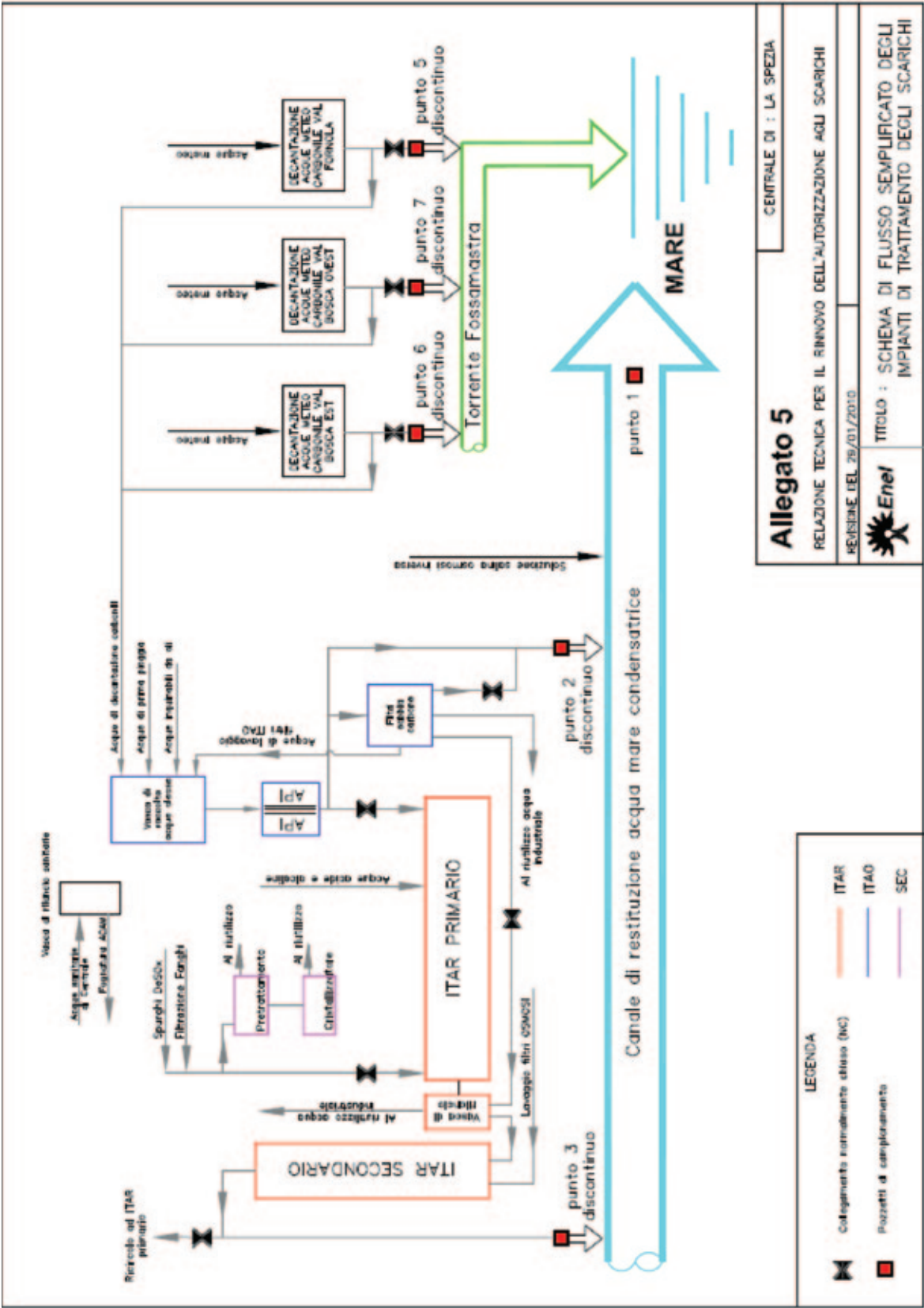


Figura 8
Impianto integrato di trattamento delle acque



Trattamento e scarico delle acque

L'impianto di trattamento integrato ITAR-TSD è in grado di depurare portate che variano da 80 a 150 m³/h grazie a due serbatoi di accumulo da 1.600 m³. Il trattamento prevede la precipitazione degli inquinanti chimici mediante l'uso di opportuni reagenti in due fasi successive (precipitazione primaria e secondaria): i fanghi che si formano dalle reazioni ed i solidi sospesi sono fatti sedimentare in apposite sezioni di chiarificazione, ed infine, prima dello scarico, con la neutralizzazione delle acque (correzione del pH).

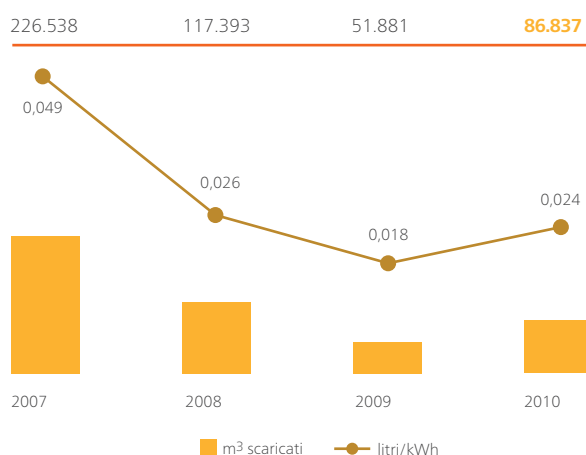
I fanghi ottenuti dal primo e dal secondo stadio di sedimentazione vengono filtrati e pressati per eliminare l'acqua contenuta.

Quando, per qualsiasi ragione, le caratteristiche chimiche dell'acqua da scaricare non soddisfano i valori accettabili per lo scarico o il riutilizzo, grazie alla capacità di accumulo è possibile intercettare lo scarico e rimandare l'acqua in testa al processo in modo da ripetere l'intero ciclo di trattamento.

Le acque trattate dall'impianto di trattamento ammontano mediamente a circa 1.600 m³/giorno. Le quantità sca-

ricate negli ultimi anni sono mostrate nel grafico 11 unitamente alle quantità specifiche, vale a dire ai litri scaricati per ogni kWh prodotto.

Grafico 11
Acque scaricate dall'impianto di trattamento integrato



Nel corso degli anni, nonostante la minore produzione complessiva di energia elettrica e l'aumento percentuale della produzione dell'unità 3 a carbone, si registra una complessiva diminuzione del valore specifico dell'acqua scaricata in relazione all'aumento della quota recuperata

conseguente anche all'entrata in esercizio del nuovo impianto Cristallizzatore.

A seguito dell'entrata in servizio del cristallizzatore, tutte le acque trattate dall'impianto ITAR sono riutilizzate all'interno del ciclo produttivo; le sole acque scaricate sono quelle provenienti dal lavaggio dei filtri a sabbia dell'impianto di osmosi utilizzato per la produzione dell'acqua dissalata. L'indicatore specifico per i 2010 aumenta rispetto al 2009 a causa del maggior funzionamento dell'impianto di osmosi inversa per la produzione di acqua industriale.

Cristallizzatore

Al fine di massimizzare il recupero delle acque trattate dall'impianto ITAR-TSD, per poterle riutilizzare nel ciclo produttivo e nel contempo minimizzare gli scarichi, è stato

realizzato un nuovo impianto per il trattamento degli effluenti prodotti dal desolfatore.

L'impianto è basato su un sistema di evaporazione e cristallizzazione dei suddetti reflui, che realizza la separazione allo stato solido di tutti i sali presenti mediante la completa distillazione dell'acqua che viene raccolta e riutilizzata.

Il nuovo impianto risponde pertanto sia all'esigenza di riduzione dell'impatto dovuto ai reflui prodotti dalla centrale, sia a quella di massimizzare il recupero della risorsa idrica; non comporta la modifica del ciclo produttivo della centrale, ma solo un miglioramento del ciclo delle acque.

I miglioramenti conseguenti all'entrata in servizio dell'impianto, avvenuta progressivamente nel corso del 2008, sono pienamente avvertibili dal 2009.



Controllo degli scarichi

Gli scarichi sono adeguatamente controllati dal laboratorio chimico della centrale per assicurare il rispetto dei valori limite della tabella 3 dell'allegato 5 del D.Lgs. 152/06, come prescritto dalla vigente autorizzazione. Le metodiche analitiche utilizzate sono quelle stabilite ai sensi del predetto Decreto. Sono anche previste misure in continuo

per i parametri che possono presentare una elevata variabilità, in particolare si misurano in continuo:

- > la temperatura ed il contenuto di cloro attivo nelle acque di raffreddamento;
- > il pH, la torbidità e la conducibilità nelle acque industriali depurate;
- > la presenza di idrocarburi sulle acque in uscita dall'impianto di disoleazione (vasche API).

La gestione tecnica dei sistemi di trattamento degli scarichi e le modalità di controllo dei parametri prima dello scarico, incluse le modalità di taratura della strumentazione, sono governati da precise istruzioni operative adottate nell'ambito del Sistema di Gestione Ambientale e quindi la loro corretta applicazione è oggetto di verifiche nel corso degli audit.

Nella tabella 10 sono riportate le concentrazioni medie annue e i quantitativi annui totali delle sostanze scaricate dall'impianto di trattamento integrato negli anni 2007, 2008, 2009 e 2010. I valori delle quantità medie annue sono stati calcolati in base alle portate e alle concentrazioni delle sostanze presenti negli scarichi stessi.

Tabella 10

Concentrazioni e dati quantitativi delle sostanze scaricate dopo la depurazione nell'ITAR

Parametri fisici e chimici	Valori limite di legge	Valori rilevati							
		2007		2008		2009		2010	
	mg/l	mg/l	kg/anno	mg/l	kg/anno	mg/l	kg/anno	mg/l	kg/anno
Solidi sospesi totali	80	14,955	3.387,86	17,873	2.098,22	23,499	1.219,15	29,092	2.526,22
C.O.D.	160	90,580	20.519,92	94,710	11.118,28	82,624	4.286,60	94,797	8.231,92
Alluminio	1	0,097	22,01	0,142	16,65	0,115	5,99	0,060	5,24
Arsenico	0.05	0,008	1,80	0,000	0,00	0,000	0,00	0,000	0,00
Cadmio	0.02	0,000	0,00	0,000	0,00	0,000	0,00	0,000	0,00
Cromo VI	0.02	0,000	0,00	0,000	0,00	0,000	0,00	0,000	0,00
Cromo tot.	0.02	0,000	0,07	0,000	0,00	0,000	0,00	0,000	0,00
Ferro	2	0,076	17,30	0,014	1,67	0,129	6,72	0,056	4,88
Mercurio	0.005	0,000	0,00	0,000	0,00	0,000	0,00	0,000	0,00
Nichel	2	0,068	15,35	0,004	0,52	0,043	2,22	0,003	0,27
Piombo	0.02	0,002	0,42	0,000	0,00	0,000	0,00	0,000	0,00
Rame	0.01	0,006	1,43	0,008	0,99	0,008	0,44	0,005	0,41
Zinco	0.05	0,120	27,10	0,148	17,38	0,157	8,16	0,175	15,22
Azoto ammoniacale	15	0,589	133,34	0,000	0,00	0,140	7,27	0,144	12,51
Azoto nitroso	0.06	0,095	21,49	0,066	7,79	0,000	0,00	0,000	0,00
Solfiti	1	0,000	0,00	0,000	0,00	0,000	0,00	0,067	5,82
Idrocarburi totali	5	0,013	2,96	0,000	0,00	0,000	0,00	0,000	0,00
Manganese	2	0,136	30,79	0,078	9,21	0,087	4,52	0,033	2,90
Cloro attivo	0.02	0,000	0,00	0,000	0,00	0,000	0,00	0,000	0,00
Fluoruri	6	0,989	224,16	1,543	181,09	1,021	52,96	0,330	28,70
Valori di pH	5.5-9.5	7,6		7,6		8,1		8,1	

La determinazione dei valori allo scarico avviene mensilmente. Per alcuni parametri soggetti a variabilità i controlli avvengono con maggiore frequenza, anche giornaliera. Le concentrazioni misurate per le sostanze che hanno quantitativi annuali di scarico nulli risultano sempre inferiori ai limiti di rilevabilità dei metodi analitici utilizzati, che sono quelli previsti dalle disposizioni di legge. Per alcuni metalli i valori determinati sono risultati ai limiti della determinabilità analitica e pertanto hanno scarso significato statistico.

Produzione, riutilizzo, recupero e smaltimento rifiuti

Le quantità complessive di rifiuti prodotti nell'impianto sono riassunte nel grafico 12 unitamente all'indicatore produzione specifica espresso in g/kWh.

Nella tabella 11 sono riportati, per i principali rifiuti conferiti, sia i quantitativi recuperati che quelli non recuperati.

La produzione è ingente, ma la maggior parte dei rifiuti prodotti viene recuperata.

La percentuale dei rifiuti recuperati rispetto al totale di quelli prodotti è rappresentata nel grafico 13.

Il valore elevato di rifiuti pericolosi nell'anno 2010 è dovuto alle attività di manutenzione del collettore generale di raccolta delle acque inquinate da oli che ha originato la produzione di fango.

Per massimizzare la percentuale di recupero è necessario contemperare i ritmi di produzione con le capacità di utilizzazione da parte dei soggetti che possono operare il recupero.

A tale scopo è utile accumulare in centrale adeguati quantitativi dei rifiuti da inviare al recupero. Questo tipo di gestione può essere effettuata solo in base ad una specifica autorizzazione che disciplina i quantitativi massimi accumulabili e le modalità di deposito, in modo da assicurare un elevato grado di protezione delle persone e dell'ambiente.

Grafico 12
Rifiuti prodotti

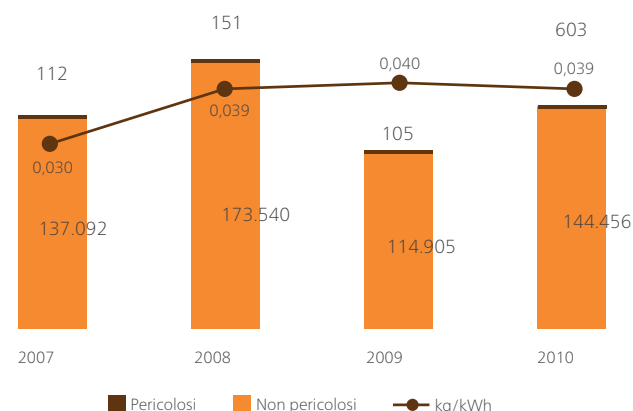
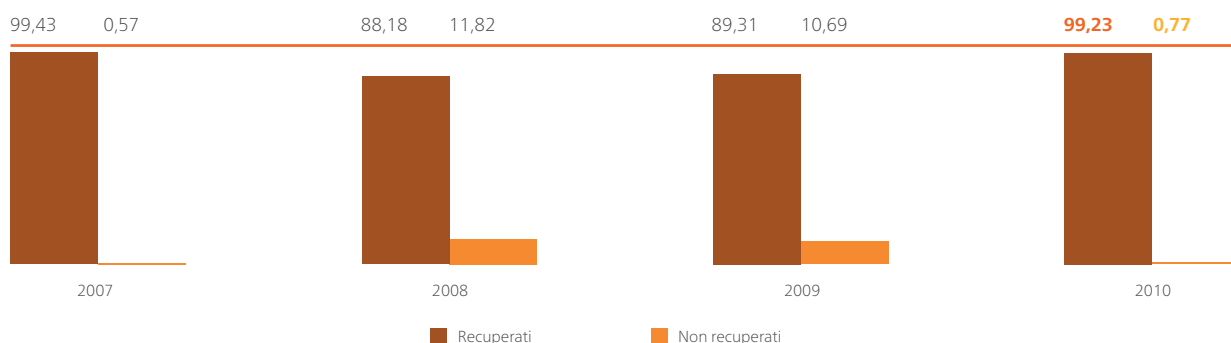


Grafico 13
Percentuale di recupero dei rifiuti



La centrale della Spezia, con autorizzazione rilasciata dalla Provincia della Spezia, è autorizzata al deposito preliminare, finalizzato alle operazioni di smaltimento o di recupero, delle seguenti tipologie di rifiuti non pericolosi:

- > cenere leggera da carbone, per una capacità fino a 9.500 m³
- > cenere pesante da carbone, per una capacità fino a 220 m³

- > fanghi prodotti dall'impianto trattamento acque reflue, per una capacità fino a 550 m³
- > fanghi prodotti dall'impianto di cristallizzazione, per una capacità fino a 200 m³
- > gessi provenienti dall'impianto di desolforazione, fino alla capacità di 7.500 m³.

Tabella 11

Quantitativi recuperati e inviati a discarica delle principali tipologie di rifiuti (espressi in kg)

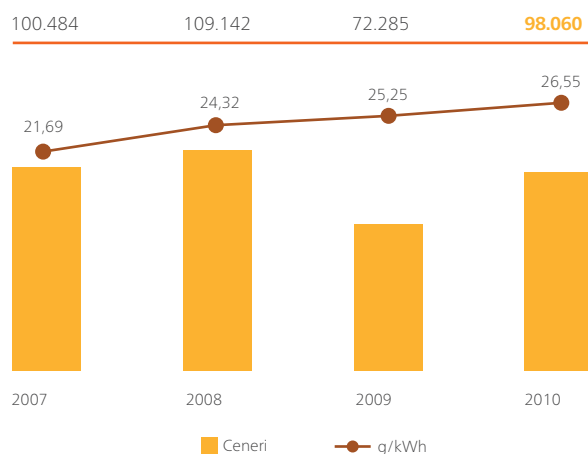
	Codice	2007	2008	2009	2010
TOTALE RIFIUTI NON PERICOLOSI CONFERITI		137.092.260	173.800.808	114.904.970	144.455.900
Totale rifiuti non pericolosi recuperati, tra cui:		136.374.580	153.159.868	102.668.930	143.942.520
Ceneri pesanti di carbone	100101	1.087.940	1.671.620	1.667.720	1.543.270
Ceneri leggere di carbone	100102	99.396.110	107.470.198	70.616.810	96.516.970
Gesso da desolforazione	100105	33.143.350	38.299.060	24.902.100	39.266.410
Fanghi da tratt. acque reflue	100121	2.406.660	5.263.510	4.740.940	5.727.710
Fanghi da tratt. acque reflue (SEC)	100121	0	69.550	318.880	420.700
Imballaggi in più materiali	150106	26.430	11.190	60.330	151.180
Legno	170201	25.220	53.640	55.250	24.460
Ferro e acciaio	170405	217.400	282.900	262.930	211.190
Inerti da demolizioni	170904	38.140	38.200	43.540	50.860
Altri rifiuti non pericolosi		33.330	0	430	29.770
Totale rifiuti non pericolosi non recuperati, tra cui:		627.680	20.640.940	12.236.040	513.380
Ceneri leggere da bonifica suoli	100102	0	20.000.230	11.761.660	0
Fanghi da tratt. acque reflue	100121	0	0	0	213.060
Fanghi da tratt. acque (SEC)	100121	0	174.230	185.600	184.580
Imballaggi in più materiali	150106	125.590	73.890	123.800	0
Materiali filtranti (Filtri per aria)	150203	3.350	7.420	6.280	0
Rifiuti organici (da filtrazione acqua mare)	160306	254.040	46.870	18.700	13.940
Legno	170201	0	5.360	0	0
Altri materiali isolanti	170604	0	0	0	0
Resine a scambio ionico	190905	7.780	0	0	0
Rifiuti liquidi da operaz. di risanamento	191308	68.850	0	0	0
Fanghi settici	200304	107.500	99.600	94.300	101.800
Altri rifiuti non pericolosi		60.570	233.340	45.700	0
TOTALE RIFIUTI PERICOLOSI CONFERITI		112.301	150.791	105.080	602.680
Totale rifiuti pericolosi recuperati, tra cui:		16.250	6.220	43.170	4.490
Oli esausti	130208	10.310	3.760	42.660	3.930
Accumulatori al piombo	160601	5.940	2.460	0	560
Altri rifiuti pericolosi		0	0	510	0
Totale rifiuti pericolosi non recuperati, tra cui:		96.051	144.571	61.910	598.190
Assorbenti, filtri olio, stracci	150202	35.140	15.900	24.940	29.000
Terra e rocce, contenenti sost. pericol.	170503	0	0	0	0
Amianto	170601	20.810	6.050	24.030	25.730
Mat. isolanti con sostanze pericolose	170603	25.330	105.550	10.480	90.820
Fanghi contenenti sostanze pericolose	190813	0	0	0	450.000
Altri rifiuti pericolosi		14.771	17.071	2.460	2.640

Conferimento delle ceneri da carbone

Circa l'80% delle ceneri prodotte durante la combustione del carbone viene captato dagli elettrofiltri inseriti prima della ciminiera per depolverizzare i fumi, la parte restante si deposita direttamente sul fondo della camera di combustione. L'efficienza dell'abbattimento degli elettrofiltri supera il 99%. Le ceneri estratte pneumaticamente dagli elettrofiltri e dalla caldaia si raccolgono in appositi silos. Le operazioni di estrazione, raccolta e caricamento delle ceneri su mezzi idonei per il trasporto di materiali polverulenti viene effettuato automaticamente mediante circuiti pneumatici realizzati in modo da prevenire dispersioni di polveri.

Le ceneri da carbone così raccolte costituiscono rifiuti non pericolosi che possono essere utilizzati nei cementifici o per la preparazione di conglomerati cementizi. Il recupero di questi rifiuti, oltre a rispondere alle norme di legge (procedure semplificate previste per le operazioni di recupero dei rifiuti, artt. 214 e 216 del D.Lgs. 152/2006) – che prevedono in particolare un limite sul contenuto di particelle carboniose (incombusti) – deve sottostare al rispetto di più stringenti norme tecniche europee, previste per i materiali da costruzione. Le condizioni tecniche sono stabilite dalla UNI EN 12620 che definisce le caratteristiche degli inerti utilizzati come inerte del calcestruzzo e dalla UNI EN 450, che definisce le caratteristiche delle ceneri utilizzate nelle miscele del cemento. Pertanto le ceneri sono costantemente controllate secondo un protocollo definito dalle norme stesse, risultando conformi, come certificato dall'Organismo di Certificazione Spagnolo AENOR.

Grafico 14
Ceneri da carbone prodotte e destinate al recupero



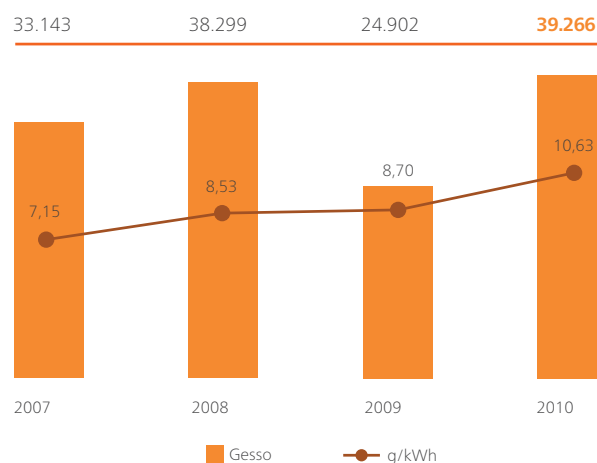
La totalità delle ceneri leggere da carbone per il periodo in oggetto è sempre stata conferita a recupero presso impianti operanti nel settore della produzione del cemento e del calcestruzzo. L'andamento della produzione specifica di ceneri è fortemente influenzata dall'incidenza sulla produzione totale dell'unità 3 a carbone e dalla percentuale di cenere contenuta nel carbone bruciato.

Conferimento del gesso da desolforazione

Il processo di desolforazione dei fumi genera ingenti quantitativi di gesso, la produzione specifica (g/kWh) dipende dal contenuto medio di zolfo nei combustibili.

Il gesso prodotto è stato totalmente destinato al recupero nell'industria cementiera.

Grafico 15
Gessi inviati al recupero



Anche per i gessi vale quanto detto per le ceneri leggere, ovvero della destinazione di tale rifiuto al recupero presso impianti operanti nel mercato dell'edilizia. L'aumento del valore specifico dipende dall'aumento percentuale della produzione della sezione 3.

Uso e contaminazione del terreno

Il sito di centrale e le aree di pertinenza sorgono sul sito di Pitelli di interesse nazionale individuato ai sensi del D.Lgs. 426/98 e come tale è soggetto agli obblighi di caratterizzazione e bonifica dei suoli e acque.

In questo ambito, l'attività di caratterizzazione ha visto un iter molto complesso e strutturato nel tempo che complessivamente consta di oltre 600 campioni di terreno analizzati in due campagne di indagine e un centinaio di campioni di acque di falda.

Le indagini hanno riguardato sia l'area vera e propria di centrale, sia aree non più utilizzate o accessorie, quali l'area ex bacini ceneri, l'area ex "Campo Ferro" e l'area del terminale marittimo.

La Conferenza dei Servizi, istituita presso il Ministero dell'Ambiente, nel luglio 2008 ha sancito l'assimilabilità dei bacini cenere ad una discarica per rifiuti non pericolosi e pertanto ha richiesto il rispetto dei corrispondenti limiti di permeabilità del fondo e del marginamento laterale. È stata quindi richiesta l'emissione di un progetto definitivo di messa in sicurezza permanente dell'area che sarà realizzato successivamente alla verifica di impermeabilità.

Nell'area di centrale le indagini hanno evidenziato, limitatamente ad alcuni parametri, dei superamenti puntuali del valore limite ammesso per i terreni delle aree industriali e la contaminazione della falda in una ristretta area circoscritta. Le successive indagini messe in campo tramite lo studio dei solfati realizzato da ACAM, ARPAL e Università di Genova hanno evidenziato che la presenza diffusa di solfati e cloruri nelle aree di centrale sia da imputare ad origine naturale (termale) a meno di una parte di origine antropica sostanzialmente sita alla base dell'argine dei bacini cenere e proveniente dall'acqua marina con cui venivano in passato pompate le ceneri nei bacini. A tal riguardo la centrale ha redatto (nel luglio 2010) ed inviato al Ministero dell'Ambiente il "Progetto di bonifica dei suoli e di messa in sicurezza operativa della falda" che è stato istruito dal MATTM nel corso della CdS decisoria del 28 ottobre 2010. In merito al progetto in esame il MATTM ha richiesto una serie di integrazioni tra cui l'elaborazione di un'Analisi di Rischio ai sensi del D. Lgs. 152/06 e s.m.i. A tale riguardo è attualmente in fase di predisposizione una modifica al progetto che recepisca le osservazioni indicate dal Ministero.

Concluso sempre nel 2009 l'iter di bonifica del punto di sversamento oleodotto avvenuto nel novembre 2006. Al riguardo le attività di monitoraggio ambientale della falda richieste dal Ministero dell'Ambiente hanno dato esito negativo, confermando la bontà delle attività di bonifica messe in campo. A tale riguardo il MATTM, durante la CdS decisoria del 28 ottobre 2010, ha ritenuto concluso l'iter di bonifica messo in campo da Enel ed ha ritenuto inoltre di concludere le attività di monitoraggio della falda

effettuate nel corso dell'ultimo anno. Sempre nel corso del 2009 è stata effettuata l'attività di caratterizzazione dell'area del molo in concessione. In accordo con ARPAL è stato deciso di ripetere l'analisi su taluni piezometri particolarmente vicini allo specchio acque per escludere l'interferenza dell'acqua di mare.

Bacini ceneri

All'inizio degli anni '60, secondo il progetto presentato dalla Società Edison-Volta per la realizzazione della centrale e dei relativi impianti ausiliari, furono costruiti due bacini per il deposito delle ceneri. Essi sono situati in località Pian di Pitelli su un'area recintata di circa 13 ettari di proprietà Enel collocata nei territori comunali di La Spezia e di Arcola.

I bacini furono ottenuti dallo sbarramento di una depressione valliva naturale mediante la costruzione di tre argini aventi altezze di 22, 12 e 14 metri e il totale utile di invaso è di circa 850.000 m³. Negli anni '70, a seguito di una prescrizione del Servizio Dighe, il complesso delle opere è stato oggetto di lavori di consolidamento ed impermeabilizzazione. Gli sbarramenti furono definitivamente collaudati il 31/10/1979 ai sensi del DPR n. 1363/59 e da allora eserciti sotto il controllo del Servizio stesso.

Inizialmente tutte le ceneri prodotte venivano convogliate nei bacini con un sistema di trasporto idraulico ad acqua di mare. Dal 1990 sono state inviate nei bacini solo le ceneri pesanti (che rappresentano circa il 20% della produzione), in quanto, da tale anno, le ceneri leggere sono state estratte con aria ed inviate direttamente al recupero.

Dal 1983 al 1991 sono stati operati svuotamenti periodici dei bacini asportando circa 1.400.000 tonnellate che per l'80% circa sono state riutilizzate per la formazione di terrapieni, il restante 20% è stato invece smaltito in discarica. L'utilizzazione dei bacini è terminata nel 1999 in seguito alla fermata della sezione 4 e all'adozione del sistema di estrazione a secco anche per le ceneri pesanti prodotte dalla sezione 3.

Nell'agosto '99 è stato pertanto presentato alla Provincia della Spezia un progetto di risanamento dell'area dei bacini. Con l'emanazione del DM 10/01/2000, i bacini sono stati inseriti nel perimetro del sito di interesse nazionale Pitelli. Il Decreto è stato emanato ai sensi della legge n. 426/98 "Nuovi interventi in campo ambientale" che disciplina gli interventi di bonifica e ripristino ambientale dei siti inquinati. In conformità a tali disposizioni, Enel ha presentato al Ministero un progetto preliminare di messa in

sicurezza e ripristino dei bacini ceneri. L'iter autorizzativo per l'esecuzione degli interventi è tuttora in corso.

Nel corso del 2009 sono state realizzate importanti attività di indagine geognostica, finalizzate alla predisposizione di un progetto definitivo di messa in sicurezza permanente dell'area. Vista la complessità dell'intervento e la necessità di valutare approfonditamente le interazioni dei bacini con l'ambiente circostante, anche alla luce del progetto di

bonifica della falda nell'area di centrale presentato nel luglio 2010, Enel ha commissionato diversi studi di fattibilità a società primarie nel campo delle bonifiche ambientali per poter avere tutti gli strumenti al fine di individuare la soluzione più idonea da adottare. È attualmente prevista nel corso del 2011 la predisposizione del progetto di messa in sicurezza permanente dell'area Bacini ceneri.

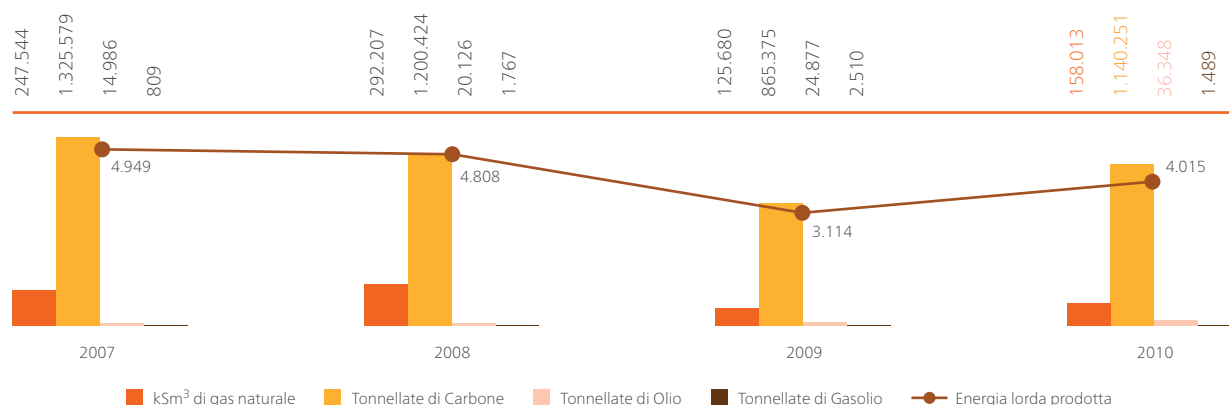
Uso di materiali e risorse naturali (incluso combustibili ed energia)

Utilizzo di combustibili

I combustibili utilizzati nel processo produttivo sono il carbone, l'olio combustibile denso, il gas naturale ed il gasolio. I consumi sono riassunti nel grafico 16.

Grafico 16

Consumo dei combustibili



Carbone, olio combustibile denso e gasolio sono utilizzati solo sull'unità 3, il metano è utilizzato sulle unità 1 e 2 ed in parte anche sull'unità 3, in particolare durante le fasi di avviamento.

Tabella 12

Quantitativi di gas naturale utilizzati sull'unità 3

	2007	2008	2009	2010
Gas naturale, in kSm ³	14.202	8.641	9.676	13.307
Numero avviamenti	10	14	18	23

Il fabbisogno di calore complessivo destinato alla produzione di energia elettrica ed i contributi percentuali di ciascun combustibile sono mostrati nel grafico 17. Il calore si ottiene moltiplicando le quantità di combustibile per il corrispondente potere calorifico medio, ossia il calore fornito da 1 kg di combustibile solido o liquido, oppure da 1 m³ di combustibile gassoso (vedi tabella 13).

Grafico 17

Fabbisogno di combustibili e percentuale in calore

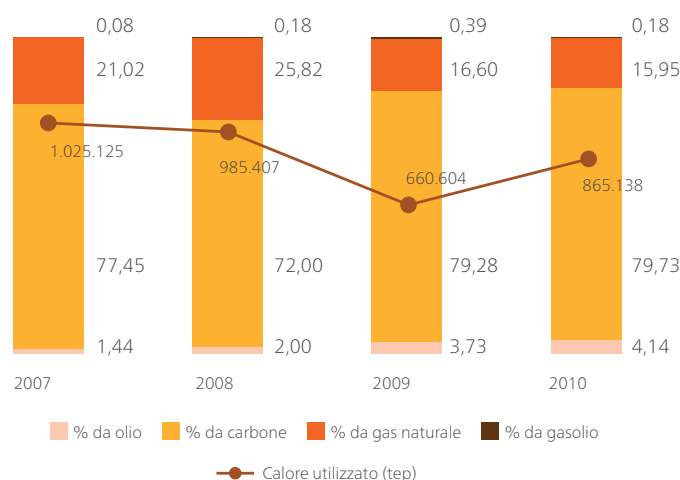


Tabella 13

Caratteristiche dei combustibili utilizzati

			2007	2008	2009	2010
Gas naturale	Potere calorifico	kcal/ Sm ³	8.707	8.707	8.727	8734
Carbone	Potere calorifico	kcal/ kg	5.990	5.910	6.052	6049
	zolfo	%	0,55	0,58	0,67	0,67
	ceneri	%	7,60	8,28	8,20	8,10
OCD	Potere calorifico	kcal/ kg	9.877	9.775	9.903	9851
	zolfo	%	0,78	0,70	0,45	0,60
Gasolio	Potere calorifico	kcal/ kg	10.266	10.274	10.285	10289
	zolfo	%	0,10	0,07	8.727	0,07

Approvvigionamento e stoccaggio del carbone

Il carbone è scaricato nel porto della Spezia da navi attraccate su un molo dedicato alle attività Enel. Dalle navi, mediante due scaricatori concepiti per minimizzare le dispersioni di polveri, il carbone viene posato direttamente su nastro e trasportato verso i due parchi di stoccaggio asserviti all'impianto, uno in Val Fornola e uno in Val Bosca. La capacità di stoccaggio complessiva è di circa 450.000 t.

I parchi carbone sono stati realizzati su avvallamenti naturali il cui fondo è di natura argillosa e le cui pareti sono state coperte da lastre di cemento. La conformazione orografica dei due avvallamenti, la localizzazione in area isolata e protetta, la vegetazione di alto fusto che li circonda, la costante operazione di compattazione effettuata dai mezzi meccanici non consente significative dispersioni di polveri dai cu-

muli stoccati. Inoltre, sono stati installati dei dispositivi (*fog cannon*) che, emettendo forti getti di aria e acqua nebulizzata, abbattano ulteriormente la polverosità.

I nastri di trasporto carbone, dal porto ai depositi e dai depositi verso la sezione 3 dell'impianto, hanno una lunghezza complessiva di circa 2.200 metri e una capacità di trasporto di 1.100 t/h. I nastri sono allocati all'interno di tunnel, completamente chiusi, per prevenire la diffusione delle polveri e possibili sporcamenti lungo il percorso. I nastri sono collegati da otto torri di smistamento e di rinvio, anch'esse dotate di sistemi per prevenire la dispersione di polveri; per evitare completamente la dispersione di polveri di carbone, alcune torri, poste in prossimità dei confini dell'impianto, sono completamente chiuse.

Figura 9

Deposito di carbone in Val Bosca - dispositivo *fog cannon* per l'abbattimento delle polveri di carbone



Approvvigionamento e stoccaggio di olio combustibile denso (OCD)

L'olio combustibile viene scaricato dalle petroliere mediante le pompe di bordo (con una portata di 1.000 t/h) e trasferito, senza stoccaggio in zona portuale, al deposito della centrale costituito da quattro serbatoi, due da 50.000 m³ e due da 30.000 m³.

Le aree portuali in cui si effettua lo scarico dell'OCD sono dotate di sistemi di contenimento atti a fronteggiare eventuali versamenti di combustibile in modo da prevenire gli inquinamenti del sottosuolo e delle acque portuali. L'oleodotto di trasferimento, collocato in gran parte lungo lo stesso percorso del nastro carbone, ha uno sviluppo complessivo di circa 3 km, ha diametri di 12 e 16 pollici ed è adeguatamente coibentato e riscaldato. Le tubazioni hanno una disposizione prevalentemente superficiale a

vista, i tratti interrati sono stati completamente inseriti in cunicoli di protezione ispezionabili. La possibilità di ispezionare i tratti interrati di oleodotto e l'adozione di procedure di sorveglianza hanno praticamente annullato il rischio di contaminazione del suolo.

Approvvigionamento e stoccaggio del gasolio

Il gasolio destinato alla produzione di energia viene utilizzato solo nelle caldaie ausiliarie e per alimentare le cosiddette torce pilota della terza unità. Il gasolio necessario è approvvigionato tramite autobotti ed è stoccato in un serbatoio della capacità di 300 m³.

Il sistema di scarico delle autobotti è dotato di tutte le necessarie misure di sicurezza e di prevenzione dell'inquinamento del suolo.

Approvvigionamento del gas naturale

Il gas naturale proviene dalla rete di distribuzione SNAM, collegata all'impianto tramite un apposito gasdotto che termina in centrale con una stazione di riduzione della pressione. Oltre alle apparecchiature di riduzione della pressione e di riscaldamento del gas, nella stazione di decompressione trovano posto i contatori di misura del gas consumato, regolarmente tarati e controllati. L'impianto di riscaldamento serve a compensare il calore assorbito dal gas in espansione.

Il rendimento energetico

È noto che il calore è la forma di energia meno pregiata, ciò comporta, ad esempio, che mentre è sempre possibile trasformare totalmente in calore 1 kWh di energia elettrica, ottenendo 860 kcal, non sarà mai possibile ottenere da 860 kcal, 1 kWh di energia elettrica. In altre parole disponendo di una certa quantità di calore non è possibile in nessun modo trasformarlo tutto in energia elettrica, ma è possibile solo trasformarne una parte. La misura di quanto calore sia possibile trasformare in energia elettrica attraverso un impianto termoelettrico è fornita dal rendimento energetico dell'impianto che rappresenta semplicemente la percentuale di calore trasformata in energia elettrica ed immessa in rete, rispetto al calore ottenuto dal combustibile bruciato. Nelle applicazioni industriali i valori di rendimento più elevati si attestano intorno al 60%.

Il rendimento è tanto più alto quanto più alta è la temperatura del fluido in ingresso alla turbina, pertanto varia notevolmente in relazione al tipo di impianto ed alle tecnologie usate dai costruttori. I valori di rendimento più alti si raggiungono con i cicli combinati, mentre con gli impianti a vapore tradizionale possono essere raggiunti valori inferiori. Nella centrale della Spezia il rendimento massimo delle due sezioni a ciclo combinato è infatti circa pari al 55%, quello della sezione 3, che opera con un ciclo a vapore di tipo tradizionale, è circa pari al 39%. La maggior parte del calore non trasformato deve essere smaltito attraverso le acque di raffreddamento.

Nelle condizioni di funzionamento reale il rendimento può essere più basso di quello ottimale per una serie di ragioni tra le quali devono essere considerate anche quelle ambientali: la temperatura dell'aria, la pressione atmosferica, la temperatura dell'acqua di mare.

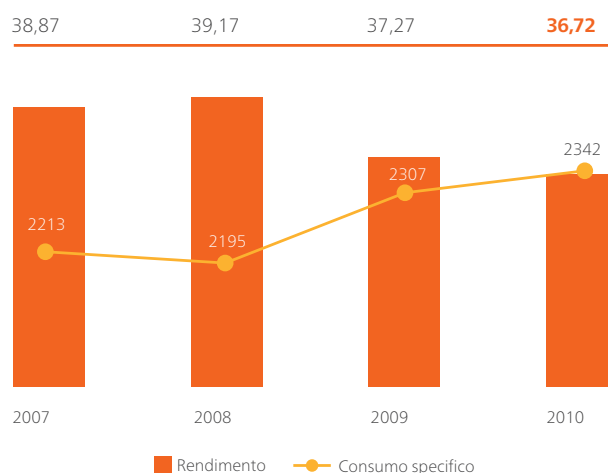
L'aumento della temperatura dell'acqua di mare è una

causa importante di perdita di rendimento; tanto più è bassa la temperatura dell'acqua di raffreddamento in uscita dall'impianto tanto più alto sarà il rendimento. Naturalmente incidono in maniera sensibile sul rendimento gli autoconsumi elettrici per l'alimentazione dei macchinari e dei servizi d'impianto, la qualità della combustione, le condizioni di degrado dei macchinari.

Il rendimento complessivo d'impianto, calcolato considerando l'energia elettrica immessa in rete ed il calore totale ottenuto dai combustibili bruciati, è mostrato nel grafico 18. Le variazioni di rendimento sono essenzialmente dovute al livello di funzionamento delle tre unità (l'unità 3 a carbone ha rendimento minore) e alla modalità di utilizzo in relazione alle esigenze della rete elettrica nazionale; infatti negli ultimi anni, sono state richieste erogazioni di potenza inferiori a quella nominale e ciò comporta un funzionamento con rendimenti più bassi rispetto al valore ottimale.

Grafico 18

Rendimento energetico e consumo specifico



Nel grafico è anche riportato l'indicatore consumo specifico, vale a dire il consumo di calore per ogni kWh prodotto. L'indicatore è un numero inversamente proporzionale al rendimento ($\text{Consumo specifico} = 100 \cdot 860 / \text{rendimento}$).

Utilizzo delle acque

L'impianto usa acqua di mare prelevata dal golfo per il raffreddamento e per la produzione di acqua dissalata mediante impianti ad osmosi inversa. La quantità di acqua marina utilizzata per il raffreddamento corrisponde a quella scaricata. L'impianto ad osmosi inversa è in grado di produrre fino a 150 m³/h di acqua dissalata.

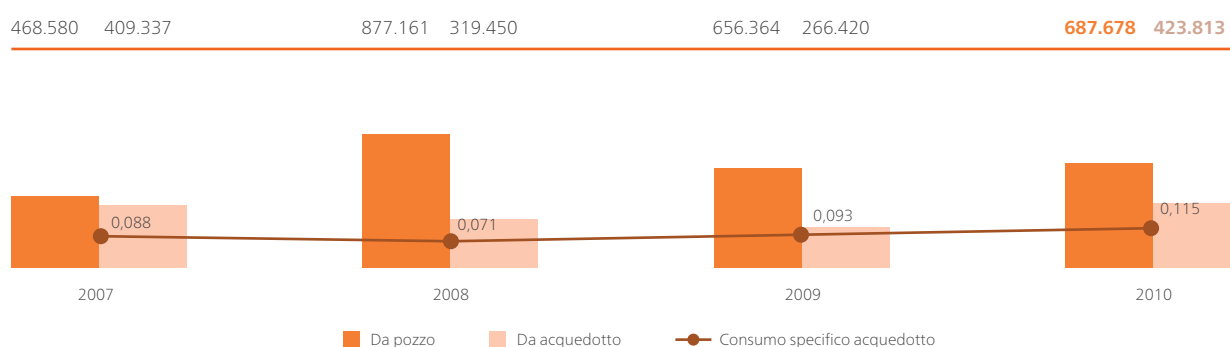
Nonostante la produzione di acqua dissalata, per la copertura del fabbisogno di acqua dolce si ricorre al prelievo di acqua dall'acquedotto consortile intercomunale e alle acque di falda mediante quattro pozzi situati a est dell'area d'impianto. I pozzi sono stati regolarmente denunciati secondo le pertinenti disposizioni del D.Lgs. 12/07/1993, n. 275 e della successiva legge 36/94.

Il grafico 19 mostra i prelievi di acqua dolce, da acquedotto e da pozzi, e l'indicatore in litri/kWh relativo all'acqua da acquedotto.

L'acqua dolce occorre per produrre il vapore, per i lavaggi industriali, per attivare il processo di desolfurazione, per i servizi antincendio e, in misura minore, per i servizi generali. Sul consumo di acqua pertanto incide in maniera sensibile il funzionamento della terza unità a causa del desolfatore.

Una parte del fabbisogno viene coperta anche attraverso il recupero quasi totale delle acque reflue utilizzate dopo il trattamento di depurazione. Si tratta sia delle acque trattate dall'impianto di dissalatura che dall'impianto chimico.

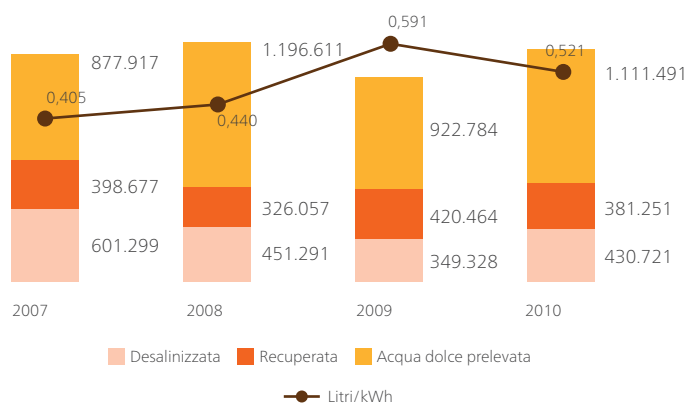
Grafico 19
Prelievi acque dolci



Il grafico evidenzia per il 2010 un aumento dei prelievi da acquedotto a causa del fermo per manutenzione dell'impianto di osmosi che, in particolare, ha interessato il secondo stadio che alimenta l'impianto di demineralizzazione.

Il grafico 20 mostra il fabbisogno complessivo di acqua dolce, inteso come somma dei prelievi da acquedotto e da pozzo e dell'acqua desalinizzata autoprodotta nonché delle acque recuperate dopo il trattamento.

Grafico 20
Fabbisogno idrico totale e specifico



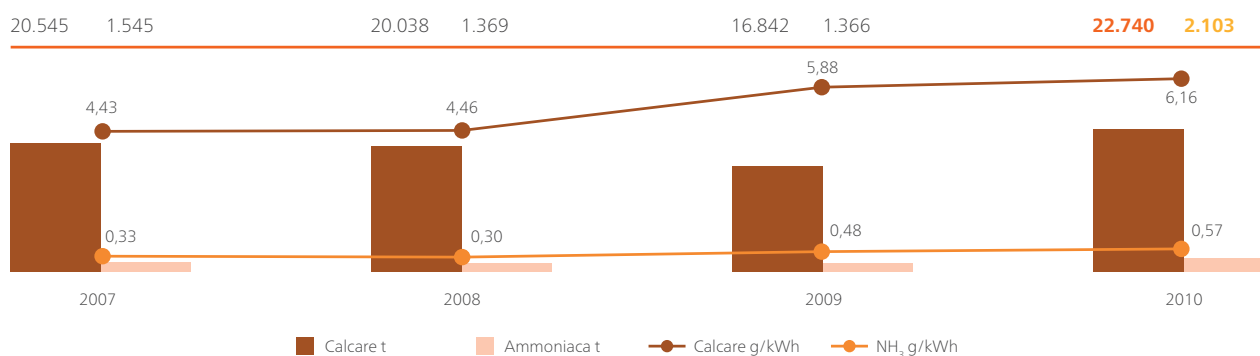
Nel campo del risparmio idrico sono state intraprese importanti attività che tendono a ridurre il consumo di acqua dolce prelevata e a incrementare il consumo di acqua recuperata; il risultato è comunque influenzato da molteplici fattori esterni ed interni, in considerazione anche del fatto

che la sezione 3, a parità di produzione, consuma quantitativi notevolmente maggiori di acqua. Ciò è evidenziato dal grafico 20 in cui sono riportati anche i quantitativi di acqua ottenuta dall'impianto di osmosi e dal riutilizzo dei reflui.

Utilizzo di materiali e sostanze

Qualità e quantità delle sostanze e dei materiali utilizzati non richiedono le misure gestionali previste dall'applicazione del decreto legislativo 334/1999 "controllo dei pericoli di incidenti rilevanti" (la cosiddetta legge SEVESO) e dei provvedimenti di aggiornamento successivi. Tuttavia l'utilizzo di materiali sostanze è tenuto sotto controllo mediante inventario e la gestione delle "Schede di Sicurezza" predisposte dai produttori secondo precise disposizioni di legge. Attraverso l'adozione di una apposita procedura si tende, quando possibile, ad evitare l'acquisto di nuove sostanze e materiali pericolosi per l'uomo e per l'ambiente e ad eliminare o ridurre l'impiego di quelle già in uso. Per tutte le fasi di gestione delle sostanze – vale a dire approvvigionamento, stoccaggio e movimentazione interna, impiego finale – la procedura stabilisce anche modalità operative volte a garantire la prevenzione degli incidenti e la salute e la sicurezza dei lavoratori, nonché i criteri comportamentali per fronteggiare le situazioni di emergenza che possono conseguire a versamenti e dispersioni accidentali. Tutti i serbatoi di stoccaggio di sostanze liquide sono disposti entro bacini o vasche di contenimento, i cui sistemi di drenaggio convogliano eventuali perdite e le acque meteoriche di dilavamento verso l'impianto di trattamento delle acque reflue. Eventuali perdite non hanno quindi alcun effetto ambientale interno e tanto meno esterno. Le sostanze polverulente sono contenute entro silos dotati di sistemi filtranti, capaci di trattenere emissioni significative di polveri.

Grafico 21
Utilizzo reagenti trattamento fumi



L'incremento nel consumo specifico del calcare negli anni 2009 e 2010 è legato alla maggior presenza di zolfo medio nel carbone utilizzato (come si evince da quanto riportato nella già citata tabella 13).

Utilizzo di reagenti per la depurazione dei fumi

L'abbattimento dell'anidride solforosa richiede calcare finemente polverizzato che, dopo la reazione, si trasforma in gesso, il quale è direttamente utilizzabile per la produzione di cemento o di manufatti per l'edilizia. In seguito al felice esito di un progetto innovativo di miglioramento ambientale, il calcare in polvere è stato completamente sostituito dalla marmettola, che è un sottoprodotto della lavorazione del marmo. Per questo progetto, ideato e realizzato nella centrale della Spezia, Enel ha ricevuto un importante riconoscimento da Legambiente e Regione Lombardia.

Per l'abbattimento degli ossidi di azoto si utilizza l'ammoniaca, che reagendo in presenza di un catalizzatore forma azoto molecolare ed acqua.

L'ammoniaca usata, approvvigionata tramite autobotti, è contenuta in una soluzione acquosa con concentrazione inferiore al 25%. Ciò consente di limitare fughe di ammoniaca; la zona di scarico delle autobotti è idonea per far fronte ad eventuali fughe, una apposita istruzione operativa regola la fase di scarico. L'area di stoccaggio dell'ammoniaca è costituita da due serbatoi della capacità di 500 m³ ciascuno, mantenuti in cappa d'azoto; è monitorata con sensori che rilevano eventuali fughe di ammoniaca ed è dotata di efficienti reti di spruzzatori d'acqua, per l'eventuale abbattimento.

Il grafico 21 riporta i dati di consumo dei due materiali.

L'incremento nel consumo specifico dell'ammoniaca negli anni 2009 e 2010 è legato alla maggior percentuale di produzione a carbone alle diverse caratteristiche dei carboni utilizzati.

Utilizzo di reagenti per il trattamento e depurazione delle acque

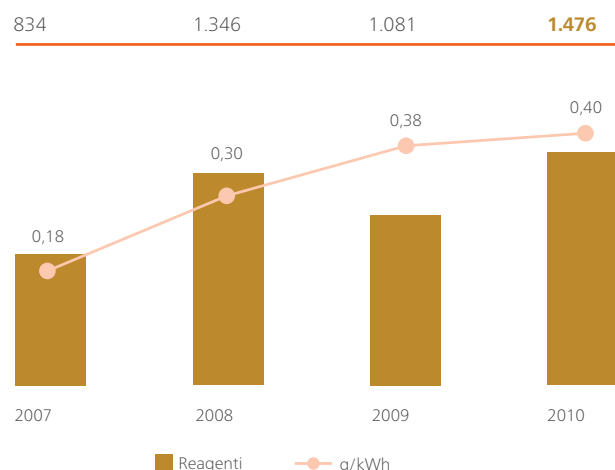
Per il controllo dei fenomeni corrosivi è necessario condizionare chimicamente le acque che circolano all'interno delle tubazioni ed apparecchiature che compongono il ciclo termico di produzione. In passato si utilizzava a tale scopo l'idrazina (quale forte riducente), oggi il trattamento attuato è diverso, si usa ossigeno sulla sezione 3 e ammoniaca sulle sezioni 1 e 2.

Per limitare la formazione del "fouling marino" nei condensatori e nei canali di prelievo e restituzione dell'acqua di mare di raffreddamento si utilizza come già detto ipoclorito di sodio. I reagenti usati per il trattamento di depurazione delle acque di processo sono, in maniera preponderante, l'acido cloridrico, la soda caustica e la calce, ed in misura notevolmente minore il solfuro di sodio, il cloruro ferrico e ferroso e materiale polielettrolita.

Il consumo complessivo di reagenti è mostrato nel grafico 22, un maggiore dettaglio dei consumi è riportato invece nella tabella 14. L'incremento di consumo specifico rilevabile dal grafico è dovuto essenzialmente all'entrata in esercizio dell'impianto di trattamento dei reflui del desolforatore (SEC) che consente una maggiore depurazione delle acque per il loro riutilizzo nel ciclo produttivo.

Grafico 22

Consumo complessivo e specifico dei reagenti per il trattamento e la depurazione delle acque



Materiali e sostanze per il funzionamento dei macchinari e delle apparecchiature

Per il funzionamento dei macchinari e delle apparecchiature sono necessarie diverse sostanze gassose (gas compressi).

> L'idrogeno è impiegato come fluido di raffreddamento dei turboalternatori a vapore delle tre sezioni. Esso viene stoccato in quattro pacchi bombole (uno in tampone e gli altri tre di riserva) della capacità di 200 Nm³ di gas ciascuno (25 bombole da 40 litri) poste in una fossa definita "fossa idrogeno". La fossa è dotata di tetto mobile (copertura scorrevole antiesplorazione), di un dispositivo per l'allagamento della fossa stessa e di un sistema di nebulizzatori d'acqua con finalità antincendio, secondo la normativa vigente. Per evitare il mescolamento dell'idrogeno con l'aria, che può dare luogo ad una miscela esplosiva, durante le fasi di riempimento e svuotamento del circuito idrogeno del turboalternatore si usa come gas di lavaggio l'anidride carbonica (CO₂). Lo stesso gas è usato nei sistemi antincendio.

> L'azoto gassoso, contenuto in bombole, è impiegato per l'eventuale conservazione a secco della caldaia. Per lo stoccaggio dell'ammoniaca è necessario mantenere azoto in pressione al di sopra del pelo libero della soluzione; a tale scopo si utilizza azoto liquido contenuto in un serbatoio "tipo Dewar" da 3.210 litri.

Sostanze lesive dello strato di ozono e/o ad effetto serra

L'Azienda ha provveduto al censimento di tutte le apparecchiature contenenti fluidi e sostanze refrigeranti o isolanti lesivi dello strato di ozono o ad effetto serra.

Per quanto riguarda i primi, sono presenti in centrale condizionatori contenenti R22 per un quantitativo complessivo pari a 115,76 kg. Per quanto riguarda i secondi, sono stati censiti condizionatori contenenti R404A per un quantitativo complessivo pari a 188 kg e condizionatori contenenti R407C per un quantitativo complessivo pari a 465 kg.

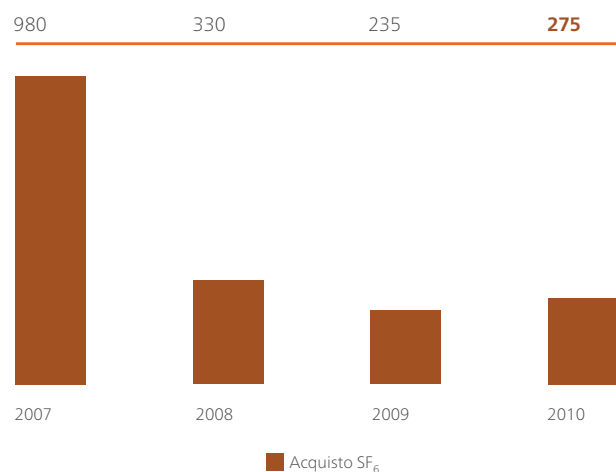
Sono inoltre presenti 134 interruttori o apparecchiature contenenti SF₆ in quantità nominale di 6.164 kg.

Nel grafico 23 è riportato l'andamento dei reintegri (assimilati alle quantità acquistate) dell'SF₆. L'alto consumo del 2007 è dovuto ad un guasto che ha interessato una parte di impianto in comune ai due cicli combinati non riparabile in servizio. Si è quindi dovuto attendere l'autorizzazione all'arresto degli impianti da parte del Gestore Unico della Rete Elettrica.

Su tutte le apparecchiature sono effettuati i controlli pe-

riodici manutentivi e di verifica con le modalità previste dalla relativa normativa applicabile. Nel corso del 2010 è stato attuato un programma di sostituzione di tutti i manometri di controllo della pressione nelle apparecchiature contenenti SF₆ delle sezioni 1, 2 e 3; nel corso del 2011 si prevede di completare l'attività con la sostituzione dei manometri del trasformatore ausiliario TAG.

Grafico 23
Consumo di SF₆ (kg)



Oli contenenti PCB

I PCB (policlorobifenili), sono sostanze chimiche clorate che, per le loro caratteristiche dielettriche e di resistenza alla combustione, sono state utilizzate in passato per ottenere oli dielettrici di alta qualità da impiegare in trasformatori ed altre apparecchiature elettriche. La nocività di tali sostanze per la salute e per l'ambiente ha comportato l'emanazione di leggi sempre più restrittive per il loro utilizzo. L'eliminazione progressiva di tutte le apparecchiature contenenti PCB dalla centrale della Spezia si è completata nel 2003. Le apparecchiature rimosse sono state conferite a ditte specializzate autorizzate per lo smaltimento.

Materiali per la manutenzione

Per le attività di manutenzione e per svolgere analisi chimiche sono usati gas tecnici, quali: azoto, protossido di azoto, ossigeno, argon, acetilene, propano. Si tratta di quantitativi limitati (vedi tabella 14) che hanno complessivamente un impatto ambientale trascurabile. Tuttavia anche la gestione di questi materiali è oggetto della massima attenzione ai fini della sicurezza degli ambienti di lavoro.

Tabella 14
Elenco delle sostanze utilizzate nel ciclo produttivo e nelle attività di manutenzione

			2007	2008	2009	2010
Trattamento e depurazione acque	Acido cloridrico	t	137	173	180	217
	Soda caustica	t	8	107	65	123
	Calce idrata	t	413	748	603	878
	Altre sostanze	t	1	31	22	20
	Ipoclorito di sodio	t	274	286	211	239
Materiali per la manutenzione	Gas liquefatti	t	18	29	22	12
	Gas compressi	m ³	17.943	27.010	19.217	9.234
	Olio lubrificante	t	18	41	51	10

I consumi dei materiali per la manutenzione sono ovviamente legati al volume delle attività che può risultare notevolmente variabile di anno in anno.

Questioni locali e trasporti (rumore, vibrazioni, odori, polveri, impatto visivo e altre)

Gestione dei materiali contenenti amianto

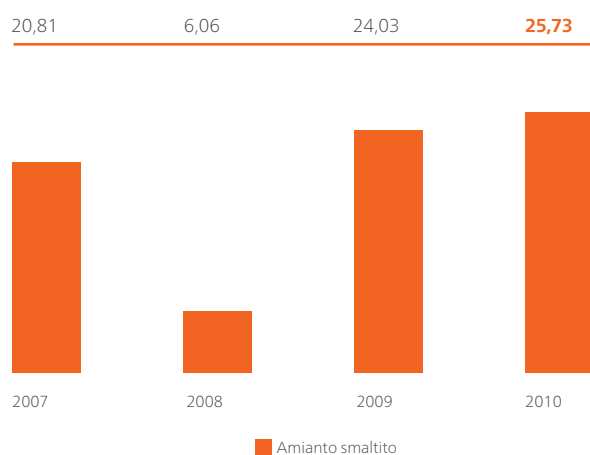
Attualmente in centrale non sono presenti materiali contenenti amianto compatto (eternit), la cui dismissione si è

conclusa nel 2003, ma permangono materiali contenenti amianto in alcune coibentazioni. L'amianto, fibra minerale

naturale, era ed è utilizzato come coibente per isolare parti degli impianti. I coibenti contaminati da amianto sono stati inizialmente censiti sulla base di precise disposizioni di legge. La mappa risultante dal censimento è stata mantenuta aggiornata in relazione agli interventi di rimozione effettuati. Sull'impianto le parti contenenti amianto sono state fisicamente contrassegnate con apposite colorazioni. A seguito del DM del 06/09/94 e in conformità alla delibera regionale Liguria n. 567 del 06/03/98, è stata effettuata la prima notifica alla ASL competente dei quantitativi di amianto presenti sugli impianti.

Dal 1998 al 2002 sono stati complessivamente rimossi e smaltiti secondo le disposizioni di legge 950 tonnellate di materiali contaminati da amianto, provenienti in maniera preponderante dalle demolizioni delle preesistenti unità 1 e 2, trasformate in ciclo combinato. La situazione, consolidatasi dopo gli interventi di modifica degli impianti, è stata notificata alla ASL competente nel 2002. A quella data erano ancora presenti circa 1.400 m³ di materiali contaminati in matrice friabile, nelle coibentazioni del parco nafta, in quelle della caldaia e delle tubazioni vapore delle sezioni 3. La bonifica della caldaia e delle apparecchiature accessorie dell'unità 4 prima della demolizione e le successive azioni di sostituzione degli isolanti hanno portato alla situazione attuale in cui sono ancora presenti 4.300 metri di tubazioni e 180 m² di superfici con coibenti contenenti amianto friabile. Il trend delle rimozioni negli ultimi anni è mostrato nel grafico 24.

Grafico 24
Quantitativi rimossi di coibente contaminato da amianto (ton)



Prevenzione della dispersione delle fibre negli impianti

L'assenza di dispersioni di fibre di amianto da materiali impiegati su parti di impianto in esercizio viene preventivamente assicurata tramite il monitoraggio periodico dello stato di conservazione delle coibentazioni. Si applica una procedura opportunamente valicata (Enel Index). L'applicazione di tale procedura fornisce il valore di un indice che dà indicazioni sullo stato di conservazione della coibentazione stessa e che, quindi, permette di individuare preventivamente la possibilità di dispersione di fibre nell'ambiente; ciò consente di programmare l'azione più idonea a prevenire la dispersione mediante rimozione o incapsulamento della parte interessata. Le schede Enel Index sono conservate presso l'archivio Sicurezza.

Prevenzione della dispersione di fibre in fase di rimozione e smaltimento dell'amianto

La rimozione di tali materiali si effettua in occasione di modifiche o di altri interventi manutentivi sulle parti di impianto interessate o quando, a seguito dell'applicazione della procedura di cui sopra, si evidenzia la necessità di rimozione.

Le attività di rimozione sono state affidate a ditte specializzate ed autorizzate che agiscono secondo un piano di sicurezza approvato dalle autorità competenti.

Impatto visivo

Non vi sono variazioni rispetto a quanto riportato nella Dichiarazione ambientale 2008.

Emissioni sonore

Nel corso del 2008 sono state ripetute le misure di rilevazione del rumore ambientale prodotto dalla centrale. I valori di emissione ed immissione sonora sono risultati entro i limiti normativi.

Gli impianti della centrale Eugenio Montale sorgono sui territori dei comuni della Spezia e di Arcola (SP). Questi comuni, rispettivamente nel mese di ottobre 1997 e nel mese di maggio 2000, hanno provveduto alla classificazione acustica del territorio secondo il DPCM 14 novembre 1997 (decreto applicativo della legge quadro sull'inquinamento acustico n. 447 del 1995). Le classi previste dal DPCM sono quelle indicate a margine della figura 10, come meglio spiegato nella Scheda di approfondimento n. 4.

Tutta la zona circostante la centrale è industrializzata, tuttavia il Comune della Spezia ha ritenuto di dover proteggere acusticamente due aree circoscritte classificandole in classe I. Si tratta del monte Valdilocchi collocato nella zona sud-ovest dell'impianto e di un isolato situato nella zona retroportuale, costituito essenzialmente dalla Chiesa di Fossamastra e dalla scuola Don Mario Scarpato.

Le pertinenze Enel in ambito portuale, i parchi carbone di Val Bosca e Val Fornola e gran parte delle aree interne al confine della proprietà di Enel sono state classificate in classe VI. Le aree in classe VI sul lato est dell'impianto sono relative ai complessi industriali OTO Melara e S. Giorgio.

Le parti della proprietà Enel non classificate in classe VI cadono lungo il confine sud nel Comune della Spezia, e lungo il confine ovest nel Comune di Arcola; queste aree sono state in gran parte assegnate alla classe V (aree prevalentemente industriali). Una situazione particolare si è concretizzata a sud-ovest dell'impianto in prossimità del carbonile di Val Bosca dove le classi intermedie tra la VI e la I sono molto ristrette ed il confine dell'impianto Enel, nei confronti della propagazione sonora praticamente coincide con il confine dell'area in classe I.

La situazione acustica sopra descritta è stata esaminata con l'Ufficio Ambiente ed Igiene Urbana del Comune della Spezia. Il Comune infatti, oltre che per la classificazione acustica del territorio, è competente anche per la definizione di eventuali piani di risanamento acustico. Questi piani possono risultare necessari, quando a seguito della suddetta classificazione acustica le preesistenti destinazioni d'uso dei territori determinano l'impossibilità di rispettare i previsti limiti di zona. Il piano di risanamento individua i soggetti interessati, le priorità, le modalità ed i tempi nonché le eventuali misure urgenti per tutelare l'ambiente e la salute pubblica.

L'esame, svolto anche sulla base di altri dati ed informazioni dell'Ufficio Ambiente, ha confermato che il clima acustico della zona è generalmente soddisfacente e, comunque, che l'impatto della centrale è compatibile con la classificazione acustica adottata, fatta eccezione nell'area critica a sud-ovest dell'impianto (vedi cerchietto giallo in figura 10). Per quanto riguarda quest'ultima area il Comune ha ritenuto, in conformità ai dettati della legge quadro sul rumore, di poter modificare la zonizzazione acustica per tener conto della preesistente presenza dell'impianto, senza per questo creare pregiudizio per la tutela dell'am-

biente e della salute pubblica. Ciò in considerazione del fatto che l'area critica ha dimensioni ristrette, non interessa strutture residenziali o di pubblica fruizione ed è dislocata all'interno di una vasta zona a prevalente destinazione industriale. Infatti nella zona contigua alle pendici del Monte Valdilocchi, oltre al carbonile Enel sono presenti la discarica comunale CIR, la discarica della vecchia marina, la discarica di monte Montada e la discarica Saturnia. Per contro Enel si è impegnata ed ha eseguito interventi di insonorizzazione per migliorare il clima acustico interno della scuola situata nella zona retroportuale, all'interno dell'altra area di classe I già sopra citata. Gli impegni assunti da Comune ed Enel sono stati inseriti nella convenzione sottoscritta il 21 gennaio 2001.

I tempi tecnici necessari all'Amministrazione comunale per procedere alla modifica della zonizzazione acustica si sono sovrapposti al procedimento di registrazione EMAS, tanto che in occasione della verifica di conformità legislativa condotta dall'ARPA Liguria, ai fini della predetta registrazione, i funzionari non hanno trovato riscontri ufficiali dell'azione del Comune diversi dall'impegno riportato nella predetta convenzione. L'ARPA ha segnalato la situazione al Comitato Ecolabel Ecoaudit.

Il Comitato ha esaminato attentamente la problematica congiuntamente all'APAT, al Verificatore ambientale accreditato (Certiquality), all'ARPA Liguria e a Enel. Il Comitato ha ritenuto di procedere alla registrazione EMAS del sito, in conformità a quanto disposto dall'art. 6 comma 6 del regolamento CE n. 1221/2009, solo dopo aver ricevuto la comunicazione ufficiale da parte del Comune.

La nuova zonizzazione acustica adottata dal Comune della Spezia e che accoglie le modifiche richieste da Enel è in attesa dell'approvazione definitiva da parte della Provincia della Spezia.

Enel ha già provveduto ad eseguire gli interventi di insonorizzazione della scuola di Fossamastra, secondo un progetto definito in accordo con il Comune della Spezia.

A seguito dell'installazione di tre nuove apparecchiature per l'abbattimento delle polveri di carbone nel carbonile Val Bosca, avvenuta nell'anno 2008, sono state effettuate nuove misure di rumore per valutare la variazione delle emissioni sonore nell'area interessata. Le misure hanno verificato che le emissioni sonore non provocano il superamento dei limiti di emissione consentiti.

Figura 10

Zonizzazione acustica dell'area ed isofoniche calcolate dal modello matematico per il campo acustico notturno dell'impianto

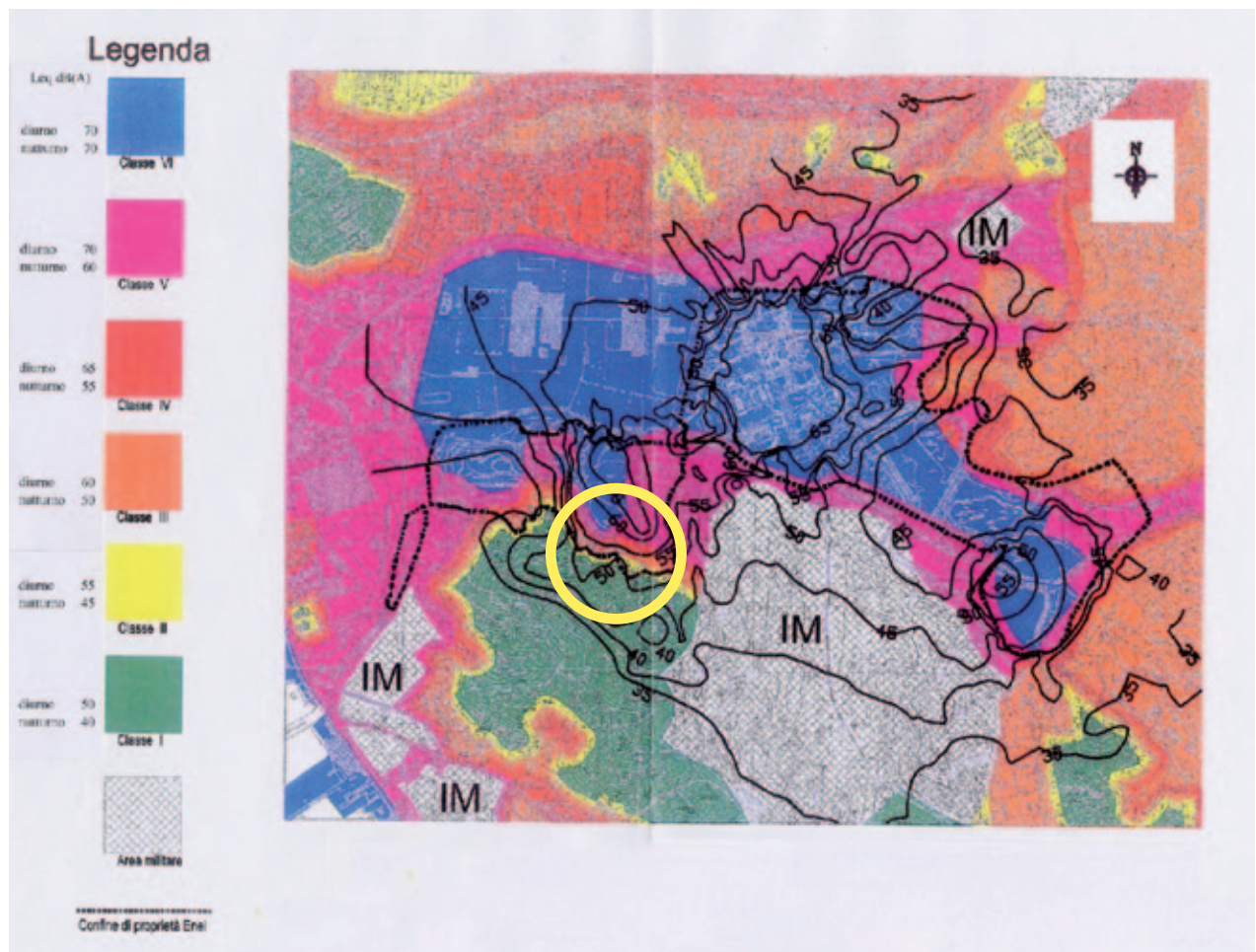
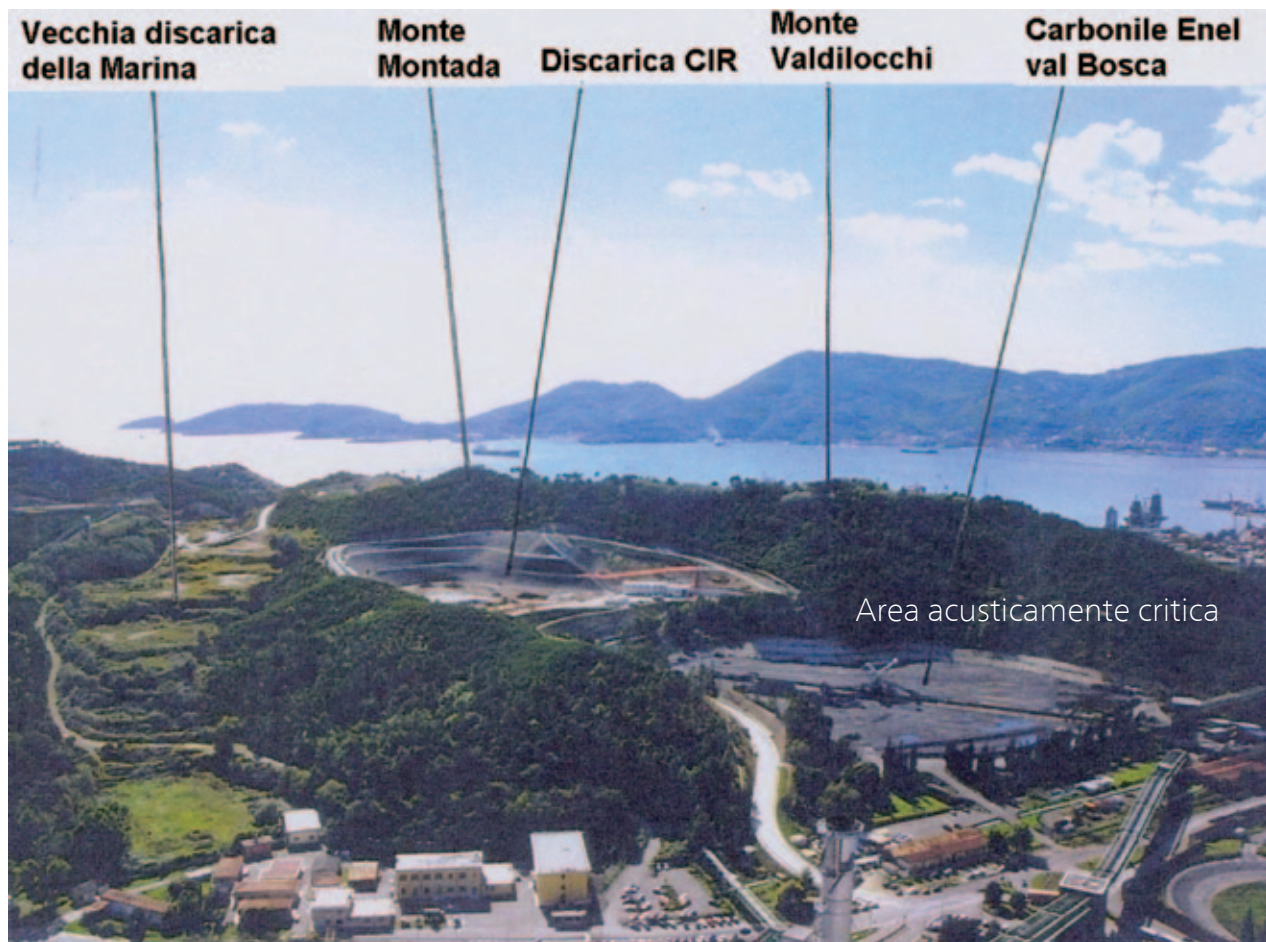


Figura 11

Vista verso sud-ovest dalla ciminiera della centrale



Campi elettrici e magnetici a bassa frequenza

Non vi sono variazioni rispetto a quanto riportato nella Dichiarazione ambientale 2008.

Trasporti

Non vi sono variazioni significative rispetto a quanto riportato nella Dichiarazione ambientale 2008.

Impatti conseguenti ad incidenti e situazione di emergenza

Nel corso del 2009 e del 2010 non si sono verificati incidenti o situazioni di emergenza. Non vi sono quindi variazioni rispetto a quanto riportato nella Dichiarazione ambientale 2008.

Incendi

Non vi sono variazioni significative rispetto a quanto riportato nella Dichiarazione ambientale 2008.

Perdite di olio dielettrico

Non vi sono variazioni significative rispetto a quanto riportato nella Dichiarazione ambientale 2008.

Perdite di olio combustibile

Non vi sono variazioni significative rispetto a quanto riportato nella Dichiarazione ambientale 2008.

Impatti biologici e naturalistici (biodiversità ed altre)

Lo scarico delle acque di raffreddamento comporta una perturbazione termica intorno all'opera di scarico colloca-

ta all'interno della rada portuale. La necessità di clorare le acque in alcuni periodi dell'anno per controllare il *fouling* marino comporta la presenza di cloro attivo residuale nelle acque marine rilasciate.

Un approfondito monitoraggio ambientale delle acque della rada della Spezia è stato effettuato (ai sensi dell'art. 3, comma 2, della Legge 502/93) dal Presidio Multizonale di Prevenzione ASL della Spezia in collaborazione con l'Istituto Nazionale per la Ricerca sul cancro - IST di Genova, l'ENEA-CRAM e l'Università di Genova. Il programma di monitoraggio ha interessato due anni, 1994 e 1995, durante i quali sono state svolte ricerche sulle eventuali conseguenze dello scarico nella biofauna marina. Dalla relazione di sintesi è emerso che il golfo della Spezia è soggetto a fenomeni di inquinamento derivanti sia da attività portuali e industriali che da reflui civili e che lo scarico della centrale non provoca alterazioni signifi-

cative e permanenti dell'ambiente marino circostante. Inoltre è emerso che gli incrementi di temperatura indotti nella rada non sono tali da contribuire ad instaurare condizioni eutrofiche, neppure nella parte più confinata del golfo; le acque del golfo sono infatti soggette ad un considerevole ricambio naturale e il gradiente termico generato dalle attività della centrale favorisce la circolazione delle acque, accelerando tale ricambio.

Lo studio si riferisce alla centrale nell'assetto precedente all'adeguamento ambientale e si può considerare cautelativo per l'assetto attuale. Attualmente i valori dei parametri imputabili all'esercizio della centrale risultano compatibili con l'ecosistema.

Nella tabella 9 di pag. 39 sono stati indicati i valori medi mensili e le medie annuali delle temperature delle acque di raffreddamento scaricate; sotto sono indicati i valori dell'incremento termico per l'anno 2010.

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
1,59	0,84	1,04	1,01	N.D.	N.D.	0,61	0,16	0,86	0,85	0,82	1,89

Inquinamento luminoso

Non esiste normativa a carattere nazionale su tale aspetto. La legge regionale n. 22 del 2007 è stata resa operativa solo nel settembre 2009 con il Regolamento attuativo n. 5.

In base ai requisiti imposti da tali disposizioni, l'Azienda provvederà ad effettuare una valutazione delle installazioni presenti, nei tempi previsti dal regolamento (due anni).

Indicatori chiave

In base a quanto previsto dal nuovo Regolamento CE 1221/2009, in particolare dall'Allegato IV (Comunicazione ambientale), lettera C, sono stati calcolati gli indicatori chiave applicabili relativi alle prestazioni ambientali della centrale di La Spezia.

Ciascun indicatore chiave si compone di:

- > un dato A che indica il consumo/impatto totale annuo in un campo definito;
 - > un dato B che indica la produzione totale annua dell'organizzazione;
 - > un dato R che rappresenta il rapporto A/B.
- Il fattore "B" adottato è il MWh di energia netta prodotta.

Energia netta prodotta

			2009	2010
Energia elettrica netta prodotta	dato B	MWh	2.862.978	3.693.569

Efficienza energetica

In relazione a tale indicatore, il fattore "A" scelto per esprimere il consumo totale diretto di energia è dato dal consumo totale di combustibili utilizzati per la produzione su base annuale, espresso in MWh.

			2009	2010
Combustibili	dato A	MWh	7.681.447	10.059.747
	dato R	MWh/MWh	2,68	2,72

Nota: l'Azienda non produce energia da fonti rinnovabili.

Efficienza dei materiali

In relazione a tale indicatore, il fattore "A" scelto per esprimere il flusso di massa annuo dei diversi materiali utilizzati (esclusi i vettori di energia e l'acqua) è dato dal consumo di additivi e reagenti utilizzati per la produzione su base annuale, espresso in tonnellate, suddivisi per tipologia.

			2009	2010
Calcare	dato A	t	16.842	22.740
	dato R	t/MWh	5,88E-03	6,16E-03
Ammoniaca	dato A	t	1.366	2.103
	dato R	t/MWh	4,77E-04	5,69E-04
Altri Reagenti	dato A	t	1.081	1.476
	dato R	t/MWh	3,78E-04	4,00E-04

Rifiuti

In relazione a tale indicatore, il fattore "A" scelto per esprimere la produzione totale annua di rifiuti suddivisa per tipo ed espressa in tonnellate, è dato dal quantitativo di rifiuti prodotti, correlati direttamente alla produzione, espressi per singolo codice CER, mentre i rifiuti non direttamente correlati alla produzione sono valutati complessivamente. I dati sono espressi in tonnellate.

			2009	2010
Ceneri pesanti	dato A	t	1.668	1.543
	dato R	t/MWh	5,83E-04	4,18E-04
Ceneri leggere di carbone	dato A	t	68.420	96.517
	dato R	t/MWh	2,39E-02	2,61E-02
Gesso da desolforazione	dato R	t	24.902	39.266
	dato A	t/MWh	8,70E-03	1,06E-02
Fanghi da trattamento acque ITAR	dato R	t	4.927	5.941
	dato A	t/MWh	1,72E-03	1,61E-03
Fanghi da trattamento acque SEC	dato R	t	319	605
	dato A	t/MWh	1,11E-04	1,64E-04
Altri rifiuti non pericolosi	dato R	t	14.775	583
	dato A	t/MWh	5,16E-03	1,58E-04
Totale rifiuti pericolosi	dato R	t	105	603
	dato A	t/MWh	3,67E-05	1,63E-04

Consumi idrici

In relazione a tale indicatore, il fattore "A" scelto per esprimere il consumo idrico totale annuo è dato dalla somma di acqua prelevata da acquedotto, acqua prelevata da pozzo e acqua prodotta mediante osmosi, espresso in metri cubi.

			2009	2010
Consumo acqua industriale	dato A	m ³	1.272.112	1.542.212
	dato R	m ³ /MWh	0,44	0,42
di cui da acquedotto	dato A	m ³	266.420	423.813
	dato R	m ³ /MWh	0,093	0,115

Biodiversità

In relazione all'indicazione fornita dall'Allegato IV al Regolamento CE 1221/2009 per la valutazione della biodiversità (utilizzo del terreno espresso in metri quadrati di superficie edificata), la centrale elettrica di La Spezia insiste su una superficie totale di 72,2 ha, di cui 17.600 m² di superfici edificate.

			2009	2010
Utilizzo del terreno	dato A	m ²	17.600	17.600
	dato R	m ² /MWh	6,15E-03	4,77E-03

Emissioni

In relazione a tale indicatore, le emissioni totali annue di gas serra CO₂, CH₄, N₂O, SF₆ vengono espresse in tonnellate di CO₂ equivalente. Non vi sono emissioni significative di HFC e PFC. Le emissioni annuali totali in atmosfera di SO₂, NO_x e PM sono espresse in tonnellate.

			2009	2010
CO ₂	dato A	t	2.338.469	3.073.048
	dato R	t/MWh	8,17E-01	8,32E-01
CH ₄	dato A	t	36	42
	dato R	t/MWh	1,26E-05	1,13E-05
N ₂ O	dato A	t	4.944	6.434
	dato A	t/MWh	1,73E-03	1,74E-03
SF ₆	dato R	t	235	275
	dato A	t/MWh	8,21E-05	7,45E-05
SO ₂	dato R	t	1.869	2.541
	dato A	t/MWh	6,53E-04	6,88E-04
NO _x	dato R	t	1.790	2.330
	dato A	t/MWh	6,25E-04	6,31E-04
PM	dato R	t	112	130
	dato A	t/MWh	3,91E-05	3,52E-05
CO	dato R	t	652	856
	dato A	t/MWh	2,28E-04	2,32E-04

Gli aspetti ambientali indiretti

Non vi sono variazioni significative rispetto a quanto riportato nella Dichiarazione ambientale 2008.

Salute e sicurezza

Negli anni considerati non si sono verificati incidenti con conseguenze mortali.

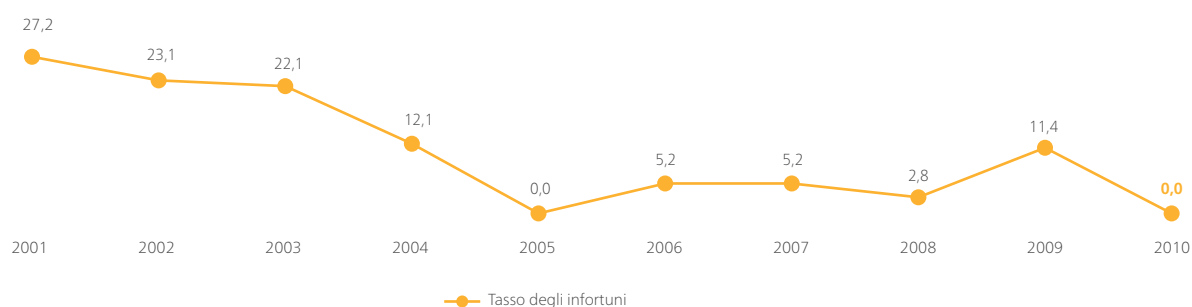
In seguito ad attività di formazione sulla sicurezza nei luoghi di lavoro si riscontra nel tempo una netta diminuzione

degli incidenti. Negli ultimi quattro anni l'andamento del tasso di frequenza è mediamente costante

Il tasso di frequenza rappresenta il numero di infortuni per milione di ore lavorate.

Grafico 25

Andamento del tasso di frequenza degli infortuni negli anni 2001÷2009



Nell'anno 2010 non si sono verificati infortuni.

Esposizione ad agenti chimico-fisici

Non vi sono variazioni significative rispetto a quanto riportato nella Dichiarazione ambientale 2008.

L'ultima valutazione dell'esposizione dei lavoratori al rumore è stata realizzata nel 2007.

Il prossimo aggiornamento di tale valutazione sarà eseguito nel 2011, in assenza di modifiche impiantistiche.

Obiettivi e Programma ambientale

L'attuazione del Programma ambientale è oggetto di verifica continua e viene aggiornato con periodicità almeno annuale, anche sulla base dei risultati degli audit interni e delle attività di sorveglianza da parte dell'Ente di certificazione.

Di seguito, per ogni aspetto ambientale, sono brevemente descritti gli obiettivi del Programma ambientale della

centrale della Spezia per il periodo 2011-2013 ed il loro stato di avanzamento. Si precisa che nel 2014 è attualmente pianificata una importante fermata programmata dell'unità 3 a carbone per attività di revisione del macchinario principale. Pertanto, talune attività importanti del Programma ambientale riepilogato nel seguito, sono state riprogrammate proprio in questa finestra temporale.

Obiettivi ambientali

Emissioni e qualità dell'aria

Emissioni dai camini principali: ottimizzazione e controllo dei sistemi di combustione e di abbattimento.

La centrale si impegna per ottenere il massimo abbattimento possibile degli inquinanti, garantendo il rispetto della normativa in regime ordinario di funzionamento e applicando le migliori tecnologie possibili anche nelle fasi di avviamento e arresto. È stata ultimata l'attività di miglioramento dell'elettrofiltro, consistente nella modifica del sistema di battitura e nel *revamping* di tutta la componentistica di captazione, attività già effettuata, in parte, nel 2008. Sempre per quanto riguarda l'efficientamento del sistema di captazione delle polveri sono stati programmati interventi nel 2010 e 2011 per il miglioramento del sistema di evacuazione delle ceneri leggere dell'unità 3.

Già completata nel 2008 la sostituzione del catalizzatore dell'impianto di denitrificazione, sul quale è comunque previsto un ulteriore intervento nell'anno 2014.

Per garantire la massima affidabilità della misura delle

emissioni, si provvederà alla sostituzione del sistema di acquisizione delle misure in continuo di tutte e 3 le sezioni nell'anno 2011.

Emissioni di gas o polveri da punti diversi dai camini principali: prevenzione, riduzione e controllo.

Le emissioni non principali costituiscono un aspetto a bassa significatività. Tuttavia la centrale persegue obiettivi di ulteriore miglioramento. Nel 2008 è stata completata l'installazione nei carbonili di 3 dispositivi *fog-cannon* per l'abbattimento delle polveri; i dispositivi sono attualmente in servizio e l'intervento si ritiene quindi ultimato. Sarà realizzata nel 2014 la conversione a metano delle due caldaie ausiliarie attualmente alimentate a gasolio. Nel 2009 è stato ultimato l'ammodernamento del sistema di abbattimento delle polveri ai bunker carbone. Sempre nel 2009 è stato concluso l'intervento di installazione di benne ecologiche in sostituzione di quelle precedentemente utilizzate sugli scaricatori carbone presenti al molo in concessione.

Monitoraggio della qualità dell'aria nella città della Spezia in collaborazione con la Provincia e il Comune di Spezia.

La centrale, in accordo con le Autorità locali, collabora con ARPAL alla gestione della rete di rilevamento della qualità dell'aria nel comprensorio della Spezia, provvedendo al mantenimento e miglioramento delle apparecchiature, applicando procedure di manutenzione e controllo atte a garantire un'alta disponibilità e qualità dei dati. Al riguardo è stato inserito nel Programma ambientale un nuovo lavoro che precede la sostituzione di 21 analizzatori oltre che l'*upgrade* hardware e software degli analizzatori di cabina. Tali attività sono partite nel 2010 con la predisposizione della documentazione tecnica e il lancio della gara per l'approvvigionamento. Negli anni 2011 e 2012 sono programmate le forniture della strumentazione.

Acque superficiali

Controllo e riduzione del carico degli inquinanti nelle acque superficiali.

È ormai in regime di consolidamento e gestione autonoma l'esercizio dell'impianto "Cristallizzatore" realizzato nel 2008 con una spesa complessiva di circa 20 milioni di euro. Tale impianto ha già comportato una sostanziale riduzione degli inquinanti scaricati nelle acque. L'esercizio futuro dell'impianto a regime consentirà, in pratica, di contenere ulteriormente i consumi di acqua da acquedotto e dai pozzi di acqua dolce.

È andato a buon fine l'iter autorizzativo dell'attività di realizzazione di nuove canalizzazioni e vasche per la raccolta delle acque piovane di banchina scarico carbone e l'invio all'impianto di trattamento in centrale tramite Conferenza dei Servizi locale in Autorità Portuale. Pertanto gli interventi sono stati realizzati nel 2009 e l'impianto risulta regolarmente in servizio.

È iniziata nel corso del 2010 l'attività di bonifica del collettore acque oleose e della vasca *disk-oil* dai fanghi di sedimentazione. L'intervento ha l'obiettivo di ridurre ulteriormente il contenuto di solidi sospesi e incrementare la possibilità di recupero di tali acque.

Introdotta nel 2010 un nuovo traguardo che riguarda il miglioramento del sistema chiarificatore-raschiafanghi dell'impianto ITAR. Le attività sono al momento programmate nel corso del 2011.

Uso e contaminazione del suolo

Risanamento dei suoli inquinati

Il sito di centrale e le aree di pertinenza sorgono sul sito di Pitelli di interesse nazionale individuato ai sensi del D.Lgs. 426/98 e come tale è soggetto agli obblighi di caratterizzazione e bonifica dei suoli e acque.

In questo ambito, l'attività di caratterizzazione ha visto un iter molto complesso e strutturato nel tempo che complessivamente consta di oltre 600 campioni di terreno analizzati in due successive campagne di indagine e un centinaio di campioni di acque di falda.

Le indagini hanno riguardato sia l'area vera e propria di centrale, sia aree non più utilizzate o accessorie, quali l'area ex bacini ceneri, l'area ex "Campo Ferro" e l'area del terminale marittimo.

La Conferenza dei Servizi, istituita presso il Ministero dell'Ambiente, nel luglio 2008 ha sancito l'assimilabilità dei bacini cenere ad una discarica per rifiuti non pericolosi e pertanto ha richiesto il rispetto dei corrispondenti limiti di permeabilità del fondo e del marginamento laterale. È stata quindi richiesta l'emissione di un progetto definitivo di messa in sicurezza permanente dell'area che sarà realizzato successivamente alla verifica di impermeabilità.

Nell'area di centrale le indagini hanno evidenziato, limitatamente ad alcuni parametri, dei superamenti puntuali del valore limite ammesso per i terreni delle aree industriali e la contaminazione della falda in una ristretta area circoscritta. Le successive indagini messe in campo tramite lo studio dei solfati realizzato da ACAM, ARPAL e Università di Genova hanno evidenziato che la presenza diffusa di solfati e cloruri nelle aree di centrale sia da imputare ad origine naturale (termale) a meno di una parte di origine antropica sostanzialmente sita alla base dell'argine dei bacini cenere e proveniente dall'acqua marina con cui venivano in passato pompate le ceneri nei bacini. A tal riguardo la centrale ha redatto (nel luglio 2010) ed inviato al Ministero dell'Ambiente il "*Progetto di bonifica dei suoli e di messa in sicurezza operativa della falda*" che è stato istruito dal MATTM nel corso della CdS decisoria del 28 ottobre 2010. In merito al progetto in esame il MATTM ha richiesto una serie di integrazioni tra cui l'elaborazione di un'Analisi di Rischio ai sensi del D. Lgs. 152/06 e s.m.i. A tale riguardo è attualmente in fase di predisposizione una modifica al progetto che recepisca le osservazioni indicate dal Ministero.

Concluso sempre nel 2009 l'iter di bonifica del punto di sversamento oleodotto avvenuto nel novembre 2006. Al riguardo le attività di monitoraggio ambientale della falda richieste dal Ministero dell'Ambiente hanno dato esito negativo, confermando la bontà delle attività di bonifica messe in campo. A tale riguardo il MATTM, durante la CdS decisoria del 28 ottobre 2010, ha ritenuto concluso l'iter di bonifica messo in campo da Enel ed ha ritenuto inoltre di concludere le attività di monitoraggio della falda effettuate nel corso dell'ultimo anno.

Sempre nel corso del 2009 è stata effettuata l'attività di caratterizzazione dell'area del molo in concessione. In accordo con ARPAL è stato deciso di ripetere l'analisi su taluni piezometri particolarmente vicini allo specchio acque per escludere l'interferenza dell'acqua di mare.

Bacini ceneri

All'inizio degli anni '60, secondo il progetto presentato dalla Società Edison-Volta per la realizzazione della centrale e dei relativi impianti ausiliari, furono costruiti due bacini per il deposito delle ceneri. Essi sono situati in località Pian di Pitelli su un'area recintata di circa 13 ettari di proprietà Enel collocata nei territori comunali di La Spezia e di Arcola.

I bacini furono ottenuti dallo sbarramento di una depressione valliva naturale mediante la costruzione di tre argini aventi altezze di 22, 12 e 14 metri e il totale utile di invaso è di circa 850.000 m³. Negli anni '70, a seguito di una prescrizione del Servizio Dighe, il complesso delle opere è stato oggetto di lavori di consolidamento ed impermeabilizzazione. Gli sbarramenti furono definitivamente collaudati il 31/10/1979 ai sensi del DPR n. 1363/59 e da allora eserciti sotto il controllo del Servizio stesso.

Inizialmente tutte le ceneri prodotte venivano convogliate nei bacini con un sistema di trasporto idraulico ad acqua di mare. Dal 1990 sono state inviate nei bacini solo le ceneri pesanti (che rappresentano circa il 20% della produzione), in quanto, da tale anno, le ceneri leggere sono state estratte con aria ed inviate direttamente al recupero.

Dal 1983 al 1991 sono stati operati svuotamenti periodici dei bacini asportando una quantità complessiva di circa 1.400.000 tonnellate che per l'80% circa sono state riutilizzate per la formazione di terrapieni, il restante 20% è stato invece smaltito in discarica.

L'utilizzazione dei bacini è terminata nel 1999 in seguito alla fermata della sezione 4 e all'adozione del sistema di estrazione a secco anche per le ceneri pesanti prodotte dalla sezione 3.

Nel mese di agosto 1999 è stato pertanto presentato alla Provincia della Spezia un progetto per il risanamento dell'area dei bacini. Con l'emanazione del DM 10/01/2000, i bacini sono stati inseriti nel perimetro del sito di interesse nazionale Pitelli. Il Decreto è stato emanato ai sensi della legge n. 426/98 "Nuovi interventi in campo ambientale" che disciplina gli interventi di bonifica e ripristino ambientale dei siti inquinanti. In conformità a tali disposizioni di legge, Enel ha presentato al Ministero un progetto preliminare di messa in sicurezza e ripristino dei bacini ceneri. L'iter autorizzativo per l'esecuzione degli interventi è tuttora in corso.

Nel corso del 2009 sono state realizzate importanti attività di indagine geognostica finalizzate alla predisposizione di un progetto definitivo di messa in sicurezza permanente dell'area. Vista la complessità dell'intervento e la necessità di valutare approfonditamente le interazioni dei bacini con l'ambiente circostante, anche alla luce del progetto di bonifica della falda nell'area di centrale presentato nel luglio 2010, Enel ha commissionato diversi studi di fattibilità a società primarie nel campo delle bonifiche ambientali per poter avere tutti gli strumenti al fine di individuare la soluzione più idonea da adottare. È attualmente prevista nel corso del 2011 la predisposizione del progetto di messa in sicurezza permanente dell'area Bacini cenere.

Riqualificazione delle aree di proprietà Enel Produzione prossime all'impianto per destinarli ad usi sociali.

Concluso nel 2009 il progetto già avviato per il conferimento al Comune della Spezia di aree non indispensabili all'attività della centrale. In particolare è stata ultimata l'attività di bonifica da ceneri leggere di carbone dell'area del "Campo Ferro" che ha consentito di recuperare a fini produttivi una ulteriore superficie di circa 30.000 m².

Prevenzione della dispersione di sostanze inquinanti nel suolo.

Ultimato nel corso del 2010 l'intervento che ha previsto la sostituzione di tratti degli oleodotti da 12" e 16" e la realizzazione di CND sull'intera lunghezza degli stessi oltre che l'ammodernamento dell'impianto di tracciatura.

Uso di materiali e sostanze

Progressiva eliminazione o riduzione delle sostanze nocive e delle materie prime impiegate.

Con la trasformazione a ciclo combinato delle sezioni 1 e 2, l'ambientalizzazione della sezione 3 e la demolizione della sezione 4, si è proceduto all'eliminazione progressiva dall'impianto del materiale contenente amianto, che rimane presente solo in alcuni tratti di tubazioni dell'unità 3. Dal 2003 non sono più presenti apparecchiature contenenti PCB.

La centrale si impegna a favorire l'utilizzo di materiale la cui produzione abbia un impatto ambientale ridotto. Per la desolforazione dei fumi, il calcare di cava è stato completamente sostituito dalla marmettola, ottenuta dagli scarti di lavorazione del marmo. In continuità con quanto significativamente già avvenuto, i futuri interventi previsti per il miglior utilizzo delle acque comporteranno l'ulteriore diminuzione dei reagenti chimici utilizzati nella produzione di acqua demineralizzata.

Uso di risorse naturali

Riduzione dell'approvvigionamento di acqua da acquedotti.

Le attività già effettuate hanno permesso la consistente riduzione del consumo specifico di acqua prelevata dall'acquedotto che è diminuita dal valore di 0,18 litri/kWh nell'anno 2002 attestandosi a 0,11 litri/kWh nel 2010. È da evidenziare che sul risultato del 2010 pesano taluni malfunzionamenti dell'impianto di osmosi inversa avvenuti in particolare sul secondo stadio.

L'obiettivo della centrale è quello di ridurre ulteriormente l'utilizzo di acqua prelevata dall'acquedotto, limitandone l'utilizzo ai soli usi civili. A tale scopo si interverrà migliorando ulteriormente il funzionamento degli impianti di trattamento delle acque reflue, tendendo al loro completo recupero e azzerando gli scarichi.

Con l'esercizio a regime dell'impianto di cristallizzazione è stato raggiunto l'obiettivo di totale recupero delle acque originate dagli spurghi del desolforatore e quindi del conseguente riutilizzo delle acque acide-alcaline depurate.

Saranno effettuati interventi sul sistema fognario di raccolta delle acque inquinabili da oli per consentirne l'utilizzo dopo la depurazione, riducendo gli apporti di acqua di mare.

Inoltre sono programmati interventi sul sistema di osmosi inversa finalizzati al contenimento delle indisponibilità che hanno caratterizzato il 2010 e conseguire quindi maggior produttività diminuendo conseguentemente il ricorso al prelievo dall'acquedotto.

Produzione e smaltimento di rifiuti

Riduzione della produzione e maggior riutilizzo dei rifiuti.

La totalità dei rifiuti derivanti dal processo produttivo (ceneri gesso e fanghi) ha trovato completa collocazione negli impianti autorizzati per il loro recupero ai fini del riutilizzo.

Per mantenere il completo riutilizzo di tali rifiuti, superando le difficoltà che si riscontrano nel periodo invernale al conferimento delle ceneri ai cementifici, saranno aumentate le attuali capacità di stoccaggio delle ceneri, recuperando il silo 4 e modificando a tale scopo l'attuale silo del calcare, non più utilizzato. È inoltre opportuno segnalare che nel corso del 2010 è stato aggiunto un nuovo traguardo che consiste nell'istituzione di un comparto qualificato per le aziende fornitrici di servizi ad Enel nel settore rifiuti (impianti, trasportatori e intermediari). L'obiettivo è quello di attingere, per l'assegnazione dei contratti di smaltimento rifiuti, da un pool di aziende qualificate e per le quali è già stata valutata la conformità autorizzativa da un'impresa terza incaricata da Enel e da un gruppo di lavoro interno istituito *ad hoc*.

Impatto visivo

Riduzione dell'impatto visivo delle opere esistenti attraverso misure di mitigazione.

Sono state realizzate nel corso del 2009 le attività previste di mitigazione visiva dell'impianto e delle sue infrastrutture. In particolare sono quasi ultimati gli interventi di mitigazione carbodotto e oleodotto previsti dal progetto SETAC. Attualmente tale obiettivo si può ritenere raggiunto. È comunque probabile che, nel momento in cui verrà stipulata la nuova convenzione Enel-Comune della Spezia, in quell'ambito potrebbero essere individuate ulteriori attività di mitigazione visiva.

Emissioni sonore

Contenimento delle emissioni sonore all'interno e all'esterno dello stabilimento.

Gli interventi di mitigazione acustica al terminale marittimo prevedono l'insonorizzazione della torre carbone n. 2. Nel corso del 2009 è stato avviato l'iter di autorizzazione tramite Conferenza dei Servizi istruttoria presso l'Autorità Portuale della Spezia. È inoltre stata effettuata nel corso del 2009 una campagna di valutazione dell'emissione del rumore ambientale della centrale dalla quale è emerso il rispetto dei limiti previsti dalla zonizzazione acustica di riferimento.

Gestione delle risorse energetiche

Raggiungimento della massima efficienza energetica.

Obiettivo della centrale è massimizzare l'efficienza energetica intervenendo in tutte le aree possibili. Facendo seguito alle attività già svolte, saranno effettuati quattro diversi interventi per migliorare il consumo specifico dell'unità 3 a carbone attualmente programmati nel corso della fermata del 2014.

Gli interventi consistono nell'ammodernamento delle tenute dei preriscaldatori d'aria Ljungström con l'adozione di tenute variabili, nell'installazione di un sistema di azionamento a giri variabili dei ventilatori aria secondaria e dei ventilatori *booster* dell'impianto DeSO_x , nella sostituzione della palettatura dei tamburi della sezione supercritica della turbina, nella sostituzione di parti interne della turbina di bassa pressione. Al completamento dei tre interventi si prevede una riduzione complessiva del consumo specifico pari a circa 70 kcal/kWh.

Obiettivi e Programma ambientale

Obiettivi del Programma ambientale raggiunti nel 2009÷2010

Aspetto	Impatto/ Localizzazione	Obiettivo	Traguardo
Emissioni in aria dai camini principali	Dispersione in atmosfera di ossidi di zolfo, ossidi di azoto e polveri	Controllo e ottimizzazione dei processi di combustione e dei sistemi di abbattimento delle polveri	Potenziare il sistema di abbattimento delle polveri
Emissioni in aria dai camini principali	Dispersione in atmosfera di ossidi di zolfo, ossidi di azoto e polveri	Controllo e ottimizzazione dei sistemi di abbattimento e dei processi di combustione	Definire il contributo della centrale alla ricaduta degli inquinanti sul territorio
Emissioni diffuse	Rilascio polvere di carbone in zona bunker carbone sez. 3	Riduzione delle emissioni di polveri di carbone	Abbattimento della polverosità durante i rifornimenti
Emissioni diffuse	Ricaduta di polvere di carbone in prossimità del molo Enel	Riduzione delle emissioni di polveri di carbone	Abbattimento della polverosità nella fase di scarico del carbone
Immissioni di inquinanti gassosi e di polveri al suolo	Degrado della qualità dell'aria	Miglioramento della qualità dell'aria in La Spezia contribuendo ad un efficace monitoraggio in collaborazione con la Provincia e il Comune	Raggiungere e garantire una disponibilità delle misure superiore al 90% RAGGIUNTO 2007 Mantenimento

Azioni	Monitoraggio indicatori	Emissione	Termine previsto	Riferimenti progettuali, finanziari e gestionali
--------	-------------------------	-----------	------------------	--

Ammodernamento del precipitatore elettrostatico: potenziamento del sistema scuotimento elettrodi e piastre e dei trasformatori di alimentazione	Sistema di monitoraggio in continuo, valori di emissione polveri	Gen. 2008	Dic. 2009	PR-SP-08-007 175 k€ nel 2009 (tot 425 k€)
Campagna di misura e definizione di un modello di ricaduta sul territorio degli inquinanti emessi (CESI e UNIGE)	Documento di sintesi	Gen. 2008	Dic. 2009	PR-SP-06-008 55 k€
Ammodernamento impianto abbattimento polveri ai bunker	Stato di avanzamento lavori	Gen. 2008	Giu. 2009	PR-SP-07-011 65 k€ nel 2009 (tot 185 K€)
Messa in opera di nuove benne ecologiche	Stato di avanzamento lavori	Gen. 2008	Dic. 2009	PR-SP-07-100 0,5 M€
Applicare con ARPAL i protocolli di gestione della rete monitoraggio qualità dell'aria. Sostituzione parte degli analizzatori. Sostituzione PC, schede acquisizione e software	Percentuale disponibilità delle misure	Dic. 2008 Manten. prima emiss. 2004	Dic. 2009	50 k€

Aspetto

Impatto/
Localizzazione

Obiettivo

Traguardo

Scarichi nelle acque superficiali	Potenziale dispersione di polvere di carbone in mare e nella rete fognaria	Controllo e riduzione del carico di inquinanti (polvere di carbone) nelle acque meteoriche del molo	Realizzazione di un nuovo sistema di raccolta delle acque piovane al molo
Scarichi nelle acque superficiali	Potenziale distribuzione disuniforme della temperatura acqua del corpo recettore	Prevenzione fenomeni di disuniformità della temperatura acqua corpo recettore	Monitoraggio qualità acque corpo recettore
Uso e contaminazione del suolo	Potenziale inquinamento del suolo da attività pregresse in aree dismesse. Campo Ferro	Risanamento, riqualificazione e riutilizzo delle aree	Bonifica e ripristino dell'area Campo Ferro per un suo riutilizzo
Potenziale inquinamento del suolo dell' area d'impianto	Prevenzione inquinamento del suolo e sottosuolo	Riduzione potenziale rischio di contaminazione del suolo da OCD	Ambientalizzazione dei tratti oleodotti da 12" e 16"
Impatto visivo	Interferenze visive con il paesaggio circostante	Riduzione dell'impatto visivo delle opere esistenti attraverso misure di mitigazione.	Realizzazione di un intervento di arredo vegetazionale e schermatura di strutture

Obiettivi del Programma ambientale raggiunti nel 2010÷2013

Aspetto

Impatto/
Localizzazione

Obiettivo

Traguardo

Emissioni in aria dai camini principali	Dispersione in atmosfera di ossidi di zolfo, ossidi di azoto e polveri	Controllo e ottimizzazione dei sistemi di abbattimento e dei processi di combustione	Potenziare il sistema di abbattimento dei NO _x
Emissioni in aria dai camini principali	Dispersione in atmosfera di ossidi di zolfo, ossidi di azoto e polveri	Controllo e ottimizzazione dei sistemi di abbattimento e dei processi di combustione	Potenziare il sistema di evacuazione delle ceneri leggere

Azioni	Monitoraggio indicatori	Emissione	Termine previsto	Riferimenti progettuali, finanziari e gestionali
--------	-------------------------	-----------	------------------	--

Ripavimentazione del pontile. Nuove canalizzazioni e vasche di raccolta delle acque piovane Invio acque a impianto trattamento di centrale	Avanzamento del progetto e dei lavori	Gen. 2006	Dic. 2009	PR-SP-07-100 2,5 M€
Simulazione a cura di CESI della distribuzione delle temperature acque nel golfo in funzione delle modifiche previste dal nuovo PRP	Stato di avanzamento delle attività	Gen. 2009	Dic. 2009	100 k€
Definizione attuazione di un progetto di bonifica del Campo Ferro: smaltimento ceneri, ripristino area	Stato di avanzamento delle attività	Gen. 2007	Dic. 2009	Bonifica Campo Ferro 3,5 M€
Stato di avanzamento delle attività	Stato di avanzamento delle attività	Set. 2009	Dic. 2010	PR-SP-06-026M€ 0,39 M€ (2009) 2,06 M€ (2010)
Realizzazione degli interventi previsti dal progetto.	Stato di avanzamento del Progetto	Ago. 2002	Dic. 2010	PR-SP-04-031 400 k€

Azioni	Monitoraggio indicatori	Emissione	Termine previsto	Riferimenti progettuali, finanziari e gestionali
--------	-------------------------	-----------	------------------	--

Sostituzione dei 3 strati catalizzatore	Stato di avanzamento progetto e lavori = 0%	Gen. 2010	Dic. 2014	PR-SP-08-037 3,46 M€ 2,40 M€ (2011) 1,06 M€ (2012)
Ammodernamento del sistema di evacuazione ceneri leggeri con le seguenti attività: - Ridondanza aumotazione - Modifica posizionamento esastori - raddoppio filtri assoluti	Stato di avanzamento progetto e lavori = 40%	Gen. 2010	Dic. 2011	PR-SP-09-018 0,49 M€ 0,21 M€ (2010) 0,28 M€ (2011)

Aspetto

Impatto/
Localizzazione

Obiettivo

Traguardo

Emissioni in aria dai camini principali	Dispersione in atmosfera di ossidi di zolfo, ossidi di azoto e polveri	Ammodernamento sistema di Monitoraggio emissioni	Incremento dell'affidabilità e rinnovo tecnologico del SME gruppi 1-2
Emissioni in aria dai camini principali	Dispersione in atmosfera di ossidi di zolfo, ossidi di azoto e polveri	Ammodernamento sistema di Monitoraggio emissioni	Incremento dell'affidabilità e rinnovo tecnologico del SME gruppo 3
Emissioni diffuse	Emissioni gas e polveri dalle caldaie ausiliarie	Riduzione delle emissioni e degli effetti visivi	Sostituzione del combustibile utilizzato
Immissioni di inquinanti gassosi e di polveri al suolo	Miglioramento dell'efficienza della Rete di Rilevante Qualità dell'Aria	Miglioramento della qualità dell'aria nella città di La Spezia contribuendo ad un efficace monitoraggio in collaborazione con la Provincia e il Comune della Spezia	Revamping della strumentazione Rete Qualità Aria
Scarichi nelle acque superficiali	Potenziale rilascio di sostanze dai punti di scarico autorizzati	Riduzione del quantitativo di sostanze presenti negli scarichi	Miglioramento del sistema di trattamento delle acque oleose
Scarichi nelle acque superficiali	Potenziale rilascio di sostanze dai punti di scarico autorizzati	Incremento dell'efficienza dell'impianto di chiarificazione acque trattate	Miglioramento del sistema di trattamento delle acque reflue
Uso e contaminazione del suolo	Potenziale inquinamento del suolo da attività pregresse in aree dismesse. Bacini di lagunaggio delle ceneri	Risanamento, riqualificazione e riutilizzo delle aree	Bonifica e riutilizzo dell'area dei bacini ceneri. Cessione area al Comune della Spezia
Uso e contaminazione del suolo	Possesso di aree industriali non più utilizzate a fini produttivi	Cessione aree al Comune della Spezia (150.000 m ²) per un riutilizzo	Stipula integrazione alla Convenzione.
Uso e contaminazione del suolo	Potenziale inquinamento del suolo dell'area di impianto	Prevenzione inquinamento del suolo e sottosuolo	Caratterizzazione qualitativa dello stato del suolo del sito. Bonifica
Uso di risorse idriche	Consumo di risorse idriche pregiate	Diminuzione degli approvvigionamenti di acqua da acquedotto	Riduzione del consumo specifico di acqua da acquedotto: 40% sul valore anno 2008
Produzione e smaltimento di rifiuti	Potenziale utilizzo di discariche	Ampliamento della potenzialità di messa in riserva di rifiuti ai fini del recupero.	Ripristino dell'intera capacità di stoccaggio delle ceneri leggere
Produzione e smaltimento di rifiuti	Potenziale utilizzo di discariche	Ampliamento della potenzialità di messa in riserva di rifiuti ai fini del recupero.	Incremento capacità di stoccaggio ceneri leggere

Azioni

Monitoraggio
indicatori

Emissione

Termine previsto

Riferimenti
progettuali,
finanziari
e gestionali

Ammodernamento del sistema di acquisizione, analizzatori e linea gas campione per le unità 1-2	Stato di avanzamento del progetto = 30%	Giu. 2010	Dic. 2011	PR-SP-08-028 + fondo ASP 0,35 M€ (2011)
Ammodernamento del sistema di acquisizione, analizzatori e linea gas campione per l'unità 3	Stato di avanzamento del progetto = 30%	Giu. 2010	Dic. 2011	PR-SP-08-028 + fondo ASP 0,40 M€ (2011)
Metanizzazione delle caldaie ausiliarie	Stato di avanzamento progetto e lavori = 30%	Gen. 2008	Dic. 2014	PR-SP-08-003 1,361 M€
Sostituzione di 21 analizzatori della RQA + <i>upgrade</i> hardware e software acquisitori di cabina	Stato di avanzamento progetto e lavori = 20%	Apr. 2010	Dic. 2012	PR-SP-09-024 0,480 M€ 2011 (0,20 M€) 2012 (0,28 M€)
Bonifica collettore e vasca <i>disk-oil</i> con smaltimento dei fanghi di risulta	Stato di avanzamento progetto e lavori = 60%	Gen. 2010	Giu. 2011	PR-SP-10-004 1 M€
Potenziamento chiarificatore e sistema raschiafanghi	Stato di avanzamento del progetto = 20%	Giu. 2010	Dic. 2011	PR-SP-10-039 0,15 M€ (2011)
Definizione attuazione di un progetto di messa in sicurezza permanente e recupero dell'area bacini ceneri	Stato di avanzamento progetto, autorizzazioni e lavori (nota 1)	Gen. 2004	Dic. 2008 (nota 1)	Progetto PR-SP-04-015-M 8 M€
Nuova Convenzione attualmente sospesa	Superfici cedute (nota 2)	Gen. 2005	Dic. 2008 (nota 2)	Convenzione tra Enel e Comune SP
Indagine geognostica. Progetto di bonifica	Stati di avanzamento progetto e lavori. Risultati analitici. Relazione finale (nota 3)	Gen. 2004	Dic. 2006 (nota 3)	Progetto PR-SP-04-084 8,2 M€
Recupero scarichi ITAO Riutilizzo acque da SEC Potenziamento impianto di osmosi. Ripristino pozzi	Consumo specifico delle acqua di acquedotto + 30% vs 2008. (nota 4)	Gen. 2009	Dic. 2011	
Bonifica silo ceneri n. 4 a seguito certificazione EN 450 e EN 12620	Stato di avanzamento del progetto = 50%	Gen. 2008	Dic. 2011	PR-SP-08-010 0,360 M€ 0,10 M€ nel 2008 0,010 M€ nel 2009 0,010 M€ nel 2010 0,24 M€ nel 2011
Modifica del serbatoio calcare per adibirlo a stoccaggio ceneri	Stato di avanzamento del progetto = 0%	Feb. 2010	Dic. 2014	PR-SP-09-025 0,50 M€

Aspetto

Impatto/
Localizzazione

Obiettivo

Traguardo

Produzione e smaltimento di rifiuti	Attivazione di un comparto qualificato di imprese operanti nel settore dei rifiuti	Realizzazione di un comparto di fornitori qualificato	Assegnazioni dei contratti di smaltimento rifiuti a fornitori qualificati
Emissioni sonore	Incidenza della rumorosità all'esterno del sito	Contenimento delle emissioni sonore	Riduzione delle emissioni sonore al terminal marittimo
Gestione delle risorse energetiche	Consumo di risorse non rinnovabili	Raggiungimento della massima efficienza energetica mediante l'ottimizzazione dell'uso dei combustibili	Migliorare il consumo specifico della Sez. 3 Previsto recupero di 10 kcal/kwh
Gestione delle risorse energetiche	Consumo di risorse non rinnovabili	Raggiungimento della massima efficienza energetica mediante l'ottimizzazione dell'uso dei combustibili	Migliorare il consumo specifico della Sez. 3 Previsto recupero di 9 kcal/kwh
Gestione delle risorse energetiche	Consumo di risorse non rinnovabili	Raggiungimento della massima efficienza energetica mediante l'ottimizzazione dell'uso dei combustibili	Migliorare il consumo specifico della Sez. 3 Previsto il recupero di 15 kcal/kwh
Gestione delle risorse energetiche	Consumo di risorse non rinnovabili	Raggiungimento della massima efficienza energetica mediante l'ottimizzazione dell'uso dei combustibili	Migliorare il consumo specifico della Sez. 3 Previsto recupero di 35 kcal/kwh
Gestione delle risorse energetiche	Consumo di risorse non rinnovabili	Ottimizzazione della combustione	Miglioramento del sistema di controllo della combustione

Nota 1: Attualmente si sono concluse le indagini ed è in fase di predisposizione il progetto definitivo di messa in sicurezza.

Nel corso del 2011 il progetto sarà presentato al Ministero dell'Ambiente per l'autorizzazione. Attualmente non risulta stimabile il tempo di conclusione della bonifica.

Nota 2: Lo slittamento temporale è dovuto alla temporanea sospensione del tavolo tecnico con il Comune che è già stato ripreso nel corso dei primi mesi del 2011

Nota 3: Il progetto di bonifica suoli e falda di centrale è stato inviato al Ministero dell'Ambiente nel 2010.

Il documento è stato analizzato dal MATTM in CdS e sono state formulate delle osservazioni che richiedono talune modifiche al documento attualmente in fase di predisposizione.

Non risulta ad oggi possibile effettuare una stima sui tempi di conclusione della bonifica

Nota 4: Nel corso del 2010 si è rilevato un consumo specifico di acqua da acquedotto > 30% sul 2008 a causa di una significativa avaria sul secondo stadio dell'impianto di osmosi inversa avvenuta nel corso dell'anno.

Azioni

Monitoraggio
indicatori

Emissione

Termine previsto

Riferimenti
progettuali,
finanziari
e gestionali

In occasione dei rinnovi contrattuali, selezionare le imprese partecipanti alla gara tramite il comparto qualificato	Stato di avanzamento del progetto = 50%	Mar. 2010	Dic. 2011	
Insonorizzazione e isolamento della Torre 2	Stato di avanzamento del progetto = 20%	Gen. 2008	Dic. 2014	PR-SP 07-100 4 M€
Ammodernamento tenute Ljungström: adozione di tenute variabili.	Consumo specifico Avanzamento lavori = 5%	Gen. 2009	Apr. 2014	PR-SP-08-035 5 M€ 0,6 M€ (2012) 3,6 M€ (2013) 1,8 M€ nel (2014)
Sostituzione della palettatura dei tamburi della sezione supercritica della turbina Sezione 3	Consumo specifico Avanzamento lavori = 5%	Gen. 2009	Apr. 2014	PR-SP-08-063 0,75 M€
Installazione sistema di regolazione del numero di giri dei ventilatori (aria secondaria e booster DeSO _x)	Consumo specifico Avanzamento lavori = 5%	Gen. 2009	Apr. 2014	6,2 M€
Sostituzione parti interne turbina bassa pressione sezione 3	Consumo specifico Avanzamento lavori = 20%	Gen. 2009	Apr. 2012	PR-SP-08-049 17 M€ 5,8 M€ (2010) 8,7 M€ (2011) 2,1 M€ (2012)
Adeguamento misure di O ₂ e CO uscita ECO per miglioramento della combustione	Consumo specifico Avanzamento lavori = 0%	Giu. 2010	Dic. 2011	PR-SP-09-030 0,100 M€ (2011)

Schede di approfondimento

1. Gli strumenti per la *governance* dell'ambiente

Nessuna modifica rispetto a quanto riportato nella Dichiarazione ambientale 2008.

2. Principali norme di legge applicabili

Si riportano solo le principali modifiche normative intervenute rispetto a quanto riportato nella Dichiarazione ambientale 2008.

Acque

Regolamento regionale Liguria 10 luglio 2009, n. 4

Disciplina delle acque meteoriche di dilavamento e delle acque di lavaggio di aree esterne.

Rifiuti

Decreto 17/12/2009 del Min. Ambiente: Istituzione del sistema di controllo della tracciabilità dei rifiuti (registri e formulari) ex art. 189 del D.Lgs. 152/2006 e art. 14 *bis* del DL n. 78 del 2009.

Sostanze e Materiali pericolosi

Reg. (CE) 1005/2009 del 16/09/2009

Norme in materia di produzione, importazione, esportazione, immissione sul mercato, uso, recupero, riciclo, rigenerazione e distruzione delle sostanze che riducono lo strato di ozono.

Disposizioni generali in materia di ambiente

Regolamento (CE) 1221/2009 del Parlamento Europeo

Adesione volontaria delle organizzazioni a un sistema comunitario di ecogestione ed audit. Abroga il regolamento (CEE) 1221/2009.

3. Identificazione e valutazione degli aspetti ambientali

Nessuna modifica rispetto a quanto riportato nella Dichiarazione ambientale 2008.

4. Definizione e verifica del campo acustico dell'impianto

Nessuna modifica rispetto a quanto riportato nella Dichiarazione ambientale 2008.

Glossario

Nessuna modifica rispetto a quanto riportato nella Dichiarazione ambientale 2008.

Concept design
Inarea - Roma

Realizzazione
Online Group - Roma

Stampa
Tipografia Facciotti - Roma

Tiratura: 100 copie

Finito di stampare nel mese di marzo 2012

PAGINE INTERNE

Carta
Fedrigoni symbol freeliflife satin

Grammatura
115 g/m²

Numero di pagine
80

COPERTINA

Carta
Fedrigoni symbol freeliflife satin

Grammatura
170 g/m²

Numero di pagine
4

Questa pubblicazione è stampata
su carta certificata FSC®



Pubblicazione fuori commercio

A cura di
Direzione Relazioni Esterne

