

CENTRALE A CICLO COMBINATO DI PORTO CORSINI
DOMANDA DI AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE

allegato B.18

RELAZIONE TECNICA DEI PROCESSI
PRODUTTIVI

Introduzione

L'attività della centrale a ciclo combinato di Porto Corsini, denominata "Centrale Teodora" è la produzione di energia elettrica attraverso la combustione di Metano; tale impianto è ubicato nella zona settentrionale del polo industriale nel comune di Ravenna in località Porto Corsini su una superficie di 148.800 m² e si trova sul canale navigabile Candiano, a circa 1,3 km dalla linea di costa, che qui è orientata da S a N sul mare Adriatico. Immediatamente dietro la Unità di Business si estende la zona di barena della Pialassa Baiona mentre circa 10 km a NW si estendono le Valli di Comacchio. La centrale è costituita da due moduli a ciclo combinato, alimentati a gas naturale, da circa 380 MW lordi ciascuno ai quali, sottraendo i consumi per i servizi ausiliari elettrici d'impianto, è in grado di immettere in rete una potenza di circa 375 MW. Il nuovo impianto così descritto è in grado di produrre oltre 6.000 GWh annui. Il processo di produzione di una centrale a ciclo combinato è costituito da due cicli termodinamici in cascata dove l'energia termica non sfruttata in uscita dal primo costituisce l'energia in ingresso del secondo. Il primo è un ciclo termodinamico a gas in cui i gas prodotti dalla combustione del Metano vengono fatti espandere in un turbina trasformando così energia termica in energia meccanica. Il secondo è un ciclo a vapore, in cui l'acqua viene riscaldata con il calore residuo contenuto nei gas di scarico del ciclo precedente sino a produrre vapore; questo vapore viene fatto espandere in apposite turbine in modo da trasformare ancora una volta energia termica in energia meccanica. Dopo essere stato utilizzato, il vapore è inviato nel condensatore, dove, raffreddato dall'acqua di mare, si trasforma nuovamente in acqua per effettuare un nuovo ciclo. L'energia meccanica prodotta dalle turbine a gas e da quelle a vapore viene trasformata, per mezzo di alternatori (uno per ogni turbina), in energia elettrica. Un trasformatore per ogni alternatore eleva poi la tensione dell'elettricità al livello di quella della rete di trasporto in Alta Tensione. Il rapporto tra l'energia trasformata in energia elettrica ed immessa in rete e l'energia termica totale utilizzata, prodotta dalla combustione del metano, rappresenta il rendimento netto della centrale. Nel caso della centrale Teodora il rendimento netto è nell'ordine del 53-55%. L'energia elettrica è a questo punto pronta per essere immessa nella rete di distribuzione; ciò avviene per mezzo della stazione elettrica della Unità di Business. L'impianto è dotato di due ciminiere costituite da una canna metallica del diametro di 6,4 m che raggiungono l'altezza di 90 m dal piano campagna .

Descrizione del ciclo produttivo

Descrizione Generale

L'impianto in oggetto è costituito da due moduli con una potenza complessiva di circa 750 MWe (**Fase 1 e Fase2**). Ciascun modulo a ciclo combinato è costituito da una turbina a gas Siemens da 250 MWe, da una caldaia a recupero (GVR) che produce vapore a tre livelli di pressione con risurriscaldamento e da una turbina a vapore da 124 MWe la quale scarica il vapore esausto nel rispettivo condensatore.

La turbina a gas è alimentata con gas naturale ed è dotata di combustori a secco a bassa produzione di NOx (DLN).

I gas di scarico dopo aver ceduto il calore tecnicamente recuperabile nel GVR sono convogliati al camino da cui fuoriescono a una temperatura maggiore di 100°C.

Il sistema di raffreddamento dei condensatori è realizzato in ciclo aperto, utilizzando acqua di mare prelevata dal canale Candiano e scaricata nel canale Magni.

L'approvvigionamento del combustibile avviene attraverso un gasdotto Snam, che fornisce il gas naturale necessario a garantire il funzionamento del turbogas, il cui consumo medio previsto per gruppo è di circa 67.000 Nm³/h.

Il rendimento lordo del ciclo complessivo è di circa il 56%.

L'energia elettrica prodotta viene immessa nella rete di trasporto nazionale tramite una stazione elettrica di smistamento di proprietà dell'Impianto, alla quale l'impianto è collegato con un unico sistema di sbarre a 380 KV.

L'energia prodotta e la quantità di combustibile utilizzato negli anni 2003, 2004 e 2005 sono riportati nel seguente prospetto.

	2003	2004	2005
Energia prodotta immessa in rete Gruppo E (GWh) FASE1	2.246	1.958	1.461
Energia prodotta immessa in rete Gruppo G (GWh) FASE 2	2.044	2.219	1.917
Gas naturale (milioni di standard m ³)	861	835	672

Descrizione delle parti principali costituenti l'impianto nel suo assieme, riportate nello schema funzionale.

Turbugas e relativo alternatore: l'impianto nel suo complesso è costituito da un compressore, un combustore, una turbina a gas della potenza di circa 250 MW ed un alternatore. L'aria proveniente dal compressore e il metano in arrivo dalla stazione di decompressione sono inviati al combustore, costituito da 24 bruciatori, dove avviene la reazione chimica con relativa generazione dei gas compressi di combustione. L'energia termica in essi contenuta si trasforma in energia meccanica in turbina e successivamente in energia elettrica nell'alternatore. Il generatore elettrico accoppiato alla turbina a gas ha una potenza elettrica pari a circa 300 MVA.

L'energia prodotta dall'alternatore viene convogliata mediante condotto sbarre e trasformatore elevatore alla stazione 380 KV di proprietà Enel GEM, collegata alla linea TERNA.

GVR: è uno scambiatore di calore a circolazione naturale che ha la funzione di trasferire il calore residuo dei fumi in uscita dal turbogas ad un ciclo termico, al fine di ottenere vapore saturo e vapore surriscaldato atti ad alimentare un gruppo turboalternatore a vapore. Lo scambio termico avviene tra fluido primario e fluido secondario. Il primo è costituito dal circuito fumi che costituito dal percorso dei gas, prodotti nel combustore del turbogas, fino allo scarico in atmosfera. Il secondo è costituito dal circuito acqua-vapore che comprende i corpi cilindrici e i banchi di scambio termico relativi ai circuiti di bassa, media e alta pressione.

Strutturalmente il GVR si presenta come una grande cassa metallica, disposto a 90° rispetto all'asse del TG.

Circuito aria fumi: i fumi provenienti dalla voluta di scarico del TG, attraversano il GVR percorrendo lo scambiatore con un circuito realizzato in modo tale da lambire le pareti esterne dei banchi di scambio termico di Bassa Pressione (BP), Media Pressione (MP) e Alta Pressione (AP), in modo da ottenere il massimo rendimento, cedendo il calore al fluido che percorre gli stessi all'interno. I corpi cilindrici sono alimentati rispettivamente per il circuito BP dalle pompe estrazione e per i circuiti MP – AP dalle pompe alimento.

All'uscita del camino i fumi sono analizzati da un sistema di monitoraggio emissioni che trasmette i dati in continuo in sala controllo.

Circuito acqua vapore: l'acqua condensata e raccolta nel pozzo caldo, tramite le pompe estrazione, viene mandata nei banchi di ECO-BP. Successivamente da tale banco confluisce attraversando la torretta degasante al corpo cilindrico di Bassa Pressione. Arrivata in tale luogo, la portata di acqua segue due vie: una parte consistente viene aspirata dalle pompe alimento e mandata nei banchi di ECO-MP e ECO-AP, una parte più piccola è convogliata verso i tubi vaporizzatori di BP.

La parte di acqua che attraversa i tubi vaporizzatori di BP, subisce un parziale cambiamento di stato vaporizzando. Successivamente la miscela acqua vapore rientra nel corpo cilindrico di BP, nella parte alta, e subisce la separazione dell'acqua dal vapore. In seguito l'acqua ripercorre i tubi vaporizzatori ed il vapore dopo essersi surriscaldato nei banchi di SH-BP viene convogliato verso lo scarico della turbina di media (ex 4° spillamento).

Le parti di acqua che aspirata dalla pompa alimento attraversano rispettivamente l'ECO-MP e l'ECO-AP subiscono lo stesso processo descritto per l'acqua nell'ECO-BP, con la differenza che il

vapore AP viene convogliato all'ingresso della turbina e il vapore MP viene immesso allo scarico dello stadio di alta della stessa.

Una volta espanso in turbina il vapore viene condensato mediante un apposito condensatore a superficie.

Per la realizzazione e il mantenimento del vuoto dei condensatori sono dedicati, in una prima fase di eiettori a vapore, mentre per il normale esercizio da pompe del vuoto.

Turbine a vapore e relativi alternatori: le due turbine, di costruzione Tosi, sono del tipo tandem-compound a condensazione ed a risurriscaldamento di vapore. Una singola turbina è costituita da due distinte sezioni, una di alta e media pressione e l'altra di bassa pressione. Essa è dotata di un condensatore a superficie capace di condensare tutto il vapore scaricato nel funzionamento a carico nominale.

Gli alternatori, di costruzione Marelli, accoppiati alle turbine a vapore hanno un complesso di eccitazione di tipo statico e refrigerazione ad idrogeno. L'energia prodotta dall'alternatore viene convogliata mediante condotto sbarre e trasformatore elevatore alla stazione 380 KV di proprietà Enel GEM, collegata alla linea TERNA.

Combustibile (ATTIVITA' CONNESSA 1): il metano necessario al funzionamento dell'impianto è addotto in sito mediante il metanodotto realizzato dalla SNAM. Per l'utilizzo del prodotto alle condizioni di esercizio necessarie è dedicato un apposito impianto composto da riduttore di pressione (75 – 35 bar) e sistema, attraversato in sequenza dal gas, costituito da filtro a secco-umido, due filtri a secco e scambiatore di calore. Il gas depressurizzato ed alla temperatura di circa 25 °C è idoneo per essere immesso nel combustore del Turbogas. L'impianto è dotato inoltre degli opportuni servizi ausiliari e dei misuratori di portata fiscali previsti.

Opera di presa sul "Canale Candiano": il fluido necessario per la asportazione di calore prevista nel ciclo termico tipo Hirn dell'Impianto è prelevata dal canale Candiano. Le due opere di derivazione, uno per i gruppi a vapore e una per i servizi ausiliari, sono situate a SUD dell'Impianto.

Inoltre nell'impianto sono i seguenti servizio generali:

Impianto acqua demineralizzata DEMI (ATTIVITA' CONNESSA 6): le moderne caldaie, nel caso specifico il GVR, sono esercite a temperature e pressioni elevate per cui l'acqua utilizzata per la produzione del vapore deve essere completamente demineralizzata.

L'impianto DEMI composto da:

- filtri a quarzite;
- sistema dosaggio cloruro ferrico;
- membrane osmotiche;
- scambiatori ionici a resine ed elettrodeionizzatori;
- sistema dosaggio soda caustica
- sistema dosaggio acido cloridrico
- sistema dosaggio antiscalante;
- n° 2 serbatoi di accumulo prodotto finito della capacità di 1000 m³ cadauno.

Le resine sono rigenerate con acido cloridrico e soda. I reflui prodotti, acque di lavaggio e rigenerazione, sono inviati al trattamento di seguito descritto.

Impianto trattamento acque reflue ITAR (ATTIVITA' CONNESSA 5): l'Impianto è dotato di sistema proprio per il trattamento delle acque reflue acide e potenzialmente inquinate da oli. Le acque provenienti dai processi che hanno dette caratteristiche sono inviate a due serbatoi di

raccolta della capacità di m³ 1000 cadauno, uno per le acque acide e uno per le acque oleose. Inoltre è presente un terzo serbatoio della capacità di m³ 1000 per l'accumulo delle acque trattate. Le acque piovane di raccolta dei piazzali sono convogliate in varie vasche per essere poi rilasciate nei corpi ricettori (canale Candiano e canale Magni). Le acque biologiche sono trattate in un impianto di ossidazione anaerobica e inviate successivamente in ingresso all'ITAR. I fanghi prodotti dall'impianto acqua ITAR sono compattati nell'impianto filtri a pressa. Le caratteristiche chimico-fisiche delle acque rilasciate sono conformi a quanto imposto nell'autorizzazione agli scarichi.

Stazione di analisi prelievi chimici: a quota 0 vicino è stato predisposto un locale adibito a stazione analisi controllo chimico.

Impianto antincendio (ATTIVITA' CONNESSA 4): l'impianto antincendio comprende in particolare una rete molto estesa di idranti, interessante tutte le zone dell'Impianto esposte potenzialmente al pericolo di incendio. Il circuito idranti è alimentato da un complesso di pompe (elettropompe e motopompa di emergenza) tali da assicurare una pressione costante sul circuito a 6 bar. L'affidabilità d'intervento dell'impianto è assicurata dai sistemi automatici di estinzione.

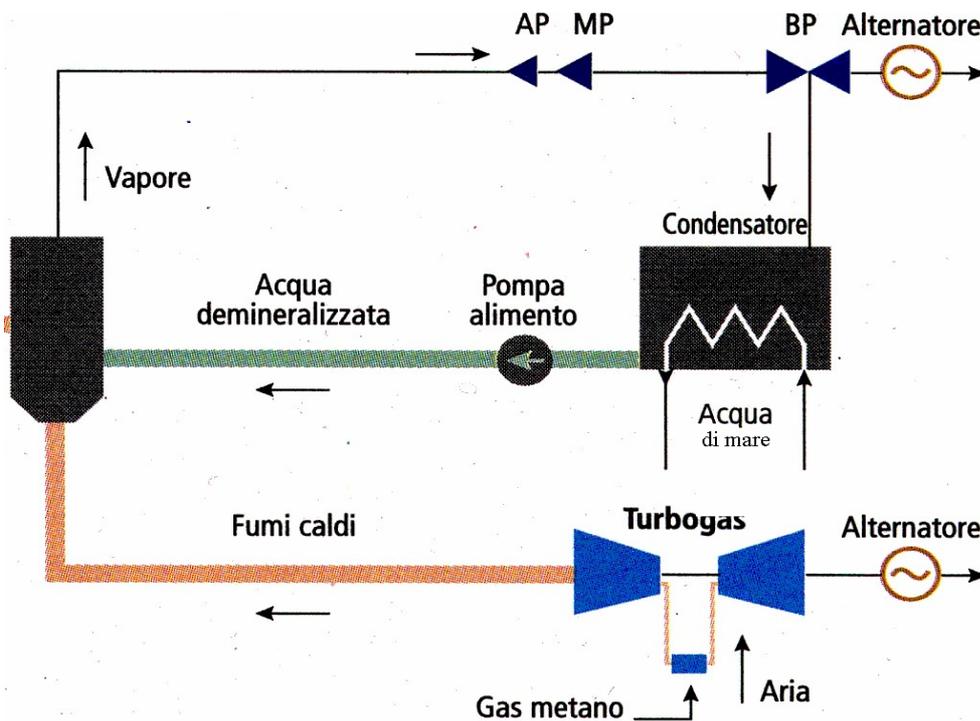
Impianto aria compressa: l'impianto aria compressa è alimentato da compressori ciascuno con portata nominale pari al 100% della portata di servizio.

Batterie corrente continua gruppo inverter: in caso di emergenza, (mancanza totale energia elettrica alternata) è necessario per la sicurezza dell'impianto e dei lavoratori, garantire comunque il funzionamento di alcune importanti circuiti elettrici. L'alimentazione a queste utenze è fornita in condizioni normali da raddrizzatori statici, e in emergenza da batterie di accumulatori al piombo.

Caldaia Ausiliaria (ATTIVITA' CONNESSA 2): Per poter riavviare i gruppi va attivato un generatore di vapore per riscaldare il gas metano da immettere nel combustore del Turbogas. Tale generatore non è che una moderna caldaia "cornovaglia" GV Calortec, a tre giri di fumo con camera d'inversione dei fumi raffreddata ad acqua a funzionamento totalmente automatico, alimentata a gas metano attraverso una linea a lei appositamente dedicata.

Gruppi elettrogeni (ATTIVITA' CONNESSA 3) : In caso di mancanza di tensione sulla rete 380KV, per mantenere l'alimentazione ai servizi ausiliari e d'emergenza, si avviano automaticamente i due Gruppi elettrogeni costituiti, ciascuno, da un motore Perkins da 1256 kW di potenza e da un alternatore Stamford trifase coassiale da 1500kVA di potenza nominale continua a 50Hz di frequenza. Per controllare la loro efficienza vengono predisposte prove di avviamento con funzionamento a vuoto almeno una volta al mese per ciascun gruppo.

Schema funzionale dell'impianto



Gli Aspetti Ambientali

Gli Aspetti Ambientali Diretti

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

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

Di seguito sono riportati i dati riguardanti gli aspetti ambientali della Centrale a ciclo combinato di Porto Corsini per quanto riguarda gli anni 2003 , 2004 e 2005, ossia i primi 3 anni di funzionamento a ciclo combinato.

Emissioni nell'aria

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

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

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

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

La tabella 3 riporta i valori di emissione di NO_x e polveri in tonnellate registrati negli anni 2003, 2004 e 2005, ossia dopo il passaggio all'alimentazione a gas naturale e l'adozione del processo a ciclo combinato.

Anno	2003	2004	2005
NO _x	597	682	454
Polveri totali	1,50*	1,46*	1,17*

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

Emissioni di CO (monossido di carbonio)

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

Concentrazioni CO nei fumi espressi in mg/Nm ³ (riferiti al 15% di ossigeno)			
	2003	2004	2005
Gruppo E	0,9	1,4	2,1
Gruppo G	1,1	1,7	1,3

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

I valori di emissione in massa sono riportati nella seguente tabella :

	Emissione in Tonnellate		
	2003	2004	2005
CO	23,2	36,6	31,2

Questi dati mostrano, per gli anni 2003, 2004, e anche per il 2005, un aumento delle quantità in massa emesse, dovute alla maggiore produzione di energia elettrica e ad un maggior numero di arresti ed avviamenti richiesti dal GRTN (Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale), situazioni in cui la combustione non è ottimale e si hanno quindi maggiori concentrazioni di CO.

Scarico delle acque industriali provenienti dall'ITAR e osmosi inversa

La tabella seguente indica i quantitativi assoluti di acqua scaricata dall'ITAR nel 2003, 2004 e 2005

	unità di misura	2003	2004	2005
SCARICO IDRICO ITAR	m ³	119.776	107.250	86.975

L'ultimazione dei lavori di adeguamento della rete fognaria, avvenuta nel corso dell'anno 2005, ha permesso l'attivazione dell'ultimo scarico di acque meteoriche. Con questo intervento, nonostante la maggiore piovosità, si veda la tabella sottostante, la quantità di acqua trattata e scaricata dall'ITAR si è ridotta sensibilmente nell'anno 2005.

	unità di misura	2003	2004	2005
PRECIPITAZIONI ATMOSFERICHE	mm di pioggia	574	861	947

La tabella seguente indica i quantitativi assoluti di acqua scaricata provenienti dall'impianto di osmosi (demineralizzazione).

	Unità di misura	2003	2004	2005
SCARICO IDRICO OSMOSI	m ³	32.389	32.844	31.148

Uso di risorse idriche

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

Prelievi idrici	Unità di misura	2003	2004	2005
Prelievo acquedotto industriale	m ³	250.166	153.301 ¹	184.706
Prelievo acquedotto civile	m ³	8.104	4.752	5.647
Prelievo acqua di raffreddamento	Migliaia di m ³	383.580	347.940	308.880

¹ Dato stimato in base agli scarichi idrici per avaria ai contatori

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

Il dato dell'acquedotto industriale per l'anno 2005 è in linea con i consumi e la produzione elettrica, mentre l'aumento di quello civile è dovuto principalmente alla presenza di personale di Ditte esterne durante la manutenzione straordinaria degli impianti.

Limitazione, riciclaggio, riutilizzo, trasporto e smaltimento dei rifiuti

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

kg	2003	2004	2005
Non Pericolosi	1.554.180	580.140	546.720
Pericolosi	28.987	41.737	35.462

L'incremento della massa di rifiuti non pericolosi avuto nel 2003 è dovuto essenzialmente alla maggiore produzione di fanghi come meglio illustrato di seguito; la maggiore quantità di rifiuti pericolosi del 2004 è riconducibile invece allo smaltimento periodico di oli minerali isolanti. È importante notare la diminuzione della produzione di rifiuti avutasi con la trasformazione a ciclo combinato, il cui trend viene confermato nell'anno 2005.

Produzione, recupero e smaltimento di rifiuti speciali non pericolosi

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

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

kg	2003	2004	2005
Fanghi	1.438.730	396.640	152.510

La produzione di fanghi ITAR è piuttosto variabile nel tempo e dipende fondamentalmente dalle variazioni di produzione elettrica, dalle attività di pulizia e manutenzione periodiche svolte e dalla piovosità avuta nel periodo considerato, poiché l'acqua piovana caduta nelle zone potenzialmente inquinate da sostanze pericolose costituisce una grossa parte delle acque trattate. Il minor quantitativo di fanghi prodotto nel corso dell'anno 2005 è in linea con la minor quantità di acqua inviata all'ITAR per il trattamento.

L'alto valore relativo al 2003 è dovuto alla pulizia delle vasche e la relativa produzione di fanghi pompabili.

Utilizzo e contaminazione del terreno

Nei primi mesi dell'anno 2006 è stata terminata la caratterizzazione del suolo, sottosuolo e acque sotterranee del sito dell'UB di Porto Corsini. Le attività di investigazione hanno comportato la

realizzazione di sondaggi a carotaggio continuo ed installazione di piezometri con campionamento dei terreni e delle acque di falda.

Le analisi di laboratorio hanno evidenziato che il terreno e le acque sono risultati non contaminati.

Uso delle risorse naturali e delle materie prime

Combustione del Gas Naturale

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

Consumo specifico netto e rendimento netto			
Periodo	2003	2004	2005
Consumo specifico netto (kcal/kWh)	1.622	1.616	1.613
Rendimento netto (%)	53,0	53,2	53,3

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

Gasolio

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

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

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

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

GWh	Periodo		
	2003	2004	2005
Consumi per i servizi ausiliari d'impianto	81	79	68
Produzione lorda	4.371	4.256	3.445
% rispetto alla produzione lorda	1,85	1,86	1,97

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

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

Consumo di reagenti chimici

La maggior parte di tali sostanze è utilizzata nell'impianto ITAR e nell'impianto di osmosi; ad esse si aggiungono anticorrosivi e detergenti consumati in non elevate quantità negli impianti di produzione.

Consumo di sostanze gassose

L'idrogeno è impiegato come fluido di raffreddamento degli alternatori. L'anidride carbonica serve come gas inerte di "spiazzamento" dell'idrogeno nelle fasi di riempimento e svuotamento dell'alternatore, è inoltre presente come estinguente in molti estintori, sia fissi sia mobili.

Uso di oli lubrificanti e di comando

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

Questioni locali

Rumore

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

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

Le conclusioni di tale campagna sono state quindi le seguenti:

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

Vibrazioni

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

Odore

Emissioni odorigene si potranno avere durante le manutenzioni all'impianto di raffreddamento dove si possono innescare fenomeni di putrescenza delle sostanze organiche depositate sulle superfici.

Non risultano comunque esservi state sinora lamentele da parte della comunità locale in ordine a questo tipo di problema.

Impatto Visivo

L'area su cui è stata realizzata la centrale cade all'interno di un polo industriale di ampie dimensioni; in coerenza con uno degli obiettivi strategici della politica Enel ("ottimizzazione dell'inserimento degli impianti del territorio") in occasione del progetto di trasformazione in ciclo combinato è stato curato particolarmente anche l'impatto visivo. Il progetto ha complessivamente ridotto le volumetrie del costruito, ed infatti è in via di completamento la demolizione dei manufatti non più utili per l'esercizio; in particolare sono stati ridotti da quattro a due le ciminiere, vale a dire i poli visuali più importanti dell'impianto. Sono stati inoltre studiati accorgimenti architettonici e colori tali da inserire al meglio le strutture nel contesto industriale

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

Come già detto nel precedente paragrafo l'area su cui è stata realizzata la centrale cade all'interno di un polo industriale di ampie dimensioni, che tuttavia è a ridosso della zona umida della Pialassa Baiona, la cui estensione è di oltre 1100 ettari. Essa è classificata fra le zone umide di importanza internazionale ai sensi della Convenzione di Ramsar, è stata definita come Sito di Interesse Comunitario (SIC – Direttiva 92/43/CEE) ed individuata come Zona a Protezione speciale (ZPS – Direttiva 79/409/CEE) sulla base del decreto del ministero dell'ambiente 3 Aprile 2000.

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

Campi elettrici e magnetici a bassa frequenza

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

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

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

Impatti conseguenti a incidenti e situazioni di emergenza

Perdite di olio dai trasformatori elettrici

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

Rischio incendio impianto di adduzione gas naturale

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

Sostanze infiammabili (in particolare oli)

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

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

Emissioni di vapori

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

Contaminazione del suolo e delle acque

I serbatoi di sostanze liquide sono installati entro bacini di contenimento drenati verso l'impianto di trattamento acque reflue (ITAR), le aree circostanti sono impermeabilizzate ed anch'esse drenate verso l'ITAR.

Versamenti accidentali sono in linea teorica possibili durante le fasi di movimentazione interna e di scarico. Per prevenire questo tipo di incidenti e per ridurre le conseguenze in caso si verificano, sono state stabilite apposite procedure operative.

Sversamento di Gasolio in fase di scarico

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

Gestione delle Emergenze ed Incidenti

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

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

trasformatori turbine vapore, la prima riserva idrica è rappresentata da 2 serbatoi aventi 30 m³ di capacità ciascuno.

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

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

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

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

Aspetti Ambientali Indiretti

Tutti gli aspetti ambientali identificati e descritti nei precedenti paragrafi sono stati elencati e valutati in un registro che costituisce un documento di attuazione del Sistema di Gestione Ambientale.

Per ciascun aspetto è anche definito il grado di controllo che la Direzione della Unità di Business ha su di esso. Gli aspetti ambientali identificati che presentano un grado di controllo non totale sono considerati indiretti ai fini dell'applicazione del regolamento (CE) n. 761/2001.

Comportamenti ambientali degli appaltatori e dei fornitori

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

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

Le attività di terzi presso l'impianto sono controllate direttamente dall'ENEL attraverso:

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

Trasporti

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

Smaltimento dei rifiuti

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

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

Inquinamento elettromagnetico lungo le linee di trasmissione

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

Per una completa e dettagliata descrizione si rimanda alla Dichiarazione Ambientale (allegato B26)