

3



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



3. QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

3.1. Descrizione dell'impianto esistente

3.1.1. Quadro autorizzativo della centrale

La situazione autorizzativa connessa all'esercizio della centrale e ai precedenti progetti di modifica strutturale dell'impianto di produzione è stata esaminata al paragrafo 1.1.3.

Emissioni in atmosfera

L'impianto di Porto Tolle è attualmente assoggettato ai limiti alle emissioni fissati dal decreto 12 luglio 1990.

La sezione 4 è stata dichiarata "ambientalizzata" con nota trasmessa al Ministero delle Attività Produttive in data 17 gennaio 2000.

In data 13 novembre 2001, Enel ha presentato lo Studio di Impatto Ambientale (SIA) per la conversione dell'impianto ad Orimulsion. La procedura VIA è stata avviata in data 2 dicembre 2001.

In data 13 giugno 2003, è stato emanato il provvedimento interministeriale con il quale, ai sensi dell'art. 3, comma 2-ter, del decreto legge 18 febbraio 2003, n. 25, convertito in legge 17 aprile 2003, n. 83, si è approvato il piano transitorio di utilizzo delle sezioni 1, 2 e 3 della Centrale di Porto Tolle in deroga ai limiti fissati dal decreto 12 luglio 1990. Conseguentemente, le sezioni 1, 2 e 3 della centrale termoelettrica sono state esercite sino al 31 dicembre 2004 in forza di tale provvedimento interministeriale.

In visione di tale scadenza, in data 14 dicembre 2004, Enel ha comunicato ai Ministeri delle Attività Produttive, dell'Ambiente e della Salute che l'esercizio della centrale si sarebbe svolto, a far data dal 1° gennaio 2005, con il rispetto dei seguenti limiti alle emissioni:

Sezioni	SO ₂ mg/Nm ³	NOx mg/Nm ³	Polveri mg/Nm ³	CO mg/Nm ³
1	400	200	50	250
2				
3				
4				

Tale condizione di esercizio si è resa possibile attraverso azioni di carattere gestionale, in particolare con l'utilizzo di combustibili a bassissimo tenore di zolfo (olio combustibile STZ) e assetti ottimizzati per ridurre, nella fase di combustione in caldaia, la formazione degli ossidi di azoto (intervento impiantistico in caldaia del tipo "OFA" e "reburning" sulla sezione 1 e realizzazione di un assetto di combustione "BOOS" ottimizzato con modifica dei bruciatori e modulazione del carico sulle sezioni 2 e 3).



L'esercizio della centrale viene effettuato coerentemente con i contenuti della legge 27 ottobre 2003, n. 290 per quanto riguarda il mantenimento in stato di perfetta efficienza degli impianti di generazione, nell'ottica della sicurezza e della funzionalità del settore elettrico. Sono state attivate le procedure previste dall'art. 8 del DPR 203/88 per la messa a regime delle sezioni con le relative misurazioni per la caratterizzazione delle emissioni e per la verifica del rispetto dei valori limite.

Il sistema di monitoraggio in continuo delle suddette emissioni è stato installato ai sensi del decreto 12 luglio 1990 e del DPCM 2 ottobre 1995 ed è gestito secondo procedure stabilite nell'ambito del sistema di gestione ambientale ISO14001.

La taratura periodica dei singoli strumenti, richiesta dal richiamato DPCM, si esegue in automatico con cadenza quotidiana.

I controlli di accuratezza e linearità strumentale vengono eseguiti, in ottemperanza ai disposti del decreto 21 dicembre 1995, con frequenza annuale a cura dei laboratori specialistici di Enel e/o laboratori esterni sotto la supervisione dell'ARPAV di Rovigo. Gli ultimi controlli di accuratezza e linearità strumentale sono stati eseguiti nelle seguenti date:

- Gruppo 1 gennaio 2005
- Gruppo 2 luglio 2004
- Gruppo 3 marzo 2005
- Gruppo 4 luglio 2004

Già in base al decreto autorizzativo alla costruzione e all'esercizio della centrale (decreto MICA n. 183 del 25 giugno 1973), ai fini della vigilanza dell'inquinamento a livello del suolo, venne disposto un sistema di monitoraggio della qualità dell'aria i cui rilevamenti sono oggi inviati (come media oraria) in linea al Comune di Porto Tolle, giornalmente alla Provincia di Rovigo, mensilmente all'ARPAV, secondo il Protocollo d'Intesa con la Provincia di Rovigo.

Tutela della risorsa idrica

L'acqua per la condensazione del vapore e per gli altri usi industriali dell'impianto di Porto Tolle, può essere prelevata e scaricata, con opere di presa e canali sezionabili da paratoie indipendenti per ciascuna sezione, sia da fiume (Po di Pila) che da mare (Sacca del Canarin) in particolari condizioni di regime idraulico del Po.

Normalmente l'impianto utilizza le acque prelevate dal fiume Po, secondo apposito disciplinare di concessione di acque pubbliche per 'grande derivazione' (600 moduli medi), in base al decreto del Ministero dei Lavori Pubblici del 30 aprile 1981, con validità fino al 31 luglio 2050.

Il sistema di misurazione delle portate derivate è stato attivato ai sensi delle prescrizioni regionali in materia; la portata massima per ciascuna sezione è di 20 m³/s.

Per quanto riguarda gli scarichi del complesso produttivo, il decreto autorizzativo emanato dalla Provincia di Rovigo ai sensi del D.lgs.152/99 con validità quadriennale, è datato 30 novembre 2004.



I punti di misurazione sono accessibili immediatamente a monte del punto di immissione.

Gestione Rifiuti

Nel sito di Porto Tolle è stato autorizzato dalla Provincia di Rovigo (con validità fino all'ottobre 2005) lo "stoccaggio" per 12 mesi di un quantitativo massimo di 2 tonnellate dei seguenti rifiuti pericolosi, prodotti in centrale e destinati a smaltimento in discarica o termodistruzione:

- oli isolanti e di trasmissione esauriti, altri liquidi contenenti PCB e/o PCT;
- altri rifiuti oleosi non specificati altrimenti contenenti PCB e/o PCT;
- materiali isolanti contenenti amianto.

Gli altri rifiuti prodotti in centrale sono mantenuti in deposito temporaneo, ai sensi e secondo i limiti indicati nel D.lgs. 22/97.

L'apposita procedura del Sistema di Gestione Ambientale regola le modalità di identificazione e classificazione dei rifiuti, la gestione dei registri di carico e scarico e dei formulari, il controllo dei depositi temporanei e degli stoccaggi.

L'unica tipologia di rifiuto conferita per recupero in procedura semplificata, ai sensi del decreto 5 febbraio 1998, sono i fanghi provenienti dal trattamento dei reflui.



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



3.1.2. Descrizione dei cicli di produzione, dei processi e degli impianti

Come detto, la costruzione e l'esercizio delle quattro sezioni, costituenti la Centrale di Porto Tolle, sono stati autorizzati con decreto MICA n. 183 del 25 giugno 1973.

La potenza efficiente lorda di ciascuna sezione è pari a 660 MW; complessivamente per le quattro sezioni la potenza elettrica lorda è di 2640 MW.

In particolari situazioni della rete elettrica nazionale, cui la centrale è collegata, e per brevi periodi dell'anno, le sezioni termoelettriche possono raggiungere una potenza elettrica lorda massima di punta di circa il 112% del valore di cui sopra.

Le date di entrata in servizio delle sezioni termoelettriche sono state rispettivamente:

Sezione 1	9 ottobre	1980
Sezione 2	3 giugno	1981
Sezione 3	23 giugno	1982
Sezione 4	25 gennaio	1984

La centrale sorge su un'area prospiciente la sponda sud del Po della Pila di fronte al paese di Pila, frazione di Polesine Camerini, ed occupa una superficie complessiva di circa 2.350.000 m² di proprietà di Enel Produzione.

La centrale è difesa lungo il suo perimetro da argini con sommità carreggiabile a quota 4,5 m s.l.m. che la proteggono, sia dalle piene del fiume Po che dalle mareggiate dell'Adriatico. Le sezioni sorgono su di un rilevato artificiale avente quota 3 m s.l.m. costruito in conglomerato cementizio armato e poggiante su una fondazione palificata.

Il **disegno n. PO0.0000.DIA.ATSV.P402** riporta la planimetria generale dell'impianto nella sua attuale configurazione.

La produzione di energia elettrica negli impianti termici a vapore, come quelli in esercizio nella Centrale di Porto Tolle, avviene in seguito alla trasformazione dell'energia chimica del combustibile, in energia termica prodotta dalla combustione in caldaia, in energia meccanica e quindi in energia elettrica secondo il seguente schema:

COMBUSTIBILE ⇒ ENERGIA CHIMICA ⇒ GENERATORE DI VAPORE ⇒ ENERGIA TERMICA ⇒
⇒ TURBINA ⇒ ENERGIA MECCANICA ⇒ ALTERNATORE ⇒ ENERGIA ELETTRICA.

La trasformazione avviene secondo un ciclo termodinamico a vapore (Rankine) in cui un fluido (acqua) subisce una serie di trasformazioni fisiche di seguito descritte.

L'acqua di alimento è pompata nel generatore di vapore (caldaia) nel quale, ad opera del calore prodotto dal combustibile, si riscalda fino a portarsi allo stato di vapore surriscaldato; il vapore così ottenuto viene trasferito in turbina, dove l'energia termica è trasformata in energia meccanica ed è resa disponibile sull'albero che trascina in rotazione l'alternatore.



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



L'alternatore ruotando produce energia elettrica che, attraverso due trasformatori elevatori di macchina, viene immessa nella rete nazionale di trasporto ad alta tensione. Il vapore esausto, dopo aver ceduto la sua energia in turbina, arriva al condensatore dove viene condensato mediante acqua di raffreddamento in ciclo aperto.

La sorgente fredda è costituita dall'acqua prelevata dal fiume Po (Po di Pila) o dal mare (Sacca del Canarin) attraverso il circuito dell'acqua di circolazione. Dal condensatore l'acqua viene inviata a mezzo pompe al ciclo rigenerativo, costituito da:

- impianto di trattamento del condensato per eliminare le eventuali impurità presenti;
- scambiatori di calore che riscaldano l'acqua di alimento a spese del vapore spillato dalla turbina;
- degasatore destinato ad eliminare i gas disciolti.

Successivamente, con l'ausilio della turbopompa di alimento, l'acqua viene aspirata e rinviata in caldaia per essere nuovamente trasformata in vapore.

Per la combustione viene utilizzato olio combustibile denso (OCD).

L'olio combustibile denso viene prelevato da appositi serbatoi e, prima di essere inviato in caldaia, viene pressurizzato e riscaldato allo scopo di migliorarne la viscosità.

Nei bruciatori l'OCD viene nebulizzato in finissime goccioline che, a contatto con l'ossigeno dell'aria, inviata nella camera di combustione della caldaia da appositi ventilatori, brucia sprigionando calore.

I fumi caldi prodotti dalla combustione, dopo aver ceduto gran parte del loro contenuto termico alla caldaia, vengono convogliati ai riscaldatori d'aria rigenerativi dove cedono parte del calore ancora posseduto all'aria necessaria alla combustione.

Successivamente, tramite condotti di raccordo, dopo aver attraversato il precipitatore elettrostatico destinato a trattenere le polveri, vengono dispersi nell'atmosfera attraverso una canna metallica indipendente (una per ogni sezione). Le quattro canne metalliche sono situate all'interno di un'unica ciminiera multiflusso in conglomerato cementizio.

Si riportano di seguito le caratteristiche della ciminiera della centrale.

Sezione	Camino		Fumi		
			Portata fumi tal quali	Temperatura	Velocità
	h (m)	d (m)	(Nm ³ /h)	(°C)	m/s)
1	250	4 x 5,8	2.000.000	140	29
2			2.000.000	140	29
3			2.000.000	140	29
4			2.000.000	130	28



Le principali caratteristiche termodinamiche del ciclo termico di ciascuna delle quattro sezioni sono le seguenti:

• produzione di vapore	2090 t/h
• pressione del vapore all'uscita del surriscaldatore	255 bar
• temperatura del vapore all'uscita del surriscaldatore	540 °C
• pressione del vapore all'ingresso del risurriscaldatore	40 bar
• temperatura del vapore all'uscita del risurriscaldatore	540 °C
• temperatura dell'acqua di alimento	290 °C
• pressione nominale allo scarico	0,05 bar
• numero di stadi di preriscaldamento	6
• potenza termica	circa 1560 MW
• potenza elettrica ai morsetti dell'alternatore	660 MW

Le prestazioni della Centrale di Porto Tolle sono indicate nel **disegno POO.0000.TIL.ATSV.P307**.

Generatore di vapore

Le quattro sezioni sono equipaggiate con generatori di vapore (caldaie) di costruzione TOSI su licenza Combustion Engineering, di tipo supercritico a circolazione combinata con camera di combustione pressurizzata. Il vapore prodotto dalla caldaia viene inviato alla turbina di alta pressione, per poi rientrare nel generatore per subire un risurriscaldamento e ritornare alle turbine di media e bassa pressione dove conclude il suo ciclo termodinamico trasformando tutta l'energia potenziale in energia meccanica.

Tutte le caldaie sono del tipo a bruciatori tangenziali ad atomizzazione a vapore in numero pari a 24 disposti su 6 piani e sono attrezzate per il funzionamento ad olio combustibile denso. Ciascun bruciatore è munito di rilevatore di fiamma e torcia di accensione, ed è controllato da un "sistema automatico bruciatori".

L'aria comburente viene prelevata dall'atmosfera da due ventilatori e inviata in caldaia dopo essere stata preriscaldata prima dai riscaldatori aria a vapore (RAV) e successivamente dai preriscaldatori rigenerativi aria/gas (Ljungstroem).

Turbina

La turbina di costruzione TOSI è del tipo ad azione-reazione con 4 cilindri (AP, MP, BP1, BP2) ad unico asse. Dai corpi di BP il vapore viene scaricato al condensatore e il condensato viene raccolto nel pozzo caldo dal quale viene rimesso in ciclo.

Alternatore

L'alternatore a due poli, di costruzione TIBB, ha una potenza nominale di 750 MVA, è raffreddato ad acqua demineralizzata (avvolgimento statorico) e idrogeno (avvolgimento rotorico). Il sistema di eccitazione è del tipo statico. La tensione di 20 kV in uscita, viene elevata a 400 kV da 2 trasformatori di potenza 370 MVA ciascuno collegati in parallelo.



3.1.3. Uso delle risorse: territorio, acqua e combustibili

Territorio

Il nucleo abitato più vicino alla centrale è il paese di Pila situato di fronte alla centrale in direzione Nord (sulla sponda opposta del fiume) mentre il centro di Porto Tolle rimane a circa 13 km in linea d'aria ad Ovest della centrale.

L'unica infrastruttura viaria significativa è la S.S. n. 309 "Romea" che costituisce il principale asse costiero di collegamento verticale tra Venezia e Ravenna e dista circa 25 km dalla centrale.

L'ubicazione della centrale è riportata nella **corografia n. POO.0000.DIA.ATSV.P401**. L'area dell'impianto rimarrà invariata anche dopo gli interventi di conversione a carbone.

Approvvigionamenti idrici

I punti di approvvigionamento idrico P1, P2 e P3 sono indicati nella **planimetria RIT PO 150** allegata. La tipologia di ciascuno di essi è di seguito riportata:

- acquedotto P1 per gli usi civili (servizi, docce, mensa, etc.);
- attingimento P2 dal fiume Po, autorizzato per la portata di 0,9 moduli (e 0,1 moduli nel caso di prelievo per trasporto con autobotti) per uso industriale (acqua industriale pretrattata, acqua demineralizzata, potabilizzatore, antincendio, etc.);
- derivazione P3 dal fiume Po e/o dal Mare Adriatico ad uso raffreddamento, autorizzata per la portata di 800 moduli massimi e 600 medi.

Sulle fonti di approvvigionamento idrico P1, P2 e P3 sono inseriti misuratori di portata (strumenti indicatori e/o integratori).

La quantità di acqua potabile necessaria per gli usi civili (servizi, docce, mensa, etc.) è pari a circa 50.000 m³/anno, ed è prodotta in un impianto di potabilizzazione direttamente in centrale. Il punto di approvvigionamento P1 di cui sopra attualmente è inutilizzato.

Per gli usi industriali la centrale (punto di approvvigionamento P2) utilizza una quantità di acqua dal fiume Po pari a circa 1.200.000 m³/anno (media anni 2000÷2002) in calo rispetto alla media storica di 1.500.000 m³/anno dovuto alla ridotta utilizzazione dell'impianto.

L'acqua di raffreddamento dei condensatori (punto di approvvigionamento P3) può essere prelevata e scaricata con apposite opere di presa e di scarico attraverso canali sezionabili da paratoie sia dal fiume (Po di Pila) che dal mare (Sacca del Canarin).

In relazione al regime idraulico del Po, come previsto dal disciplinare del Ministero dei Lavori Pubblici del 30 aprile 1981, sono consentite, per ciascuna coppia di sezioni, le seguenti modalità di funzionamento con riferimento all'esercizio contemporaneo di tutte e quattro le sezioni termoelettriche:

- presa e scarico nel fiume per quattro sezioni;
- presa e scarico nel fiume per le prime due sezioni, presa e scarico in mare per le altre due sezioni;



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



- presa dal fiume e scarico in mare per le quattro sezioni;
- presa dal fiume e scarico in mare per le prime due sezioni, presa e scarico in mare per le altre due sezioni;
- presa e scarico in mare per le quattro sezioni.

La portata massima di acqua per la condensazione del vapore e per gli altri usi di centrale è di circa 20 m³/s per ciascuna sezione.

Combustibili

Le quattro sezioni possono impiegare olio combustibile denso (OCD) o petrolio grezzo; attualmente sono esercite ad olio combustibile denso. Il consumo orario di OCD per le quattro sezioni risulta pari a circa 560 t/ora. Al variare del carico il quantitativo di OCD bruciato è all'incirca proporzionale alla potenza elettrica generata, fino ad un consumo di 621 t/ora corrispondente alla potenza massima di punta. Limitatamente alle sole fasi di avviamento delle sezioni termoelettriche, viene usato come combustibile anche una modesta quantità di gasolio.

3.1.4. Rilasci dell'impianto: rifiuti solidi, emissioni in atmosfera ed effluenti liquidi

I rilasci sono costituiti essenzialmente dai fumi, dalla restituzione dell'acqua di fiume e/o di mare, dai fanghi provenienti dall'impianto di trattamento (ITAR) e dalle ceneri prodotte dalla combustione dell'olio combustibile.

Relativamente alle emissioni in atmosfera di macroinquinanti, l'esercizio dell'impianto è attualmente assoggettato ai limiti indicati al paragrafo 3.1.1. Per quanto attiene le emissioni di microinquinanti si rimanda al Quadro di Riferimento Ambientale del presente studio.

Per gli effluenti liquidi, la Centrale di Porto Tolle, secondo quanto detto al paragrafo 3.1.1 è autorizzata al rilascio dei reflui dai punti di scarico di seguito riportati, indicati nella **planimetria RIT PO 150** allegata.

Scarico A

Allo scarico A confluiscono i seguenti scarichi parziali e apporti:

- acque provenienti dalla rete dei servizi igienico-sanitari, trattate dall'impianto di depurazione biologico (scarico parziale n.7);
- acque meteoriche e sorgive provenienti da piazzali ed aree a verde non inquinabili, situate all'interno della recinzione di centrale;
- acque meteoriche e sorgive provenienti dalle aree non inquinabili esterne alla centrale, di proprietà.

Lo scarico viene trasferito mediante un sifone consortile, nella roggia che lo convoglia verso l'idrovora Boscolo del Consorzio di Bonifica Delta Po - Adige.



Scarichi B1 e B2

Gli scarichi denominati B1 e B2 sono gli scarichi generali delle acque dell'insediamento produttivo che attraverso canali appositamente costruiti per lo smaltimento delle acque utilizzate per il funzionamento della centrale, recapitano nei corpi ricettori, che sono rispettivamente il fiume Po (scarico B1) ed il Mare Adriatico (scarico B2).

Nello scarico generale B1 e/o B2 confluiscono i seguenti scarichi parziali:

- acque meteoriche zona darsena (scarichi parziali n. 1 e n. 2);
- acque sorgive, meteoriche e lavaggio griglie (scarico parziale n. 3);
- acque meteoriche bosco nord (scarico parziale n. 4, solo allo scarico B2);
- acque meteoriche e sorgive zona ciminiera (scarico parziale n. 5);
- acque da impianto di trattamento delle acque reflue (ITAR) (scarico parziale n. 6).

3.1.5. Sistemi di controllo

Emissioni in atmosfera

In ottemperanza al decreto 12 luglio 1990 (linee guida) e al successivo DPCM 2 ottobre 1995, la centrale è dotata di un moderno sistema di misura in continuo delle emissioni.

Per ciascuna delle quattro sezioni, le sostanze monitorate e i relativi sistemi di rilevamento sono:

- SO₂, NOx e CO: con misura continua tramite sistemi di analisi del tipo ad estrazione di campione;
- polveri: con determinazione continua tramite misure dell'opacità dei fumi, con strumenti di tipo ottico;
- ossigeno: con determinazione continua tramite misure paramagnetiche ad estrazione

Inoltre, per esprimere le concentrazioni delle polveri in condizioni normali e riferite al 3% di ossigeno (mg/Nm³), si rilevano nel punto di prelievo del campione anche i parametri di temperatura, pressione barometrica e ossigeno.

Ai fini dell'interpretazione dei dati, alle concentrazioni medie orarie registrate si associano i valori medi orari dei principali parametri di funzionamento dell'impianto (carico, consumi, etc.).

I segnali di misura sono opportunamente centralizzati, elaborati, registrati e memorizzati.

Con cadenza semestrale viene eseguita la determinazione della concentrazione di polveri nei fumi secondo le metodologie UNICHIM (a cura del Reparto Impiantistica e Controlli Chimici) su un reticolo del condotto fumi. Altre misure di polveri con metodo manuale sono eseguite a cadenza annuale, da soggetti esterni all'impianto, ai fini della verifica della curva di taratura degli opacimetri installati per la misura in continuo della



concentrazione di polveri. La sezione di prelievo è posta sul camino e il reticolo si realizza con bocchelli a 90°.

Effluenti liquidi

I punti fiscali di prelievo dei campioni degli effluenti liquidi (scarichi e scarichi parziali) sono riportati nella **planimetria RIT PO 150** allegata.

I parametri rilevati in continuo sono:

- scarico B 1: temperatura, salinità;
- scarico B 2: temperatura, salinità;
- scarico parziale 6: all'uscita dall'impianto di trattamento delle acque reflue viene effettuato un controllo in continuo di pH, temperatura, torbidità, conducibilità e concentrazione di olio.

Altri parametri preventivamente rilevati sono:

- scarico B1: temperatura acqua ingresso condensatore, portata acqua fiume Po a Pontelagoscuro, salinità acqua fiume Po in località Ocaro (questa ultima misura ai fini della previsione dei ricircoli termici);
- scarico B2: temperatura acqua ingresso condensatore.

I valori misurati sono controllati dal personale dell'esercizio e vengono visualizzati da registratori e/o dal sistema di supervisione.

Inoltre, a cura del Reparto Impiantistica e Controlli Chimici di centrale, vengono effettuate analisi complete su parametri e sostanze tipicamente presenti nelle acque scaricate secondo un programma periodico predefinito.

La misura della portata delle acque di raffreddamento dei condensatori è ricavata indirettamente dalle ore di funzionamento delle pompe di circolazione dell'acqua di raffreddamento dal fiume Po.

3.1.6. Sistemi di prevenzione e mitigazione

Combustibili (contenimento delle emissioni di SO₂)

La produzione dell'ossido di zolfo è direttamente proporzionale alla quantità di zolfo contenuta nel combustibile. Per ridurre la concentrazione di SO₂ la Centrale di Porto Tolle utilizza combustibile con bassissimo tenore di zolfo (STZ) su tutte le sezioni tali da garantire il limite di 400 mg/Nm³.

Ottimizzazione del processo di combustione

Il controllo della combustione è determinante ai fini del contenimento delle emissioni particellari e assume notevole rilievo ai fini di un economico esercizio. Particolari cure vengono quindi dedicate alla realizzazione delle migliori condizioni per la combustione, con speciale riguardo alla temperatura e alla pressione del combustibile liquido e alla distribuzione dell'aria comburente ai singoli bruciatori. La messa a punto del sistema di combustione viene periodicamente controllata. Tra le azioni rivolte a minimizzare le emissioni particellari hanno particolare importanza le



operazioni di lavaggio che periodicamente vengono effettuate nelle caldaie, nei camini e nei precipitatori elettrostatici.

Gli ossidi di azoto si formano durante il processo di combustione ad alta temperatura in camera di combustione per reazione tra l'azoto e l'ossigeno presenti nell'aria comburente e nel combustibile.

In relazione agli obiettivi di miglioramento ambientale, l'Enel, con istanza del 30 marzo 1994, ha proposto per la Centrale di Porto Tolle gli interventi in camera di combustione di seguito esplicitati:

- modifiche al sistema di combustione delle caldaie per contenere la formazione di NOx utilizzando la tecnica del *"reburning"*. Questa tecnica realizza, attraverso un'opportuna distribuzione dell'aria e del combustibile, una combustione a stadi ritardata in senso verticale nella camera di combustione riducendo notevolmente la produzione di NOx. Tale tecnica prevedeva:
 - una modifica dei cassoni nei bruciatori principali;
 - nuovi bruciatori di *"reburning"*, posti al di sopra dell'ultimo piano dei bruciatori;
 - un sistema di adduzione del combustibile di *"reburning"*;
 - un nuovo sistema di ricircolo del gas di spinta ai bruciatori di *"reburning"*, comprendente condotti e relativo ventilatore;
 - nuovi cassonetti per l'immissione dell'aria di completamento della combustione (*"over fire air"* o OFA separata).

Dal 1 gennaio 2005 sulle sezioni 2 e 3, si è realizzato un assetto di combustione *"BOOS"* ottimizzato, con modifica dei bruciatori e con modulazione del carico.

Precipitatori elettrostatici

Il controllo e la riduzione delle emissioni di particolato nei fumi è realizzato tramite elettrofiltri.

Come noto il principio di funzionamento è basato sul conferire una carica negativa alle polveri tramite elettrodi emettitori per poi essere attratte e raccolte da piastre collettrici caricate positivamente. Il rendimento di captazione è molto dipendente dal parametro geometrico legato alla superficie specifica, cioè il rapporto tra superficie collettrice e portata di gas.

Per la Centrale di Porto Tolle si è scelto un numero di campi in serie pari a tre. I rendimenti sono più che idonei a soddisfare i limiti di legge. La zona di trattamento dei fumi è costituita da un involucro metallico a forma di parallelepipedo raccordato ai condotti di ingresso e uscita fumi mediante apposite cappe. Il corpo è diviso in due camere, ciascuna dotata di proprie cappe di ingresso e uscita fumi.

Ogni captatore è equipaggiato di tramogge di raccolta delle ceneri poste al di sotto dell'involucro. Il fondo della tramoggia è dotato di dispositivo per l'estrazione della cenere.

Evacuazione e stoccaggio delle ceneri leggere

Ogni sezione termoelettrica è dotata di un proprio sistema di evacuazione e stoccaggio delle ceneri leggere da olio combustibile.



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



Tale sistema è costituito da serbatoio di lancio, sistema di trasporto pneumatico e silo di accumulo di 30 m³.

Dal serbatoio di accumulo le ceneri sono opportunamente estratte e trasportate con automezzi allo smaltimento definitivo.

Sistemi di accumulo polveri-tramogge

Lungo il percorso dei fumi, dove i condotti hanno un allargamento di sezione od un cambiamento di direzione, sono disposte tramogge di accumulo in cui le polveri trascinate dai fumi precipitano per gravità. Tramogge sono presenti sul fondo della camera di combustione, sul fondo del secondo giro di caldaia e sul fondo del camino. Le tramogge vengono periodicamente svuotate e pulite.

Sistema di additivazione di ossido di magnesio in camera di combustione

Ogni sezione è equipaggiata con un sistema di additivazione dell'ossido di magnesio nel generatore di vapore che, all'occorrenza, agisce:

- come neutralizzante della modesta acidità presente nelle particelle incombuste, con conseguente abbattimento delle stesse;
- come antiaggregante delle particelle incombuste migliorandone le caratteristiche fluidificanti per una migliore evacuazione.

Rete di raccolta delle acque reflue

La centrale è dotata di reticoli fognari separati per la raccolta rispettivamente delle acque oleose, acide e/o alcaline, sanitarie e meteoriche avviate a trattamenti distinti di depurazione che producono residui fangosi smaltiti come rifiuti.

Le acque di raffreddamento vengono restituite senza subire alcun trattamento chimico ma solo un trattamento meccanico di sgrigliatura.

Rete di raccolta delle acque potenzialmente inquinabili da oli minerali lubrificanti e/o combustibili

Pervengono a questa rete:

- spurghi e lavaggi di aree coperte;
- acque piovane provenienti dai bacini di contenimento dei serbatoi combustibili;
- acque piovane provenienti dalle aree scoperte interessate dal movimento dei combustibili;
- acque provenienti dalla fogna calda (condense a basso contenuto alcalino).

Rete di raccolta delle acque acide e/o alcaline

Pervengono a questa rete:

- acque acide o alcaline dei lavaggi e delle rigenerazioni degli impianti con resine a scambio ionico e, saltuariamente, acque di lavaggio delle membrane dell'impianto di dissalazione;



- acque effluenti dai preriscaldatori dell'aria comburente, quando tali apparecchiature vengono lavate con acqua industriale.

Rete di raccolta delle acque reflue urbane (sanitarie)

Pervengono a questa rete tutti gli effluenti provenienti dai servizi igienici e civili (mensa, spogliatoi, centro informazione, edifici servizi ausiliari, etc.).

Rete di raccolta delle acque meteoriche e/o sorgive

Pervengono a questa rete le acque piovane dai pluviali delle zone coperte e dai piazzali sicuramente non inquinabili e le acque sorgive, dato che alcune zone di centrale sono sotto il livello del mare.

Trattamento delle acque inquinabili da oli minerali lubrificanti e/o combustibili

L'impianto di disoleazione è stato realizzato per trattare una portata massima continua di 150 m³/ora. Esso dispone di una capacità d'accumulo d'acqua costituita da un serbatoio di 2.000 m³ per sopperire alle punte in concomitanza di precipitazioni atmosferiche. Il serbatoio di accumulo realizza inoltre una prima decantazione e separazione degli oli a mezzo di adeguati sistemi di raccolta e stoccaggio dell'olio separato.

Dopo la prima separazione nel serbatoio di raccolta, i reflui vengono inviati al trattamento primario di disoleazione realizzato con un sistema di separatori a pacchi lamellari; successivamente l'effluente confluisce all'impianto di trattamento secondario fisico-chimico. L'eventuale miscela acqua-olio viene inviata ad un serbatoio di separazione per il recupero diretto dell'olio.

Il funzionamento dei separatori a pacchi lamellari è basato sul principio fisico di separazione di due liquidi a peso specifico differente, per il quale le particelle d'olio disperse nell'acqua vengono trattenute per contatto fisico e, sfruttando la loro capacità di coesione, vengono trasformate in gocce d'olio aventi maggior capacità di separazione dall'acqua.

Impianto di trattamento delle acque reflue industriali

Detto impianto viene utilizzato per trattare i reflui acidi e/o alcalini provenienti dalle rete delle acque acide e/o alcaline e i reflui del trattamento delle acque inquinabili da oli precedentemente descritto. Tali effluenti, sono convogliati in due serbatoi di raccolta della capacità di 2.000 m³ cadauno.

L'impianto di trattamento secondario fisico-chimico, che viene utilizzato per trattare i reflui acidi e/o alcalini, è basato sulla precipitazione delle sostanze in soluzione e sospensione a pH alcalini 9,6÷9,8.

L'impianto è costituito da sistemi di dosaggio dei reagenti (calce idrata, polielettrolita, cloruro ferrico, acido cloridrico, etc.), da vasche di neutralizzazione, reazione, chiarificazione e controllo finale pH e da un filtro rotativo sotto vuoto per la separazione dei residui solidi.

Le acque da trattare attraversano in sequenza le vasche di neutralizzazione primaria e secondaria, reazione, chiarificazione (per consentire la precipitazione delle sostanze in sospensione e l'asportazione delle sostanze galleggianti) e correzione e controllo finale del pH.

I fanghi accumulatisi sul fondo del chiarificatore vengono ripresi da pompe e inviati ad un filtro rotativo sottovuoto per la separazione; la fase liquida viene



ricircolata in testa all'impianto, mentre la fase solida viene asportata in continuo dal filtro e raccolta in una tramoggia dalla quale viene caricata su mezzi di trasporto per il successivo smaltimento o recupero.

Impianto di trattamento delle acque reflue urbane (biologico)

L'impianto per il trattamento delle acque reflue urbane è del tipo ad ossidazione biologica dove le sostanze organiche presenti vengono completamente ossidate.

Prima dello scarico l'acqua subisce un trattamento di finitura attraverso un impianto di debatterizzazione a raggi UV.

I fanghi in esubero vengono filtrati e raccolti in letti percolanti, mentre le acque di risulta vengono riciclate in testa all'impianto.

Il funzionamento dell'impianto è previsto automatico o manuale, operando a tale scopo dal quadro di comando e controllo. Un sistema d'allarme permette la supervisione dell'impianto qualora si manifestassero anomalie o disfunzioni nelle apparecchiature o nell'impianto.

3.1.7. Sistemi di monitoraggio

La centrale, in aggiunta a quanto precedentemente descritto, ai fini della vigilanza e della prevenzione dell'inquinamento a livello del suolo indotto dall'esercizio dell'impianto, è dotata di un sistema di controllo della qualità dell'aria con 10 postazioni ubicate nell'intorno dell'impianto.

Le postazioni possono essere suddivise in tre tipi, in relazione alle funzioni svolte:

- 8 postazioni di rilevamento dei parametri chimico-ambientali, così ripartite:
 - n° 4 di misura SO₂;
 - n° 2 di misura SO₂ e NO₂;
 - n° 1 di misura SO₂ e polveri;
 - n° 1 di misura SO₂, NO₂ e polveri;
- 1 postazione meteorologica: rilevamento dei parametri meteorologici (direzione e velocità del vento, temperatura e umidità dell'aria, pressione atmosferica, precipitazioni e radiazione solare);
- 1 postazione di impianto: rilievo dei parametri di funzionamento dell'impianto termoelettrico (potenza elettrica generata, consumi di combustibile e temperatura dei fumi).

I dati rilevati vengono validati a cura dell'ARPAV e resi disponibili nel sito internet della Provincia di Rovigo unitamente ad un giudizio di qualità.

Ai fini della prevenzione dell'inquinamento atmosferico, in applicazione delle prescrizioni stabilite dal decreto MICA n°183 del 25 giugno 1973, sono state definite nel Sistema di Gestione Ambientale della centrale apposite procedure che prevedono, al verificarsi di particolari condizioni meteo-climatiche, interventi operativi e gestionali che possono comportare l'innalzamento della temperatura dei fumi, la riduzione del carico erogato, etc..



3.1.8. Approvvigionamento dei combustibili e trasporto dell'energia

L'impianto è previsto per l'impiego di olio combustibile denso (OCD). L'approvvigionamento avviene tramite oleodotto, ma in situazioni di emergenza e previa autorizzazione del Sindaco, la centrale può ricevere o trasferire il combustibile con chiatte o autobotti.

Approvvigionamento tramite oleodotto dall'Impianto Integrazione Olio Combustibile di Ravenna.

L'OCD arriva alla Centrale di Porto Tolle tramite un oleodotto coibentato lungo circa 94 km del diametro di 18"; in esso sono inserite 19 valvole di intercettazione di cui 7 provviste di pressostato a chiusura automatica e posizionate nei tratti di attraversamento dei fiumi, che intervengono in caso di bassa pressione.

L'OCD viene pompato alla Centrale di Porto Tolle direttamente dal deposito costiero I.I.C.O. (Impianto Integrato Combustibile ed Oleodotto) di Ravenna ad una portata variabile che può andare da un minimo di 200 m³/ora ad un massimo di 600 m³/ora (portata di progetto 1.100 m³/ora).

L'impianto di approvvigionamento di Ravenna si compone di un terminale marino "off-shore" per la ricezione di petroliere oceaniche, un deposito costiero di oli minerali e una rete di oleodotti.

Il terminale marino è costituito da un'isola di acciaio posta al largo di Ravenna, in acque territoriali a circa 5 miglia dalla linea di costa alle coordinate geografiche del TM: Nord = 44° 27' 48"; Est = 12° 23' 54". Possono essere ricevute petroliere oceaniche fino a 80.000 long tons DWT-110.000 tonn displacement, con pescaggio netto fino a 11,5 metri; il fondale locale è 13,5 metri.

Dal terminale, tramite due oleodotti paralleli parte "off-shore" parte "on-shore" da 22" per 13,5 km, il prodotto viene trasferito ai serbatoi del deposito costiero IICO, che ha una capacità di stoccaggio complessiva di circa 180.000 m³ (2 serbatoi da 21.000 m³ e 3 serbatoi da 47.000 m³) ed è dotato di impianti autonomi di pompaggio, produzione vapore, produzione acqua demi ad osmosi inversa e impianto di trattamento delle acque inquinabili.

Dal deposito l'olio combustibile denso può essere trasferito alla Centrale di Porto Tolle con un oleodotto senza stazioni intermedie di rilancio o riscaldamento.

L'oleodotto Ravenna - Porto Tolle è una linea di circa 94 km che collega il deposito IICO a Porto Tolle, interessando le Province di Ravenna, Ferrara e Rovigo, nei Comuni di Ravenna, Comacchio, Codigoro, Mesola, Ariano Polesine, Porto Viro e Porto Tolle ed è esercito ad una pressione massima di 84 bar (pressione di progetto 87 bar).

Approvvigionamento dei combustibili in emergenza tramite chiatte

Dall'esistente darsena di centrale, avente una capienza di 82 m di lunghezza per 15 m di larghezza, è possibile il ricevimento di chiatte per il rifornimento di olio combustibile denso.

Dalla darsena è disponibile un collegamento per il trasferimento del prodotto dalle chiatte ai serbatoi di stoccaggio e viceversa. Tale collegamento è realizzato con tubazioni da 16" e 12" coibentate e riscaldate elettricamente.



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



Approvvigionamento dei combustibili in emergenza con autobotti

Questo impianto è costituito da 8 rampe di carico/scarico per il trasferimento dell'olio combustibile denso dai serbatoi di centrale alle autobotti e viceversa. Dalle autobotti il prodotto viene riversato, tramite opportune manichette, in un serbatoio di contenimento dell'olio combustibile denso della capienza di 56 m³ situato nella zona sottostante le rampe e successivamente trasferito ai serbatoi di stoccaggio a mezzo pompe.

Deposito combustibili a Porto Tolle

Il parco combustibili è costituito da sette serbatoi da 100.000 m³ ciascuno e da due serbatoi da 50.000 m³ del tipo a tetto galleggiante, idonei a contenere sia olio combustibile denso sia petrolio grezzo. Esso è suddiviso in due aree distinte denominate parco Nord e parco Sud.

Il parco Nord è costituito da un serbatoio da 100.000 m³ e da due serbatoi da 50.000 m³ utilizzati come serbatoi di servizio per il funzionamento dei gruppi. Sono inoltre presenti due serbatoi a tetto fisso da 500 m³ per lo stoccaggio del gasolio.

Il parco Sud è costituito da sei serbatoi da 100.000 m³ utilizzati per lo stoccaggio, la miscelazione o il travaso del combustibile ad esclusione del serbatoio S4 che temporaneamente è adibito a scorta d'acqua industriale.

Ciascun serbatoio è alloggiato in bacini di contenimento da 7-9 m di altezza; una rete di raccolta convoglia i drenaggi all'ITAR. Gli oli separati vengono stoccati per il recupero.

Trasporto dell'energia

Le quattro sezioni termoelettriche sono collegate alla adiacente stazione elettrica mediante linee aeree in alta tensione a 380 kV. La stazione comprende i quattro interruttori di macchina e due sistemi di sbarre a 380 kV. Il collegamento con la rete avviene tramite due linee a 380 kV a doppia terna, alle stazioni di Dolo, Adria, Ravenna Canala e Forlì.

La stazione è anche dotata di un doppio sistema di sbarre a 130 kV, nel quale confluisce la linea proveniente dalla stazione elettrica di Adria, dalle quali è derivata l'alimentazione dei due trasformatori di avviamento (TAG) dei gruppi termoelettrici. Le sbarre a 130 kV possono anche essere alimentate direttamente dalle sbarre a 380 kV tramite un autotrasformatore 380/130 kV.

3.1.9. Attività e risorse socioeconomiche indotte

Le attività di conduzione delle sezioni termoelettriche, di manutenzione delle componenti e di controllo delle apparecchiature sono svolte dal personale di centrale, che negli ultimi anni è stato mediamente costituito da 320 unità (300 unità ad oggi). Attività specialistiche, di consulenza ingegneristica e di controllo degli apparati, richiedono interventi di personale Enel dislocato in altre sedi.

Per manutenzioni periodiche, costruzioni civili, adeguamenti e modifiche tecnologiche, interventi particolari, si ricorre a ditte specializzate esterne, prevalentemente presenti nel Comune di Porto Tolle e nei comuni limitrofi: recentemente tali attività hanno occupato circa 80 unità di personale.



Per le sole attività ad alto contenuto tecnologico si ricorre a ditte esterne nazionali e comunque anche in questo caso l'imprenditoria locale è coinvolta tramite subappalti e attraverso la fornitura di materiale e, in caso di assunzione di personale, anche le ditte esterne si avvalgono prevalentemente di manodopera locale.

Occorre tener presente che l'Enel, con riferimento alla convenzione stipulata con il Comune di Porto Tolle per la realizzazione della centrale, informa l'Ente Locale delle necessità di risorse esterne in modo da facilitare la partecipazione delle imprese locali alle gare d'appalto.

La presenza della Centrale a Porto Tolle, ubicata in un'area tipicamente agricola non in grado inizialmente di fornire un indotto locale tecnicamente qualificato, è stata di stimolo per la nascita di ditte specializzate in manutenzione di macchinari ad elevato contenuto tecnologico, montaggi elettrici e meccanici industriali, assolvendo al compito di sviluppo socio-economico previsto dagli accordi stipulati nel corso del processo di autorizzazione alla costruzione della centrale.

La presenza della centrale ha anche favorito la crescita di aziende in parte già presenti sul territorio che svolgono attività di manutenzione (aree verdi, vigilanza, gestione rifiuti, escavazione, autoriparazione, trasporti, pulizie civili e industriali); inoltre è da rammentare la positiva influenza sull'imprenditoria locale che esercisce servizi di ristorazione, bar, alberghi, pensioni o su privati cittadini per l'affitto di locali, in occasione dei numerosi periodi in cui importanti interventi di manutenzione o ristrutturazione hanno richiesto in centrale la presenza di un consistente numero di personale esterno.

La fornitura di materiali interessa imprese a livello nazionale e fornitori a carattere locale; i primi, in genere grandi costruttori, sono stati coinvolti per la fornitura di parti di ricambio dei macchinari, mentre l'imprenditoria locale fornisce prevalentemente materiale di consumo, attraverso una rete di commercializzazione sviluppatasi nell'indotto della centrale.

Un ruolo importante che continua a rafforzarsi è la collaborazione formativa con il sistema scolastico che vede il coinvolgimento degli istituti attraverso l'istituzione di appositi corsi professionali e la realizzazione di stage degli studenti in centrale.

La centrale contribuisce con il personale tecnico alle funzioni di tutor e fornisce la documentazione di supporto a studenti universitari per la preparazione di tesi di laurea ad indirizzo tecnico.

Il Centro Informazioni, presente presso la centrale, è divenuto un punto di riferimento per le visite guidate agli impianti che interessano istituti di ogni ordine e grado provenienti dalle province limitrofe ed anche da altre regioni.



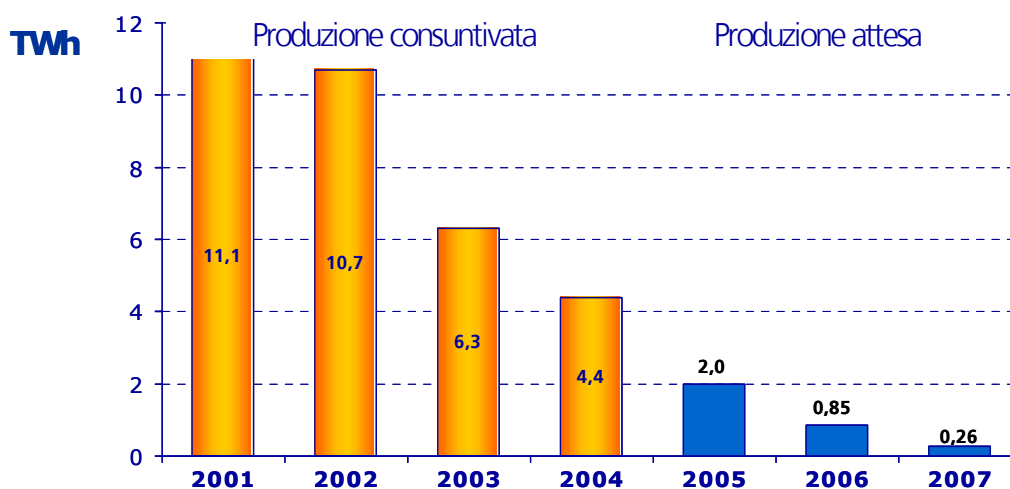
Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



3.2. Descrizione del progetto di trasformazione

3.2.1. Motivazioni della scelta progettuale (condizionamenti e vincoli)

Le analisi previsionali sull'andamento del futuro mercato elettrico e il nuovo scenario del mercato elettrico in Italia precedentemente illustrati hanno indotto l'Enel a rivedere i progetti di adeguamento ambientale di alcune centrali termoelettriche, con l'obiettivo di avviare interventi atti a migliorare l'efficienza produttiva, la diversificazione delle fonti energetiche e l'eccellenza ambientale. In questo programma rientra la centrale oggetto del presente studio, le cui previsioni di funzionamento, in mancanza di un tempestivo intervento di recupero sui costi di produzione, indicano una rapida diminuzione a pochissime ore l'anno. Infatti l'attuale impianto, pur essendo già ambientalizzato, non è competitivo in termini di rendimento e di costo del kWh poiché alimentato a olio e pertanto, come evidenziato nel grafico della produzione consuntivata e attesa per gli anni 2001÷2007 dalla Centrale di Porto Tolle, l'impianto andrà progressivamente incontro ad una dismissione in tempi medio-brevi.



La validità dell'opzione carbone

Dall'esame del contributo percentuale delle singole fonti alla produzione di energia elettrica nei vari paesi del mondo possono essere avanzate alcune considerazioni.

L'Italia risulta ai primi posti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, è fortemente dipendente dall'olio combustibile e ha una consistente produzione da gas naturale, registrando peraltro la totale assenza del nucleare.

Per quanto riguarda la produzione da gas naturale, questa è già molto elevata, la più alta dopo la Gran Bretagna che però vanta anche una rilevante incidenza del carbone e del nucleare e può attingere da giacimenti nazionali del Mare del Nord.

Per quanto riguarda la produzione da carbone, in Italia si registra un dato molto modesto rispetto agli altri paesi più industrializzati, fatta eccezione per



la Francia, che però può contare su una preponderante produzione di energia nucleare.

Nella tabella seguente sono riportati i contributi delle singole fonti energetiche per la produzione di energia elettrica relativamente ai paesi più industrializzati (fonte IEA Statistics – Book 2004 – Dati 2002 definitivi).

Nazione	Carbone (%)	Olio (%)	Gas (%)	Nucleare (%)	Rinnovabili (%)
Italia	14	31	35	-	20
Francia	4,5	1	4	79	11,5
Germania	51	1	10	29	9
Danimarca	46,5	10	24,5	-	19
Gran Bretagna	33	1,5	39,5	23	3
Spagna	34	12	13	26	15
Australia	78	2	11,5	-	8,5
Stati Uniti	51,5	2,5	18	20	8
Giappone	27	13	22,5	27,5	10

Nei paesi avanzati, dunque, il carbone è tutt'altro che una risorsa marginale o superata, esso infatti è caratterizzato da:

- basso costo per unità termica prodotta rispetto all'olio combustibile e al gas naturale;
- grandi riserve accertate in più di 100 paesi al mondo;
- possibilità di approvvigionamento da paesi politicamente stabili (Russia, Stati Uniti, Sud Africa, Australia, Polonia, etc.);
- facilità di trasporto via mare in siti costieri;
- esclusione del carbone fossile dall'elenco delle sostanze pericolose per il trasporto via mare da parte dell'International Maritime Organization (IMO);
- minimizzazione dell'impatto ambientale del carbone con impianti ad alto rendimento e basse emissioni di più recente sviluppo tecnologico ("Clean Coal Technology").

Risulta pertanto evidente la necessità di riequilibrare l'approvvigionamento delle fonti energetiche, riducendo l'impiego di quelle eccessivamente costose, come per esempio l'olio combustibile e il gas naturale, a favore del carbone, garantendo il contemporaneo soddisfacimento dell'altro obiettivo prioritario di Enel che è quello dell'eccellenza ambientale, sicuramente a livello nazionale ed europeo.

La scelta del carbone a Porto Tolle

Strategicamente la scelta della conversione a carbone per la Centrale di Porto Tolle si inquadra perfettamente nel generale programma di riconversione degli impianti messo a punto da Enel e si afferma come opzione praticabile con positivi risultati nel sito di Porto Tolle, anche dal punto di vista ambientale.

La presenza di un sistema idroviario in comunicazione con la laguna veneta e il Mare Adriatico rende possibile l'approvvigionamento del combustibile



(carbone), dei reagenti (calcare) e lo smaltimento dei sottoprodotti (gesso e ceneri).

La conversione a carbone con un impianto moderno ad elevate prestazioni, comporta inoltre i seguenti vantaggi:

- si riutilizza un sito esistente evitando nuova sottrazione di territorio;
- si garantisce e si rafforza l'attuale occupazione di centrale (300 addetti ad oggi) anche in considerazione delle nuove attività di gestione delle banchine;
- si rende nuovamente competitivo l'impianto;
- si rilanciano significativamente le attività dell'indotto;
- si riducono gli scarichi termico e idrico;
- si riutilizzano apparecchiature e materiali esistenti con riduzione dei costi d'investimento per kW installato;
- si riutilizzano le infrastrutture elettriche (stazioni, linee, etc.) e quindi non è necessaria la realizzazione di nuove linee di trasmissione;
- si creano le premesse per una riduzione delle tariffe e per una ottimizzazione del mix di combustibili a livello nazionale con conseguente vantaggio strategico per l'Italia.

L'opzione del ciclo combinato

La nuova situazione creata dall'apertura del mercato elettrico renderebbe comunque critica nel medio termine la trasformazione dell'impianto a ciclo combinato, in considerazione dell'elevato numero di cicli combinati in costruzione nell'area da parte dei concorrenti.

Enel ha recentemente portato a termine in Italia la costruzione di ben 10 unità a ciclo combinato ad alte prestazioni che, congiuntamente a due nuove unità in corso di realizzazione, e a quelle di La Spezia e Trino Vercellese, realizzate in precedenza, significa una potenza complessiva da ciclo combinato già installata di circa 6.000 MWe. L'eventuale conversione in ciclo combinato della Centrale di Porto Tolle porterebbe ad un ulteriore sbilanciamento del mix dei combustibili verso il gas naturale (già oggi al 35%), che non trova giustificazione economica visti gli alti costi di questo combustibile e la necessità di diversificazione.

Oltre a quanto suddetto, le dimensioni delle unità termoelettriche di Porto Tolle (sezioni da 660 MWe ciascuna) rendono difficilmente realizzabile la trasformazione in ciclo combinato della centrale esistente. A dimostrazione di ciò si precisa che le trasformazioni in ciclo combinato, che Enel Produzione e gli altri competitori hanno realizzato, interessano tutte unità di taglia compresa tra 160 e 320 MWe.

Da non sottovalutare gli impatti sul territorio derivanti dalla necessità di realizzare un nuovo gasdotto di alimentazione della centrale, attraverso un territorio particolarmente delicato e sensibile come quello del Delta del Po.

Infatti, il trasporto del gas naturale fino a Porto Tolle, alla pressione necessaria per alimentare le turbine a gas di una ipotetica centrale a ciclo combinato, avverrebbe attraverso la realizzazione di un gasdotto di notevole lunghezza, con conseguente sensibile impatto territoriale per l'attraversamento di zone SIC (Siti di Interesse Comunitario) e ZPS (Zone a Protezione Speciale). Infatti, la Centrale di Porto Tolle pur non essendo



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



ricompresa nei confini del parco regionale del Delta del Po, risulta completamente circondata dai territori del parco e da zone SIC e ZPS (aree sensibili individuate in ragione delle loro caratteristiche di pregio ambientale e di biodiversità). L'attraversamento del gasdotto risulterebbe dunque particolarmente invasivo con evidenti effetti negativi nel delicato tessuto territoriale. Il percorso che dovrebbe seguire il metanodotto è funzione delle portate di gas naturale necessario e quindi della tecnologia utilizzata e della potenza installata. Nel caso di mantenimento della potenza installata, il gasdotto, sulla base di uno studio preliminare effettuato da Snam Rete Gas, dovrebbe attestarsi in località Tresigallo, per complessivi 55 km di tracciato, con un tubo da 24 – 28 pollici in grado di fornire 500.000 m³/ora di gas naturale.

Il suddetto tracciato attraverserebbe peraltro la zona denominata "Stazione 1 Volano – Mesola – Goro" dell'area protetta del Parco del Delta del Po nella Regione Emilia Romagna; il relativo Piano Territoriale, approvato con delibera di Giunta Regionale n.1626 del 31 luglio 2001, al comma 1 dell'art.18 vieta, tra l'altro, la realizzazione di nuove condotte per il trasporto di materiali fluidi e/o gassosi.

Su questo importante aspetto si rimanda al Rapporto Golder "Analisi dei principali effetti ambientali indotti dalla realizzazione di un gasdotto per l'alimentazione della Centrale di Porto Tolle" (**allegato 3.2.1/I**).

Le esperienze internazionali

Nel mondo, in particolare nei paesi tecnologicamente più avanzati, il carbone rappresenta una fonte primaria per la produzione di energia elettrica.

In Europa il 30% della capacità installata (circa 600 GW) è a carbone, ma solo l'8% degli impianti esistenti ha un'efficienza non inferiore al 40% (PCI – Potere Calorifico Inferiore). Gli impianti che rappresentano lo stadio più avanzato dello sviluppo tecnologico sono di tipo supercritico a polverino di carbone (tecnologia prescelta per la Centrale di Porto Tolle) e sono stati recentemente installati in Germania e Danimarca, come si evince dalle due successive tabelle.

Impianti supercritici in Germania

Esercizio commerciale	2003 Niederhausen	1999 Lippendorf	1997 Schwarze Pumpe	1992 Staudinger	2000 Boxberg	1996 Schkopau
Cliente	RWE Energie	Vattenfall	Vattenfall	Preußen Elektra	Vattenfall	Kraftwerk Schkopau
Fornitore caldaia	Alstom et al.	Steinmüller et al.	Alstom	Deutsche Babcock	Alstom et al.	Steinmüller et al.
Fornitore TV	Siemens PG	Siemens PG	Siemens PG	Alstom	Alstom	Alstom
Combustibile principale	Lignite	Lignite	Lignite	Carbone	Lignite	Lignite
Output (MW, Net)	965	930+ heat	2x800 + heat	509	907	2x450
Pressione vapore (bar)	275	267	267	262	266	285
Temperatura SH (°C)	580	554	547	545	545	545
Temperatura RH (°C)	600	583	560	562	581	560
Rendimento netto (%PCI)	45	42	41	43	42	40



Impianti supercritici in Danimarca

Impianto	Esbjerg 3	Nordjyllands 3	Averdore 2
Cliente	Elsam	Elsam	Energy E2
Fornitore caldaia	Alstom	BWE	BWE/FLS Miljo
Fornitore TV	ABB	Alstom	Ansaldo Energia
Combustibile principale	Carbone	Carbone	Carbone
Output (MW, Net)	411	411	390
Pressione vapore (bar)	250	290	300
Temperatura SH (°C)	560	582	580
Temperatura RH (°C)	560	580/580	600
Rendimento netto (%PCI)	45 (*)	47 (*)	48 (*)
Esercizio commerciale	1992	1998	2001

(*) I rendimenti indicati tengono conto della più favorevole temperatura della sorgente fredda

In Italia, a Civitavecchia, Enel è nella fase realizzativa del progetto per l'installazione di 3 gruppi da 660 MW ultra supercritici con le condizioni di vapore più avanzate in tutta Europa (252 bar/600/610 °C) e al pari di quelle giapponesi più avanzate al mondo.

Negli USA, circa il 40% (circa 330 GW) della capacità totale installata è a carbone [UDI/McGraw Hill Energy Database, November 2000]. Di tutte le unità a "black coal", 558 sono subcritiche, 64 supercritiche e solo 23 sono ultra supercritiche con elevate temperature del vapore (comunque inferiori a quelle del presente progetto). Solo il 2% delle centrali a carbone ha un'efficienza superiore al 38% rispetto al PCS – Potere Calorifico Superiore – (circa 40% rispetto al PCI), e l'impianto più avanzato è Tanner Creek n° 4, con un rendimento pari a 39,8% (circa 42% PCI). Tale rendimento, benché riferito al PCS, è considerevolmente più basso del rendimento raggiunto da diversi impianti europei. Negli USA, che, assieme alla Russia, è stato il primo e tradizionale sviluppatore della tecnologia supercritica, non c'è stata praticamente evoluzione tecnologica negli ultimi 20 anni, in contrasto con il resto dei paesi più industrializzati. Il parco degli impianti a carbone degli USA ha ormai raggiunto un'età media elevata, per cui sono previsti imminenti interventi di "retrofit" degli impianti esistenti nonché l'installazione di nuove unità a carbone.

L'"Energy Information Administration" indica che dal 2004 al 2025 si costruiranno 87.000 MW (circa 40 volte la potenza della Centrale di Porto Tolle) di nuovi impianti a carbone. Sempre la stessa Agenzia Federale USA prevede che nel 2025 la produzione di energia da carbone sarà pari al 50% del totale, sostanzialmente in linea con la quota attuale.

Il Giappone, in origine, dipendeva fortemente dall'olio combustibile (assieme ad idro, gas e nucleare). Nel 1980 solo 5 GW di capacità su 125 GW installati erano a carbone (4%). Sul finire della crisi petrolifera (1973 – 1979), il bisogno di diversificazione delle fonti energetiche impose una rapida crescita degli impianti a carbone e un costante progresso tecnologico nel settore. Nel 2001 la capacità totale installata era di circa 230 GW, di cui circa il 13% a carbone (circa 31 GW). Le più avanzate condizioni di vapore al mondo attualmente in servizio commerciale in Giappone sono quelle delle caldaie di



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



Tachibana-Wan (2x1050 MW), 25,0 MPa/600°C/610°C e dell'unità n° 1 della Centrale di Isogo (600 MW) 26,6 MPa/600°/610 °C. In Giappone è considerevole il numero di impianti a carbone di recente costruzione, di cui la maggior parte con la tecnologia a polverino (come Porto Tolle), come risulta dalla seguente tabella.

I più moderni impianti a carbone del Giappone

Impianto	Cliente	Output (MW)	Pressione vapore (MPa)	Temperatura SH / RH (°C)	Combustibile	Anno
Haramachi	TEP Company	1.000x2	#1 25.4 #2 25.4	#1 570/595 #2 604/602	Carbone	1997-1998
Tachibana-Wan	EPDC	1050x2	#1 25.6 #2 26.0	600/610	Carbone	2001-2002
Tomatoh-Atsuma	Hokkaido EPCo	700	25.0	600/600	Carbone	2002
Hitachinaka	Tokyo EPCo	1000	26.0	600/600	Carbone	2003
Hirono #5	Tokyo EPCo	600	24.5	600/600	Carbone	2004
Hekinan	Chubu EPCo	1000x2	25.0	568/593	Carbone	2001-2002
Maizuru #1	Kansai EPCo	900	24.5	595/595	Carbone	2004
Osaki (PFBC)*	Chugoku EPCo	250	16.6	566/593	Carbone	2005
Matsuura	Kyushu EPCo	1000	25.0	598/596	Carbone	2005
Reihoku	Kyushu EPCo	700	24.0	593/593	Carbone	2003
Karita (PFBC)*	Kyushu EPCo	360	24.1	566/593	Carbone	2001
Kin	Okinawa EPCo	220x2	16.6	566/566	Carbone	2002-2003
Isogo	EPDC	600	27.0	600/610	Carbone	2002

* Impianti PFBC

La tecnologia del carbone pulito ("Clean Coal Technology")

Grazie alle esperienze più importanti condotte a livello internazionale, la tecnologia del carbone si è sempre più sviluppata come "Clean Coal Technology", ossia "Tecnologia del Carbone Pulito", basata sul miglioramento delle prestazioni degli impianti e sul contenimento delle emissioni, superando lo stereotipo dei vecchi impianti a carbone con pesante impatto sull'ambiente, forse ancora troppo diffuso nel nostro paese per la mancanza di esempi di impianti di questo tipo e tecnologicamente all'avanguardia. Il carbone rappresenta oggi una risorsa ampiamente disponibile ed è distribuito in riserve localizzate in più di 100 paesi. Non è infiammabile, né esplosivo, né inquinante per il suolo e per l'acqua.

Il carbone non presenta caratteristiche di diluibilità in acqua e in caso di accidentale sversamento in mare non rappresenterebbe un pericolo per la flora e la fauna acquatica. Infatti, in caso di riversamento accidentale a causa di naufragio, il carbone tende a depositarsi sul fondale e non rilascia in acqua sostanze inquinanti o pericolose. Inoltre il trasporto di carbone via mare viene oggi effettuato con navi dotate di sistemi di controllo a tecnologia avanzata che permettono di effettuarlo in sicurezza, riducendo il rischio di incidenti. È



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



per tutte queste considerazioni che nel 1997 l' "International Maritime Organization" - l'Agenzia specializzata delle Nazioni Unite per la navigazione marittima, che raccoglie esperti di 75 paesi - ha sancito l'esclusione del carbone fossile dall'elenco delle sostanze rischiose e nocive trasportate via mare.

La tecnologia del carbone si è recentemente sempre più sviluppata come "Tecnologia del carbone pulito", seguendo due direttrici fondamentali:

- miglioramento delle prestazioni grazie allo sviluppo tecnologico, soprattutto nel settore dei nuovi materiali, idonei a resistere ad alte temperature e pressioni, e all'ottimizzazione dei cicli termici. Ciò consente di bruciare meno carbone a parità di energia termica prodotta riducendo pertanto la portata dei fumi, la CO₂ emessa nonché i rilasci termici alla sorgente fredda (mare);
- attraverso cospicui investimenti in impianti di trattamento dei fumi ad alta efficienza di abbattimento, con i quali è possibile ridurre drasticamente le concentrazioni di SO₂, NOx e polveri rilasciate all'atmosfera a valori sensibilmente inferiori a quelli imposti dalle più recenti normative, su una portata di fumi già ridotta grazie al miglioramento delle prestazioni di cui al punto precedente.

Questa tecnologia ha una specifica avanzata interpretazione nelle nuove centrali a carbone dell'Enel che prevedono:

- caldaie con parametri di processo (pressione SH, temperatura SH e RH) superiori a quelli oggi in uso in modo da ottenere elevati rendimenti netti globali di impianto (circa 45% nei paesi mediterranei) e quindi un notevole risparmio di combustibile (dal 20% al 25%) e una notevole corrispondente riduzione di CO₂ rispetto agli impianti convenzionali (che presentano un rendimento netto di circa il 36÷38%);
- sistemi di denitrificazione catalitica dei fumi (DeNOx) ad elevata efficienza per l'abbattimento degli ossidi di azoto (NOx) (abbattimento di circa l'85% degli NOx in uscita dalla caldaia);
- sistemi di filtrazione innovativi (filtri a manica) che consentono di abbattere il 99,9% delle polveri prodotte in caldaia;
- sistemi di desolforazione dei fumi ad alta efficienza per l'abbattimento degli ossidi di zolfo (SO₂) (abbattimento di circa il 97% della SO₂ in uscita dalla caldaia);
- movimentazione e stoccaggio del carbone con strutture completamente chiuse, depressurizzate e automatizzate; trasporto di carbone, ceneri, calcare e gesso (questi ultimi rispettivamente come reagenti e prodotti degli impianti di desolforazione) con nastri in condotti depressurizzati. Tali accorgimenti, oltre ad impedire qualsiasi dispersione in atmosfera delle polveri, migliorano contestualmente l'inserimento ambientale della centrale;

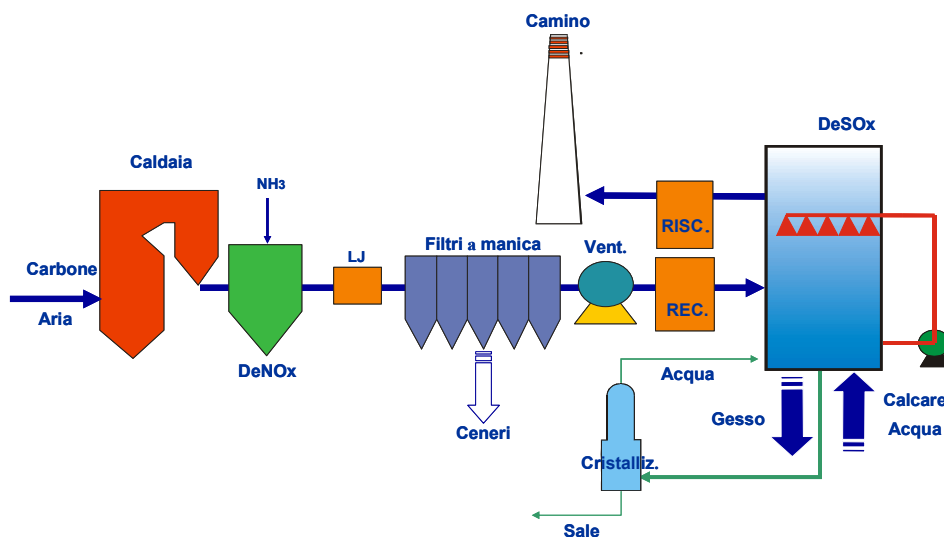


Centrale termoelettrica
di Porto Tolle

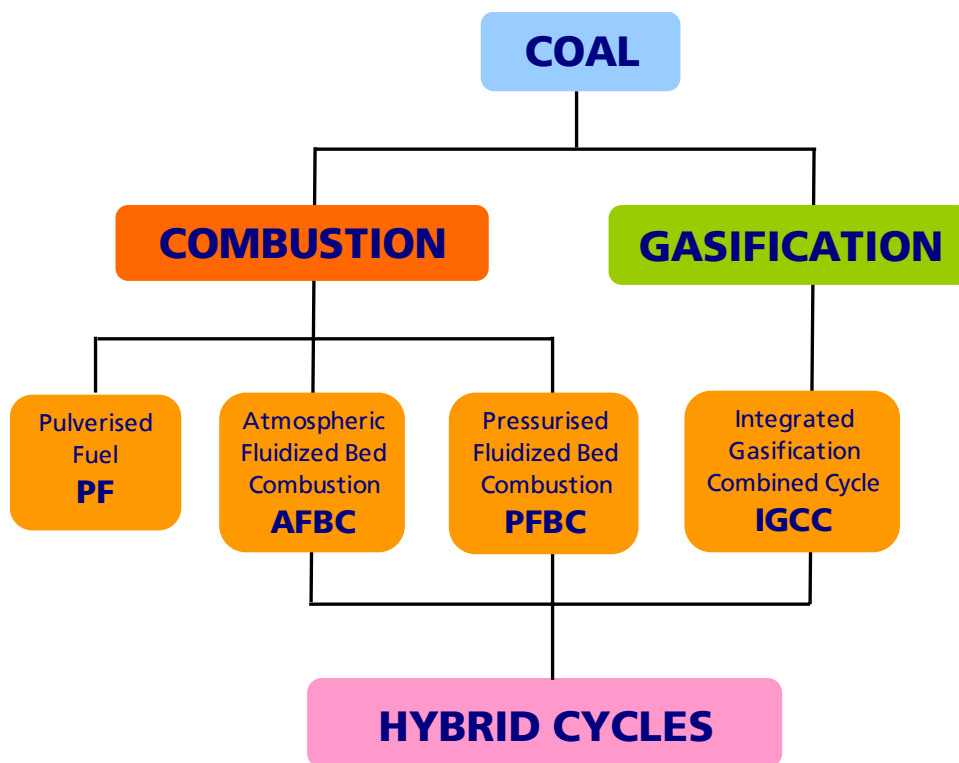


- l'adozione di un impianto di cristallizzazione delle acque di spurgo del desolfatore consente il completo recupero di tali acque che pertanto non costituiscono un effluente liquido in uscita dall'impianto.

Lo schema seguente mostra il circuito di trattamento dei fumi:



Sempre per l'uso del carbone sono possibili altre tecnologie potenzialmente di interesse industriale che sono:



Nella tecnologia a polverino di carbone (PF), quella prescelta per la Centrale di Porto Tolle, il carbone è macinato in particelle fini che vengono iniettate assieme all'aria di trasporto in un certo numero di bruciatori collocati nella parte bassa della caldaia. Le particelle bruciano in sospensione e rilasciano calore che viene trasferito ai tubi d'acqua e alle serpentine del vapore nella camera di combustione. Ciò genera vapore ad alta pressione e temperatura che alimenta un turbogeneratore per produrre energia elettrica. Le caldaie vengono denominate "ultrasupercritiche" se il vapore viene prodotto al di sopra della pressione critica di 221,2 bar e non c'è una distinta transizione di fase acqua-vapore. L'adozione di tali caldaie, con livelli di pressione e temperatura del vapore sempre più elevati grazie alla sperimentazione e la successiva introduzione commerciale di materiali innovativi, permette di raggiungere i più alti livelli di rendimento consentiti nell'ambito delle diverse tecnologie a carbone. La capacità totale mondiale installata con caldaie a polverino è dell'ordine dei 1.000 GW e queste generano la grande maggioranza dell'elettricità prodotta a carbone che, di per sé, rappresenta circa il 39% della generazione globale di energia elettrica [Key World Energy Statistics – 2003, IEA, 2004]. Attualmente, a causa di ragioni storiche legate allo sviluppo tecnologico e a considerazioni di costo e di affidabilità, la tecnologia a polverino è dominata ancora dalle caldaie "subcritiche". Tuttavia, un rapporto della IEA [D. Scott, P. Nilsson, "Competitiveness of Future Coal-Fire Units in Different Countries", IEA Coal Research Report, January 1999] indica che, dei 22,4 GW elettrici di nuovi impianti a carbone commissionati nei paesi OECD nel periodo 1997-2000, ben 19,4 GW (più dell' 85%) sono supercritici.

Negli impianti con combustione a letto fluido (FBC), la combustione del solido avviene all'interno di un letto fluido ove il combustibile, miscelato con materiale inerte e con un prodotto sorbente dello zolfo, viene mantenuto in sospensione da un flusso di aria ascendente. Il comportamento fluidodinamico del letto dipende dal tipo di tecnologia adottata ("bubbling bed, turbulent bed, circulating bed"). La temperatura relativamente moderata del letto, circa 850 °C, favorisce una bassa produzione di NOx consentendo al contempo la cattura degli SOx, attraverso l'iniezione in caldaia di un sorbente (calcare). Su base globale, per quanto riguarda il futuro, un'analisi condotta da DTI/IEA ["Cleaner Coal Technologies – Options", DTI/IEA, 1999] prevedeva delle opportunità di mercato fino al 2020 di circa 150 GW, ossia non più del 20% dell'incremento globale di capacità prevista a carbone e massimamente concentrate in Cina, con quote minori in USA e India. Nell'ambito di tale tecnologia, l'unica alternativa realisticamente possibile alla soluzione di caldaie a polverino scelta da Enel per la Centrale di Porto Tolle, sarebbe rappresentata dall'adozione di caldaie a letto fluido atmosferico (AFBC).

Le caldaie a letto fluido atmosferico sono principalmente, per grandi taglie, del tipo a circolazione del letto fluido (CFBC – Circulating Fluidized Bed Combustion) e sarebbero teoricamente realizzabili fino a 600 MW (tutti i costruttori, Alstom, Lurgi, F&W hanno sviluppato un progetto di questa taglia) ma la più grossa in costruzione e la prima ultrasupercritica è quella di Lagisza, in Polonia (460 MW, 560/580 °C, efficienza > 43%). La tecnologia non è quindi matura come nel caso delle caldaie a polverino. Queste caldaie



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



sono inoltre caratterizzate da un rendimento inferiore a parità di condizioni del ciclo termico, a causa dell'elevato salto di pressione del letto fluido, e costano di più rispetto ad una caldaia PF. Rappresentano una soluzione competitiva solo quando sono in presenza di combustibili poveri (difficilmente utilizzabili in una caldaia PF) o quando i limiti sulle emissioni possono essere raggiunti dalla caldaia senza ulteriori installazioni di impianti di denitrificazione e desolforazione; questo non è assolutamente il nostro caso. In conclusione, un impianto CFBC costerebbe sensibilmente di più, sarebbe caratterizzato da 3 – 5 punti di efficienza in meno e non avrebbe ancora una referenza (ultra-supercritiche da 600 MW). Inoltre, il rendimento inferiore, associato ad una maggiore quantità di calcare necessaria per ottenere l'abbattimento dello zolfo, comporta una più elevata produzione di ceneri con caratteristiche non idonee ad un loro riutilizzo nei cementifici e come tali da destinare a discarica.

Per quanto riguarda gli impianti PFBC, una sola compagnia, la ABB Carbon (adesso parte della Alstom Power) ha fornito tutte le installazioni ad eccezione di due di esse, la maggior parte funzionanti inizialmente come unità dimostrative, benchè qualcuna oggi funzioni come prototipo commerciale. Tali unità furono costruite in Spagna, USA e Svezia, basate sul modulo Alstom P200 PFBC da 70 MW. Un'ulteriore dimostrazione ebbe luogo in Giappone per essere seguita dalla realizzazione di un modulo P800 da 360 MW ordinato da Kyushu Electric. Tale impianto è oggi in servizio commerciale a Karita, produce vapore in condizioni supercritiche con un rendimento di circa il 44% e rappresenta lo stato dell'arte in tale tecnologia.

A causa di una riorganizzazione delle risorse Alstom, causate da alcune difficoltà di mercato, il PFBC non è più commercializzato benchè sia mantenuto il supporto sugli impianti già realizzati. Il futuro di tali impianti, a livello commerciale, sembra dunque segnato. Lo sviluppo potrebbe continuare solo se verrà portato avanti dai licenziatari giapponesi.

La tecnologia IGCC si basa sull'integrazione tra un impianto a ciclo combinato il cui combustibile (gas) di alimento della turbina a gas è ottenuto dalla gasificazione di un combustibile fossile. In teoria tutti i tipi di carbone possono essere gasificati però, da un punto di vista economico, sono preferiti quelli a basso contenuto di ceneri (maggiore efficienza di gasificazione e minor formazione di scorie). In dipendenza della tipologia adottata sono inoltre preferibili quelli a basso contenuto di zolfo e di componenti alogenati (riduzione fenomeni corrosivi nel refrigeratore syngas). Infine la temperatura di fusione delle ceneri è un importante parametro da tenere in considerazione. Benchè una maggiore attenzione sia stata ultimamente rivolta all'uso del carbone, va detto che la larga maggioranza di tali impianti sono basati sull'uso di altri combustibili (residui pesanti del petrolio, biomasse, gas, rifiuti urbani, petcoke, etc.). Di fatto solo 30 impianti su 160 oggi in servizio utilizzano carbone e solo 14 su 35 pianificati lo utilizzeranno [dato derivato dal "World Gasification Database, US, DoE & Gasification Technology Council"]. Nella tabella che segue sono riportati i principali impianti IGCC ad uso elettrico realizzati in Europa e negli USA.



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



Dettagli dei maggiori impianti IGCC in Europa e negli Stati Uniti

Sito	Turbina	Tecnologia di gasificazione	Potenza (MW)	Data di avvio
Wabash River, IN	GE 7 FA	Global E-Gas (formerly Destec)	262	OTT 1995
Tampa Electric, FL	GE 7 FA	Texaco	250	SET 1996
Demkolec (now NUON), Buggenum - Netherlands	Siemens V 94.2	Shell	253	GEN 1994
Elcogas, Puertollano - Spain	Siemens V 94.3	Krupp-Uhde Prenflo	310	DIC 1997

Gli impianti di gasificazione combinati con turbine a gas e turbine a vapore non possono ancora essere considerati delle tecnologie mature e devono ancora passare attraverso una fase di standardizzazione della maggior parte dei componenti critici per i quali devono essere prodotti ulteriori sforzi per concentrare le esperienze progettuali e operative in modo da limitare i costi di sviluppo e produzione. Nella fase attuale, di fronte alla citata pluralità di soluzioni non esiste una pratica industriale tale da individuare quelle più economiche, affidabili e gestibili. Le esperienze industriali degli impianti IGCC ancora oggi lamentano problemi di affidabilità e una limitata flessibilità operativa, fattori da cui Enel non può prescindere considerata l'entità dell'investimento programmato sul sito di Porto Tolle, per il quale dovranno essere garantiti i più elevati standard di disponibilità, affidabilità e sicurezza di esercizio.

Infine le taglie su scala industriale fino ad oggi sviluppate (circa 300 MW) non sono in grado di soddisfare le capacità produttive della Centrale di Porto Tolle, anche se i rendimenti sono paragonabili a quelli dei moderni impianti ultrasupercritici.

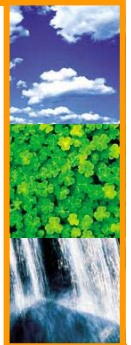
Si è quindi preferito orientarsi su una soluzione affidabile, abbondantemente referenziata, calzata sulle esigenze e i vincoli di trasformazione della Centrale di Porto Tolle con caratteristiche tecniche di avanguardia per il controllo delle emissioni inquinanti, che prevede l'utilizzo di caldaie a polverino di carbone con parametri di processo ai limiti di quanto consentito ad oggi dalla tecnologia commerciale ("*ultrasupercritiche*"), in modo da ottenere elevati rendimenti termodinamici e quindi un notevole risparmio di combustibile, con caratteristiche che la rendono comparabile o superiore alle migliori centrali esistenti a livello mondiale ("*Clean Coal Technology*").

Le condizioni e i vincoli

La Centrale termoelettrica di Porto Tolle è ubicata sulla sponda Sud del Po di Pila, di fronte al paese di Pila, nella frazione di Polesine Camerini.

Essa confina con:

- il Po di Pila a Nord;
- la Sacca del Canarin a Sud-Est (in comunicazione col Mare Adriatico);
- terreni agricoli a Sud e ad Ovest.



Il sito di cui trattasi è localizzato nella zona meridionale della Regione Veneto, in Provincia di Rovigo nel Comune di Porto Tolle, all'interno dell'area del Delta del Po, ai confini con la Regione Emilia Romagna in zona sismica 4^a.

L'unica significativa infrastruttura stradale presente nell'area in questione è la S.S. n. 309 Romea, che dista circa 25 chilometri in linea d'aria dalla centrale e costituisce il principale asse costiero di collegamento verticale tra Venezia e Ravenna.

La centrale, inoltre, è collegata alla Laguna di Venezia e al Mare Adriatico a mezzo del sistema idroviario del fiume Po.

Nelle vicinanze della centrale non vi sono attività industriali di rilievo.

Il progetto investe l'area di pertinenza dell'impianto esistente e pertanto non modifica la configurazione insediativa della centrale e si inserisce quindi senza particolari interazioni con i vincoli di questo territorio.

La progettazione, la realizzazione e il collaudo sia dell'impianto nella sua globalità sia delle singole parti vengono effettuati nel rispetto di tutte le norme vigenti applicabili in merito a:

- progettazione, esecuzione e collaudo strutture
- igiene e sicurezza;
- barriere architettoniche;
- antinfortunistica;
- prevenzione incendi;
- protezione civile
- regime delle acque.

Inoltre, in tutti i casi in cui le esigenze di progettazione lo richiedano, pur restando nel rispetto delle norme di legge, verranno utilizzate le particolari direttive tecniche nazionali ed internazionali applicabili (paragrafo 3.5).

Dall'esame della vigente normativa urbanistica, nell'area di intervento, allo stato attuale di evoluzione, non emergono condizionamenti o vincoli gravanti sulla realizzazione del progetto, che siano ostativi al buon esito della verifica di compatibilità ambientale.



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



3.2.2. Caratteristiche del progetto di massima

Il progetto di trasformazione a carbone delle quattro unità costituenti la Centrale termoelettrica di Porto Tolle prevede la realizzazione di quattro nuove caldaie ultrasupercritiche da 660 MWe alimentate a polverino di carbone, in sostituzione delle quattro esistenti di analoga potenza che verranno demolite. Inoltre, ai fini dell'abbattimento degli inquinanti atmosferici prodotti dalla combustione a carbone, sono previsti:

- nuovi sistemi di denitrificazione catalitica dei fumi (DeNOx) ad elevata efficienza per l'abbattimento degli ossidi di azoto (NOx) in uscita dalla caldaia;
- nuovi sistemi di depolverazione dei fumi (filtri a manica) ad alta efficienza di abbattimento delle polveri prodotte in uscita dalla caldaia;
- nuovi sistemi di desolforazione dei fumi (DeSOx) del tipo calcare/gesso ad umido, ad elevata efficienza di abbattimento degli ossidi di zolfo (SO₂) in uscita dalla caldaia.

Lo schema funzionale delle unità dopo trasformazione a carbone è indicato nel **disegno PO0.0000.TIL.ATSV.P308**. Esso rimane simile a quello dell'impianto esistente e si differenzia soltanto per i più alti valori della temperatura, in uscita caldaia, del vapore principale (604 °C) e del vapore surriscaldato (612 °C) e per i nuovi sistemi di preriscaldamento dell'acqua di alimento prima dell'ingresso in caldaia. L'aumento della temperatura del vapore in uscita dalla caldaia comporta necessariamente la sostituzione delle sezioni AP, MP e BP della turbina a vapore. I nuovi componenti del processo produttivo, realizzati secondo le più avanzate tecnologie insieme alle più elevate caratteristiche del vapore consentono di incrementare il rendimento dell'unità. In particolare si evidenziano per ciascuna sezione i seguenti dati:

- potenza elettrica lorda ai morsetti dell'alternatore 660 MWe (come l'attuale);
- potenza elettrica netta circa 634 MWe;
- rendimento netto circa 44,6%.

Il nuovo impianto è destinato a coprire la base del diagramma di carico giornaliero della rete. Esso può anche partecipare alla ripartizione del carico tra il minimo tecnico e il 100% del carico (CNC).

Riassumendo il progetto di trasformazione delle quattro unità, prevede il riutilizzo delle seguenti apparecchiature:

- condensatore e circuito di raffreddamento;
- opere di presa e di restituzione;
- pompe dei cicli rigenerativi di alta e bassa pressione;
- possibile riutilizzo di alcuni scambiatori e tubazioni del ciclo rigenerativo;



- impianto trattamento condensato;
- generatore elettrico, trasformatori elevatori ed altre apparecchiature elettriche ausiliarie;
- stazione elettrica e linee ad alta tensione;
- n.3 serbatoi da 100.000 m³ (di cui due per olio combustibile denso e uno per acqua industriale).

Vengono inoltre riutilizzate la sala macchine, due edifici ausiliari, due edifici compressori, gli uffici, le officine, i magazzini e la portineria.

Sono invece di seguito riportati i principali interventi di modifica previsti dal nuovo progetto:

- installazione di quattro caldaie (una per ogni sezione) ultrasupercritiche alimentabili a polverino di carbone, complete di bunker, mulini carbone, riscaldatori rigenerativi dell'aria comburente e sistemi di combustione a bassa formazione di NO_x;
- sostituzione di 4 turbine esistenti da 660 MWe con 4 nuove turbine di analoga potenza idonee per ciclo ultrasupercritico;
- installazione su ognuna delle quattro sezioni di 2 nuovi preriscaldatori AP dell'acqua alimento da aggiungere agli attuali, completi di tubazioni del vapore di spillamento e di tubazioni drenaggi;
- rifacimento delle tubazioni del vapore principale e del vapore risurriscaldato di collegamento tra caldaie e turbine a vapore;
- interventi di sostituzione sulle tubazioni e sulle apparecchiature afferenti al ciclo termico;
- interventi secondari di abbattimento degli NO_x mediante installazione su ciascuna delle quattro nuove sezioni di un sistema di denitrificazione catalitica dei fumi (DeNO_x), in uscita economizzatore di caldaia;
- installazione di un sistema di depolverazione dei fumi mediante l'installazione di un filtro a manica su ciascuna delle quattro nuove sezioni, per l'abbattimento delle polveri;
- installazione su ciascuna delle quattro nuove sezioni di un sistema di desolforazione dei fumi (DeSO_x) del tipo calcare/gesso, con relativi ausiliari elettrici e meccanici inseriti all'interno dell'edificio assorbitore;
- ampliamento della darsena esistente per realizzare due banchinamenti per attracco contemporaneo di 3 chiatte fluvio-marine; le banchine saranno attrezzate per lo sbarco del carbone e del calcare e per il carico del gesso e delle ceneri e saranno collegate ai rispettivi depositi di centrale;
- realizzazione degli impianti idonei allo scarico, al trasporto, allo stoccaggio, alla ripresa e alla macinazione del carbone;
- realizzazione degli impianti idonei allo scarico, al trasporto e allo stoccaggio del calcare in pezzatura;
- realizzazione di torri per gli impianti di movimentazione dei solidi;



- realizzazione di un impianto per la macinazione del calcare;
- realizzazione di un impianto di preparazione e dosaggio della sospensione di calcare;
- realizzazione di un impianto di filtrazione della sospensione di gesso, con relativo impianto di stoccaggio, movimentazione e sistemi di carico delle chiatte fluvio-marine;
- installazione degli impianti per la produzione dell'ammoniaca, tramite dissoluzione di urea solida, per l'esercizio dei denitrificatori catalitici;
- realizzazione di un nuovo impianto di trattamento degli spurghi DeSOx a scarico zero, mediante installazione di un sistema di evaporazione/cristallizzazione;
- realizzazione di un impianto per il pretrattamento dell'acqua grezza prelevata da fiume PO destinata a coprire i fabbisogni aggiuntivi della desolforazione;
- realizzazione di un impianto di produzione di acqua industriale ad osmosi inversa, destinata a coprire i fabbisogni aggiuntivi della desolforazione, da utilizzarsi nel periodo estivo in presenza di cuneo salino;
- realizzazione di un sistema di estrazione delle ceneri dai filtri a manica e di nuovi silos di raccolta, completi di impianto di trasferimento alla banchina;
- demolizione di 4 caldaie esistenti, 4 precipitatori elettrostatici e relativi condotti fumi fino alle ciminiere e delle apparecchiature ausiliarie;
- demolizione di 4 turbine a vapore esistenti e parte del ciclo termico;
- demolizione di 4 serbatoi di stoccaggio dell'olio combustibile da 100.000 m³ ciascuno situati nel parco combustibili Sud e relativi bacini di contenimento;
- demolizione di 2 serbatoi di stoccaggio dell'olio combustibile da 50.000 ciascuno situati nel parco combustibili Nord e relativi bacini di contenimento;
- demolizione della stazione di scarico delle autobotti olio combustibile;
- parziale demolizione delle fondazioni in area caldaie e precipitatori elettrostatici propedeutiche alle attività di rinforzo delle palificate di sottofondazione;
- demolizione di parti della esistente darsena, funzionali al suo ampliamento.

E' prevista l'esecuzione delle seguenti opere civili:

- ampliamento della darsena esistente per realizzare due banchinamenti per l'attracco contemporaneo di 3 chiatte fluvio-marine;
- movimentazioni e sistemazioni di terreno nelle aree di intervento interessate dalle nuove installazioni;



- fondazioni e sottofondazioni per le caldaie, per i DeNOx, per i filtri a manica, per l'impianto DeSOx e per i ventilatori indotti, tramite realizzazione di nuovi pali, travi, pilastri e platee di fondazione;
- realizzazione di un nuovo piazzale in rilevato armato nell'area degli impianti di desolforazione alla stessa quota del piazzale caldaie esistente;
- fondazioni dei carbonili a "dome" per lo stoccaggio del carbone, del capannone gesso, dei sili calcare, dei sili ceneri e dell'impianto disidratazione gesso;
- fondazioni per le macchine di messa a parco e ripresa da parco poste all'interno dei carbonili;
- fondazioni dell'impianto di macinazione del calcare;
- realizzazione di torri di smistamento carbone, calcare, gesso e ceneri e relativi impalcati di sostegno dei ponti nastro e relative opere fondazionali;
- realizzazione del parco per lo stoccaggio delle biomasse (in forma di cippato) e relativo sistema di movimentazione;
- realizzazione dell'impianto di macinazione delle biomasse e del sistema di alimentazione alle caldaie;
- realizzazione di "pipe-rack" di sostegno per tubazioni, cavi e condotti fumo;
- fondazioni per l'area di stoccaggio e deposito dei container dell'urea;
- opere civili del sistema di pretrattamento degli spurghi DeSOx e fondazioni dell'impianto evaporazione/cristallizzazione;
- fondazioni per l'impianto di produzione dell'acqua industriale;
- estensione delle reti fognarie;
- nuova viabilità interna alla centrale;
- ampliamento dell'attuale rilevato in terra compreso tra la palazzina uffici e i serbatoi dell'olio combustibile del parco Sud, funzionale alla stabilizzazione del terreno fondazionale per i nuovi carbonili a *dome*.



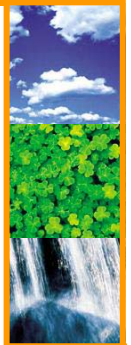
Le figure mostrano la simulazione 3D dell'impianto esistente con evidenziate in giallo le demolizioni necessarie alla conversione a carbone e la simulazione 3D dell'impianto dopo la conversione a carbone, con evidenziate in azzurro le nuove opere.



Simulazione 3D impianto esistente



Simulazione 3D impianto dopo conversione a carbone



L'esecuzione delle modifiche citate comporta inoltre la realizzazione e il potenziamento di impianti ausiliari, nonché la realizzazione delle interconnessioni con gli impianti ausiliari esistenti. Le aree oggetto delle modifiche sono indicate nella **planimetria n. PO0.0000.DIA.ATSV.P403**, mentre nella **planimetria n. PO0.0000.DIA.ATSV.P404** sono riportate le soluzioni impiantistiche adottate. Il **disegno n. PO0.0000.DIA.ATSV.P405** mostra invece le aree che saranno utilizzate per il cantiere. Le viste e le sezioni di impianto relative alle nuove apparecchiature sono illustrate nel **disegno n. PO0.0000.DIA.ATSV.P406**. Tutte le modifiche citate saranno realizzate interamente in aree di proprietà dell'Enel.

I disegni dal **n. PO0.0000.DIA.ATSV.P410** al **P414**, mostrano le viste prospettive dell'impianto nella attuale configurazione e in quella futura con evidenziazione delle opere da demolire (rappresentate in giallo) e quelle di nuova realizzazione (rappresentate in celeste).

I disegni dal **n. PO0.0000.DIA.ATSV.P415** al **P418** mostrano le simulazioni di inserimento paesaggistico da diversi angoli di visuale, mentre i disegni dal **n. PO0.0000.DIA.ATSV.P419** al **P421** rappresentano le viste di assieme architettonico del futuro impianto.

3.2.2.1. Il processo principale: le principali caratteristiche tecniche dell'impianto

Il processo principale comprende il macchinario principale (caldaia, turbina a vapore e condensatore) e i sistemi ad esso strettamente correlati (alimentazione aria, circuito combustibili, etc.), dei quali si fornisce una breve descrizione.

Alimentazione combustibili alla caldaia e aria comburente

Le nuove sezioni costituenti la Centrale di Porto Tolle saranno alimentate a carbone.

E' possibile inoltre l'impiego di biomasse in co-combustione con il carbone nella percentuale in energia da biomassa del 5%, su 2 sezioni di impianto, utilizzando biomassa prodotta localmente.

La co-combustione carbone-biomassa sarà possibile su due sole sezioni termoelettriche per un consumo annuo di circa 350.000 t di biomassa.

Il carbone che alimenta le caldaie viene estratto da ciascun bunker giornaliero di alimentazione dei singoli mulini (in totale ci saranno circa 20 bunker – 5 per ogni caldaia - da circa 800 t ciascuno) attraverso il proprio alimentatore, che ne regola il flusso in funzione del carico della caldaia e lo invia al mulino.

Il mulino polverizza il carbone e lo riduce alla finezza ottimale per poter bruciare rapidamente e completamente. Per essere macinato, trasportato e bruciato, il carbone viene essiccato e riscaldato nel mulino stesso con un flusso di aria calda (aria primaria). L'aria asporta il polverino prodotto e provvede anche al trasporto in tubazioni a ciascun singolo bruciatore.

L'aria primaria è fornita al mulino da un ventilatore centrifugo la cui aspirazione è collegata alla condotta dell'aria secondaria a valle dei preriscaldatori rigenerativi (Ljungstroem). Una condotta di aria fredda prelevata sulla mandata dei ventilatori aria (VA) effettua l'atterramento dell'aria calda sull'aspirazione del ventilatore dell'aria primaria, regolando così



la temperatura del polverino in uscita dal mulino. L'aria comburente (aria secondaria) viene prelevata dall'ambiente mediante i ventilatori aria (VA) e inviata in caldaia dopo essere stata preriscaldata prima dai riscaldatori aria-vapore (RAV) e successivamente dai preriscaldatori rigenerativi aria-gas (Ljungstroem).

La biomassa estratta dai sili giornalieri sarà distribuita ai propri mulini per essere tritata. Il materiale, ridotto dal mulino alla granulometria richiesta per ottimizzare la combustione, sarà estratto con un sistema pneumatico e convogliato ad una tramoggia, dotata di ciclone separatore, che avrà la funzione di separare l'aria di trasporto dal cippato tritato; l'aria, dopo il necessario filtraggio, sarà espulsa in atmosfera, mentre la biomassa fine sarà estratta dalla tramoggia con un sistema di coclee che alimenteranno le rotocelle di dosaggio e alimentazione in caldaia, su bruciatori dedicati alle biomasse.

Le rotocelle immetteranno la biomassa in una tubazione nella quale una soffiante provvederà a fornire la necessaria corrente d'aria per il trasporto ai bruciatori delle biomasse.

La portata che dovrà essere garantita da ciascuna linea pneumatica sarà di circa 30 t/h.

Per le sole fasi di avviamento delle nuove caldaie, sarà utilizzato l'olio combustibile, inoltre, limitatamente alle sole fasi di accensione delle sezioni termoelettriche, verranno utilizzate modeste quantità di gasolio.

Caldaia e sistema di combustione

Le quattro nuove sezioni saranno equipaggiate con generatori di vapore (caldaie) per ciclo termico ultrasupercritico a circolazione forzata. Per le fasi di avviamento è previsto un circuito ausiliario interno alla caldaia, con separatore di vapore e pompa di ricircolo. La caldaia sarà del tipo bilanciato (camera di combustione in leggera depressione) dotata di DeNOx con relativo by-pass e riscaldatori rigenerativi aria-fumi.

I bruciatori, del tipo a bassa produzione di NOx, saranno dotati di rilevatore di fiamma, torcia di accensione a gasolio, regolazione automatica della portata dell'aria e sistema di controllo e protezione.

Circuito fumi

Gli esistenti condotti fumi saranno completamente demoliti e ricostruiti per permettere l'inserimento del sistema di denitrificazione catalitica, dei filtri a manica, dei ventilatori indotti e del by-pass DeSOx. Il sistema di desolfurazione dei fumi sarà installato, in planimetria, oltre la ciminiera nell'area libera tra la stessa e l'opera di restituzione delle acque di raffreddamento.

Il sistema di denitrificazione catalitica (SCR) sarà posizionato nel circuito fumi in posizione "high-dust", cioè inserito a valle dell'economizzatore e prima dei nuovi riscaldatori rigenerativi.

Il processo di abbattimento del denitrificatore si basa sulla reazione chimica fra NOx, ammoniacale (NH₃) e ossigeno a formare azoto molecolare e acqua, in presenza di opportuni catalizzatori.



A valle del DeNOx i fumi attraverseranno il nuovo scambiatore rigenerativo dove saranno raffreddati a spese dell'aria comburente prima di giungere ai nuovi filtri a manica per l'abbattimento del particolato solido. I ventilatori indotti saranno posizionati a valle dei filtri a manica e avranno la funzione di bilanciare la caldaia e fornire la prevalenza ai fumi per compensare le perdite di carico del successivo sistema di desolfurazione dei fumi. Il desolfatore ad umido consiste in una torre di assorbimento dove i fumi, dopo essere stati lavati e saturati con acqua, reagiscono con una soluzione acquosa di calcare. Nella reazione all'interno della torre di assorbimento si forma solfito di calcio, che viene ossidato a solfato di calcio bi-idrato (gesso) mediante insufflaggio di aria nella parte inferiore della torre. All'ingresso e all'uscita del sistema di desolfurazione sarà installato uno scambiatore a tubi ("zero leakage"), con la funzione di trasferire parte del calore, attraverso un fluido intermedio, dai fumi grezzi a quelli desolforati.

Vapore principale e turbina a vapore

Le quattro nuove turbine a vapore (una per ciascuna sezione) saranno costituite ciascuna da 4 cilindri (AP, MP, BP1 e BP2) disposti su un unico asse. I nuovi corpi di AP, MP, BP1 e BP2, compatibili con le nuove e più alte temperature del vapore surriscaldato e risurriscaldato, saranno caratterizzati da:

- elevatissimi rendimenti di espansione (sarà raggiungibile il 96% contro il 90% di oggi);
- ridotte perdite allo scarico mediante adozione di palette ultimo stadio di BP di lunghezza elevata ($\geq 43''$).

Il vapore surriscaldato prodotto dalla caldaia, alla temperatura di circa 604°C e alla pressione di circa 257 bar, viene inviato al corpo di alta pressione della turbina a vapore per poi rientrare in caldaia per subire un risurriscaldamento fino alla temperatura di 612°C e ritornare al corpo di media pressione. Il vapore, in uscita dal corpo di MP, viene inviato ai due semicorpi di BP attraverso una tubazione di grande diametro ("cross over") e da questi scaricato nel condensatore dove viene raffreddato, condensato e raccolto nel pozzo caldo dal quale viene rimesso in ciclo.

La turbina a vapore sarà accoppiata all'esistente alternatore da 750 MVA di costruzione TIBB a due poli, raffreddato ad acqua demineralizzata (avvolgimento statorico) e idrogeno (avvolgimento rotorico).

La tensione di 20 kV in uscita, viene elevata a 400 kV da due trasformatori esistenti della potenza di 370 MVA ciascuno, collegati in parallelo.

Condensatori e sistemi di estrazione del condensato

I quattro esistenti condensatori saranno riutilizzati.

Il vapore in uscita da ciascuna turbina, alla pressione di 0,042 bar assoluti, lambisce la superficie esterna dei fasci tubieri, cede il calore e condensa. Come conseguenza della più alta efficienza dell'unità, il calore scaricato alla sorgente fredda risulterà ridotto.

Il condensatore è collegato agli scarichi dei corpi BP della turbina mediante due colli indipendenti che fanno capo ad un'unica camera vapore. Dal lato acqua di circolazione il condensatore è del tipo ad un solo passaggio,



suddiviso in due sezioni indipendenti, al fine di permettere il fuori servizio di metà dei fasci tubieri, per le operazioni di pulizia e ispezione.

Il condensato raccolto nel pozzo caldo del condensatore di ciascuna sezione viene inviato mediante le esistenti pompe di estrazione al sistema di trattamento e successivamente al ciclo rigenerativo di bassa pressione.

Sarà riutilizzato il sistema di trattamento del condensato, costituito da un sistema di filtri per la filtrazione meccanica e da tre letti misti per la deionizzazione del condensato, con annessi circuiti di rigenerazione.

Il circuito rigenerativo di BP (esistente) è costituito da quattro scambiatori di BP disposti su due linee in parallelo con unica linea di by-pass, sistemati a coppia nei due colli del condensatore e dal degasatore (esistente) che consiste in uno scambiatore a miscela che oltre alla funzione degasante fornisce un adeguato battente alle pompe di alimento.

Ciclo acqua di alimento

L'acqua in uscita dal degasatore sarà inviata, tramite l'esistente pompa di alimento, al circuito rigenerativo di alta pressione costituito da 6 scambiatori esistenti e da 2 nuovi scambiatori: il nuovo circuito pertanto sarà dotato di 8 scambiatori AP disposti su due file con una unica linea di by-pass. L'acqua di alimento in uscita dal circuito giunge all'economizzatore della nuova caldaia alla temperatura di circa 310°C.

3.2.2.2. Il sistema di raffreddamento della centrale

Sarà riutilizzato l'esistente sistema di raffreddamento. L'acqua di raffreddamento dei condensatori sarà prelevata e scaricata, con apposite opere di presa e di scarico attraverso canali sezionabili da paratoie, sia dal fiume (Po di Pila) che dal mare (Sacca del Canarin), secondo le modalità previste dal Disciplinare del Ministero dei Lavori Pubblici del 30 aprile 1981, in base al regime idraulico del Po.

Come evidenziato, il nuovo ciclo termico, grazie al miglior rendimento previsto (circa 44,6%), determina una diminuzione del carico termico scaricato al condensatore di circa il 15%. Poiché la portata di acqua ai condensatori rimarrà invariata rispetto all'attuale prelievo (circa 80 m³/s per le quattro sezioni), si avrà una riduzione dell'incremento di temperatura dell'acqua allo scarico.

3.2.2.3. Il sistema elettrico della centrale

Lo schema elettrico unifilare generale d'impianto è riportato nel **disegno n°POO.2300.DIA.ATSV.P409**.

E' previsto il riutilizzo dei seguenti macchinari elettrici e delle seguenti principali apparecchiature:

- alternatori;
- trasformatori principali;
- montanti di macchina;



- attuale stazione elettrica con relative linee a 380 kV per il collegamento alla rete di trasmissione nazionale.

Per garantire l'alimentazione elettrica nel nuovo assetto di impianto si prevedono le seguenti attività:

- sostituzione dei trasformatori di unità (TU) da 30 MVA con nuovi trasformatori a doppio avvolgimento da 70/35/35 MVA in configurazione ONAF;
- implementazione del sistema di alimentazione elettrica delle utenze di sezione all'interno dell'esistente edificio ausiliari elettrici tramite adeguamento/realizzazione di nuovi quadri elettrici per le nuove utenze (mulini, ventilatori indotti, DeSOx, etc.);
- sostituzione dei trasformatori di avviamento generali (TAG) da 30MVA con nuovi trasformatori a doppio avvolgimento da 70/35/35 MVA in configurazione ONAF;
- implementazione del sistema di alimentazione elettrica delle utenze comuni di impianto (movimentazione carbone, filtrazione e movimentazione gesso, movimentazione e macinazione calcare, impianto ad osmosi inversa per la produzione di acqua industriale, impianto trattamento spurghi DeSOx, etc.), tramite adeguamento/realizzazione di nuovi quadri elettrici;
- realizzazione di un nuovo edificio ausiliari elettrici in area adiacente ai capannoni circolari di stoccaggio del carbone.

Non sono previsti interventi di modifica nei sistemi di trasporto dell'energia elettrica. Per l'immissione in rete dell'energia prodotta dalle quattro unità di generazione verranno riutilizzati gli esistenti arrivi gruppo della stazione elettrica a 380 kV adiacente all'impianto.

3.2.2.4. Il sistema di automazione

Il progetto prevede la sostituzione degli attuali sistemi di automazione con un moderno sistema di controllo, protezione, supervisione e allarme, configurato per la gestione dell'impianto in ogni assetto di funzionamento previsto dal presente progetto preliminare. La conduzione dell'impianto avverrà da una unica sala manovre per le quattro sezioni di impianto attraverso dispositivi d'interfaccia operatore di tipo informatizzato.

Il sistema di automazione sarà progettato come un sistema unico per l'intero impianto, integrando i sistemi di controllo ausiliari esterni allo scopo di gestire in maniera centralizzata dati, servizi e mantenendo al proprio interno la necessaria separazione logica e costruttiva fra le funzioni di protezione e controllo.

Il sistema avrà le opportune ridondanze in modo tale che il guasto di una delle singole parti non ne pregiudichi il corretto funzionamento. Adeguate funzioni di autodiagnostica verificheranno costantemente l'integrità dei componenti e, in caso di anomalia, si provvederà automaticamente alla commutazione sul componente di riserva, senza che l'impianto subisca



variazioni di funzionamento apprezzabili. Nel caso di guasti non recuperabili immediatamente, il sistema porterà l'impianto in condizioni di funzionamento conservative o se necessario in fermata.

Il sistema di automazione realizzerà le funzioni di supervisione, allarme, regolazione, comando e protezione e sarà progettato per mantenere i parametri d'impianto, durante il funzionamento in regime stazionario e nel corso di transitori, entro i valori limite ammessi; la funzione di protezione, in modo indipendente dalla funzione di controllo, effettuerà la sorveglianza continua dei parametri di blocco fermando l'impianto, qualora necessario, per situazioni interne al macchinario, alle condizioni del processo o per cause derivanti dalla rete elettrica esterna.

Il sistema di automazione effettuerà inoltre:

- il controllo delle fasi di avviamento e fermata mediante l'utilizzo di sequenze automatiche;
- il monitoraggio continuo del macchinario in modo da segnalare all'operatore l'insorgenza di condizioni di funzionamento anomale (p.es. vibrazioni del macchinario rotante);
- il monitoraggio continuo degli inquinanti emessi al camino e delle immissioni al suolo per il controllo del rispetto dei limiti ambientali di legge.

Il sistema sarà, infine, dotato di capacità di archiviazione dei dati di esercizio e di elaborazione delle prestazioni e diagnostica del macchinario principale e del processo, sia per un utilizzo ottimale che per supporto agli interventi di manutenzione.

3.2.2.5. Le caratteristiche del macchinario principale

Le prestazioni delle nuove sezioni sono indicate nel **disegno n. POO.0000.TIL.ATSV.P308**. In particolare, si evidenziano i seguenti dati:

- potenza lorda della sezione a vapore ai morsetti dell'alternatore: circa 660 MW;
- potenza netta della sezione: circa 634 MW;
- rendimento complessivo netto: circa 44,6 %.

Per quanto riguarda i parametri termodinamici del ciclo vapore al carico nominale continuo CNC (i parametri indicati potranno subire modeste variazioni in relazione all'aggiudicazione delle rispettive gare e conseguenti ottimizzazioni):

- | | |
|--|-----------|
| • produzione vapore | 1.845 t/h |
| • pressione vapore uscita SH2 | 257 bar |
| • temperatura vapore uscita SH2 | 604 °C |
| • portata vapore uscita RHC | 1.538 t/h |
| • pressione vapore uscita RHC | 55 bar |
| • temperatura vapore uscita RHC | 612 °C |
| • portata vapore ingresso sez. B.P. turbina a vapore | 1.190 t/h |



- pressione vapore ingresso sez. B.P. turbina a vapore 7,3 bar
- temperatura vapore ingresso sezz. B.P. turbina a vapore 306°C
- pressione del vapore allo scarico della turbina 0,042 bar
- temperatura del condensato mandata pompe E.C. 30 °C
- temperatura acqua alimento ingresso caldaia 310 °C

Per quanto riguarda le caratteristiche tecniche del macchinario principale:

Turbine a vapore (nuove)

- Numero 4
- Tipo a 4 cilindri
- Velocità nominale 3.000 giri/min
- Potenza nominale 660 MW

Condensatori (esistenti)

- Numero 4
- Tipo a singolo passaggio
- Pressione progetto lato mantello 0,050 bar

Alternatori (esistenti)

- Numero 4
- Potenza nominale 750 MVA
- Tensione nominale 20 kV
- Fattori di potenza 0,9 rit / 0,95 ant.
- Velocità 3000 giri / min
- Tipo raffreddamento rotore idrogeno
- Tipo raffreddamento statore acqua demi

Trasformatori principali (esistenti)

- Numero 8
- Potenza nominale 370 MVA
- Rapporto di trasformazione 400/20 kV

Trasformatori di unità TU (nuovi)

- Numero 4
- Potenza nominale 70/35/35 MVA (ONAF)
- Rapporto di trasformazione 20/6 kV

Trasformatori di avviamento TAG (nuovi)

- Numero 2
- Potenza nominale 70/35/35 MVA (ONAF)
- Rapporto di trasformazione 132/6 kV

Ciminiere (esistenti)

- Numero 1
- Tipo mutliflusso a 4 canne metalliche
- Altezza 250 m
- Diametro interno singola canna 5,8 m
- Temperatura fumi in uscita ~ 90°C
- Velocità fumi in uscita 29 m/s



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



3.2.2.6. I sistemi di abbattimento degli inquinanti atmosferici

DeSOx

Il previsto impianto è dimensionato per il trattamento dei gas di combustione provenienti dai generatori di vapore alimentati a carbone con tenore di zolfo inferiore all'1%. Il sistema di assorbimento consiste in una torre dove una soluzione acquosa di calcare entra in contatto con il flusso di gas provenienti dalla caldaia. Tale tecnologia di base, consolidata in ambito internazionale, adotta sistemi di ultima generazione per massimizzare l'abbattimento di SO₂. Altri vantaggi significativi derivanti dall'impiego delle tecnologie più avanzate di desolforazione sono:

- manutenzioni ridotte e in ogni caso rivolte a strutture semplici;
- elevata efficienza di desolforazione;
- rimozione del particolato presente a valle dei filtri a manica;
- produzione di gesso con grado di purezza elevato e quindi idoneo a essere immesso sul mercato (qualità commerciale);
- considerevole risparmio di energia dovuto al basso consumo dei macchinari e alle basse perdite di carico.

Per ciascuna sezione i fumi in uscita dai filtri a manica sono convogliati attraverso ventilatori ad uno scambiatore a tubi a trafile nullo ("zero leakage"), avente la funzione di trasferire parte del calore, dai fumi grezzi a quelli desolforati.

Dopo aver attraversato lo scambiatore a tubi, i fumi grezzi, con minor contenuto termico, sono inviati ad una torre di assorbimento, nella quale, dopo essere stati saturati, reagiscono con la sospensione di calcare. Nella reazione all'interno della torre di assorbimento si forma solfito di calcio, che viene successivamente ossidato a solfato di calcio bi-idrato (gesso) mediante insufflaggio di aria. La sospensione di solfato di calcio bi-idrato viene estratta dall'assorbitore e inviata alla filtrazione, con produzione di gesso di qualità commerciale che viene stoccato in apposito capannone della capacità di circa 20.000 tonnellate. La filtrazione della sospensione avviene in un edificio dedicato, comune alle 4 sezioni termoelettriche. Il calcare con umidità 10%, proveniente dall'impianto di macinazione, viene riversato direttamente in 2 serbatoi dove avviene la dissoluzione con acqua. La sospensione calcarea quindi viene dosata, in quantità stechiometrica, agli assorbitori DeSOx. Lo spurgo continuo proveniente dall'assorbitore è inviato all'impianto di trattamento degli spurghi DeSOx, per essere successivamente recuperato nel ciclo dei desolforatori, mediante l'impianto di evaporazione/cristallizzazione. Dalla torre di assorbimento i gas desolforati, riscaldati dal calore ceduto dai fumi grezzi, vengono convogliati alla esistente ciminiera. Gli impianti di desolforazione dei fumi delle quattro sezioni termoelettriche sono realizzati nell'area compresa tra la ciminiera e il canale nel quale affiora l'opera di restituzione delle acque di raffreddamento.

Per ciascuna sezione, i principali componenti dell'impianto DeSOx sono:



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



- un condotto fumi per il convogliamento dei fumi grezzi in uscita dai nuovi filtri a manica verso la restante parte di impianto;
- i ventilatori indotti da installare a monte dell'impianto di desolforazione;
- i riscaldatori fumi a tubi posti a monte e valle dell'assorbitore con relative serrande in ingresso/uscita e di by-pass;
- l'impianto di saturazione e assorbimento, comprendente la torre di assorbimento vera e propria, le pompe e un serbatoio per il ricovero della sospensione comune per due sezioni;
- un condotto fumi per il convogliamento dei gas alla ciminiera;
- un sistema di comando, regolazione e controllo, integrato con le apparecchiature della nuova Sala Manovre.

Ciascun impianto di desolforazione sarà dotato di un edificio servizi, contenente i sistemi di ricircolo della sospensione, dei compressori aria di ossidazione e di estrazione della sospensione gessosa, nonché dei quadri di alimentazione elettrica e regolazione delle apparecchiature DeSOx.

DeNOx

Sono previsti impianti di abbattimento degli NOx mediante denitrificazione catalitica a valle di ciascuna caldaia. A tale scopo saranno installati quattro denitrificatori catalitici dei fumi, uno per ciascuna sezione termoelettrica. L'abbattimento finale degli NOx (NO+NO₂) sarà effettuato trattando i fumi, prima dell'uscita dalla caldaia attraverso il denitrificatore catalitico (SCR) in posizione "high-dust", cioè inserito a valle dell'economizzatore sulla parte discendente della caldaia, prima del Ljungstroem. Il processo di rimozione si basa sulla reazione chimica fra NOx, ammoniaca (NH₃) e ossigeno a formare azoto molecolare e acqua. La reazione suddetta, che richiederebbe elevate temperature, può avvenire alle temperature dei fumi in uscita dalla caldaia grazie alla presenza di opportuni catalizzatori costituiti da ossidi di vanadio, tungsteno e titanio, che hanno la loro massima efficienza catalitica nell'intervallo fra 320 e 400°C.

Essi sono inseriti a strati (normalmente 2 o 3) all'interno del reattore: l'efficienza di conversione richiesta varia generalmente in funzione degli NOx prodotti e cioè del combustibile utilizzato e delle caratteristiche della caldaia. La composizione e la geometria dei catalizzatori vengono ottimizzate per massimizzare la conversione degli NOx, minimizzando nel contempo l'indesiderata conversione dell'SO₂ in SO₃, anch'essa favorita da alcuni ossidi metallici presenti nel catalizzatore (particolarmente importante per i combustibili ad alto tenore di zolfo). L'ammoniaca necessaria alla reazione miscelata con aria viene iniettata in equicorrente ai fumi nel condotto di adduzione al reattore DeNOx. L'esigenza della completa e omogenea miscelazione fra fumi e corrente ammoniacale richiede lo sviluppo di modelli fluidodinamici per disegnare le griglie di iniezione dell'ammoniaca e le guide direzionali del flusso dei fumi nel reattore; per migliorare l'efficienza del DeNOx e ridurre al minimo lo "slip di ammoniaca".

L'unico contributo, infatti, nell'emissione al camino di ammoniaca è dovuto alla fuga ("slip") dell'ammoniaca utilizzata come reagente nel denitrificatore



catalitico. La fuga di ammoniaca prevista a progetto a valle del reattore catalitico è inferiore a 1 ppm entro il primo anno di funzionamento e comunque sempre inferiore a 5 ppm. Le emissioni di ammoniaca al camino saranno dunque molto basse (qualche mg/Nm³) anche in considerazione del fatto che il desolfatore assorbe praticamente tutta la fuga prevista.

Il dosaggio dell'ammoniaca è controllato attraverso misure della concentrazione degli NOx presenti nei fumi, sia in ingresso sia in uscita dal DeNOx, e ciò consente una ottimizzazione dell'ammoniaca iniettata con conseguente riduzione del corrispondente "slip". In sintesi, un sistema DeNOx efficiente deve assicurare:

- elevata efficienza di conversione degli NOx;
- bassi valori di "slip di ammoniaca" e di conversione $SO_2 \Rightarrow SO_3$;
- minimizzazione del volume di catalizzatore utilizzato;
- basse perdite di carico dovute all'attraversamento del reattore da parte dei fumi.

L'intervento comprenderà l'installazione dei seguenti sistemi:

- reattore di denitrificazione catalitica;
- produzione e movimentazione dell'ammoniaca a partire da dissoluzione di urea.

L'ammoniaca gassosa necessaria alla denitrificazione catalitica per l'abbattimento degli NOx sarà prodotta direttamente presso l'impianto a partire da urea in forma granulata. La produzione di ammoniaca necessaria ai DeNOx verrà prodotta da un impianto, funzionante secondo il principio dell'idrolisi, posto in area limitrofa alle caldaie e alimentato dai serbatoi di dissoluzione. Al processo di idrolisi operante a più stadi per la purificazione dell'ammoniaca seguirà una filtrazione con recupero termico tramite economizzatore. Attraverso poi un sistema ad eiezione e un miscelamento con aria si produrrà ammoniaca gassosa nel quantitativo richiesto dall'impianto. La soluzione che non ha reagito verrà ricircolata.

I vantaggi principali di tale processo sono:

- azzeramento dei rischi collegati a trasporto, stoccaggio e manipolazione di sostanze chimiche pericolose tossiche ed esplosive (ammoniaca anidra o soluzione ammoniacale);
- utilizzo di urea chimicamente non tossica, largamente diffusa come fertilizzante, in qualità di materia prima;
- contenute dimensioni delle apparecchiature;
- ridotta presenza di ammoniaca nell'impianto;
- economie nei costi di trasporto e stoccaggio;
- disponibilità di ammoniaca con processo continuo di produzione in funzione della richiesta dell'impianto senza necessità di stoccaggio.



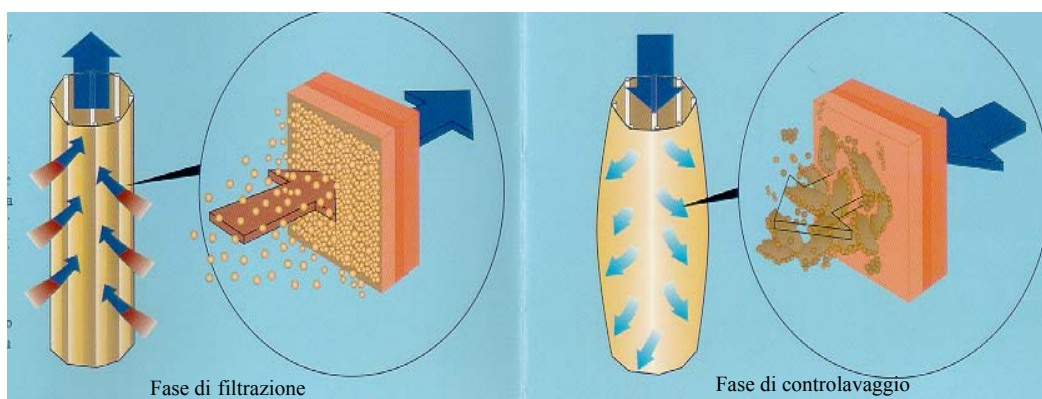
Filtri a manica

Il particolato prodotto in caldaia, diffuso nei fumi, verrà abbattuto nei nuovi filtri a manica che saranno installati a valle degli scambiatori rigenerativi aria-gas (Ljungstroem) e raccolto nelle sottostanti tramogge.

Il filtro a manica, particolarmente indicato per le unità a carbone, consente di ottenere elevate prestazioni con dimensioni più contenute rispetto ai classici precipitatori elettrostatici.

Esso è essenzialmente costituito da:

- un involucro metallico irrigidito con profilati contenente al suo interno l'equipaggiamento filtrante diviso in compartimenti;
- una piastra portamaniche, posizionata nella parte superiore, nella quale sono ricavati i fori calibrati necessari per il fissaggio a tenuta delle maniche filtranti;
- maniche filtranti in tessuto (fibra sintetica tipo feltro);
- apparecchiature ausiliarie per la rigenerazione del mezzo filtrante mediante pulsazione di aria compressa;
- tramogge di raccolta delle polveri separate che costituiscono la parte inferiore dell'involucro.



I fumi da depolverare attraversano perpendicolarmente le maniche dall'esterno verso l'interno, mentre le polveri si depositano sulle pareti esterne di esse.

All'interno delle maniche i fumi ormai depurati escono dall'alto attraverso i fori portamaniche ricavati nella piastra superiore e vengono raccolti in una camera ("plenum") posta sopra le maniche per essere convogliati all'uscita del filtro.

La cenere depositata all'esterno delle maniche viene rimossa periodicamente (fase di controlavaggio) mediante un impulso in controcorrente di aria compressa ad alta velocità e pressione, con la quale si realizza un effetto di scuotimento del mezzo filtrante, che assicura il completo distacco della polvere accumulata sulla superficie della manica e la sua caduta nella tramogga sottostante. La fase di controlavaggio è effettuata ciclicamente e interessa una fila di maniche alla volta.

Ciascuna delle sezioni della Centrale di Porto Tolle avrà un filtro a manica diviso in due corpi, ciò consentirà di effettuare la sostituzione delle maniche deteriorate con il filtro in funzione.



3.2.2.7. La misura e il controllo delle emissioni

Dispersione nell'atmosfera

Per disperdere i fumi in atmosfera, il nuovo impianto riutilizzerà le 4 canne metalliche esistenti (una per ogni sezione) aventi ciascuna diametro interno all'uscita di 5,8 m. Le quattro canne sono situate all'interno di un'unica ciminiera multiflusso (anch'essa esistente) di altezza pari a 250 m. La temperatura dei fumi sarà pari a circa 90 °C.

Per il monitoraggio delle emissioni, dopo gli interventi di conversione a carbone, per ciascuna delle quattro nuove sezioni è previsto un nuovo sistema di misura in continuo al camino dei valori di emissione di SO₂, NOx, CO e polveri in ottemperanza al decreto 12 luglio 1990 e al successivo decreto 2 ottobre 1995, quest'ultimo sostituito dal decreto 8 marzo 2002.

In particolare le sostanze monitorate e i relativi sistemi di rilevamento saranno:

- SO₂, NOx e CO: con misura continua tramite sistemi di analisi del tipo a estrazione di campione;
- polveri: con determinazione continua tramite misure dell'opacità dei fumi, con strumenti di tipo ottico;
- ossigeno: con determinazione continua tramite misure paramagnetiche a estrazione.

Il nuovo sistema prevederà la sostituzione della strumentazione e della parte elaborativa. I valori elaborati, validati e correlati con i dati caratteristici di funzionamento delle unità (valori medi orari di carico, consumi, etc.) saranno memorizzati e archiviati tramite il nuovo sistema di monitoraggio delle emissioni.

Per rilevare le ricadute al suolo degli inquinanti, Enel ha previsto l'aggiornamento strumentale delle postazioni fisse dell'esistente Rete di Monitoraggio della Qualità dell'Aria. La rete sarà inoltre implementata con postazioni dedicate al monitoraggio delle emissioni diffuse generate dalla movimentazione dei materiali introdotti con la trasformazione a carbone, tipicamente carbone, ceneri, calcare e gessi. Il progetto prevede altresì l'esecuzione di campagne periodiche di misura dei microinquinanti. Per maggiori dettagli sui sistemi di monitoraggio delle emissioni e di monitoraggio della qualità dell'aria si rimanda al successivo capitolo 6.

Ciclo delle acque

Per contribuire concretamente ad un miglioramento ambientale anche del comparto acque ed in particolare sia delle aree di interesse naturalistico presenti sul Delta del Po sia della molluschicoltura nelle acque prospicienti la centrale, Enel ha sviluppato un progetto basato sulla massimizzazione dei recuperi idrici con conseguente sostanziale azzeramento dei rilasci di inquinanti, metalli in particolare. Tale progetto rappresenta un rilevante miglioramento rispetto alla situazione attuale.

Il progetto prevede di trattare e recuperare per gli usi interni la maggior parte delle acque reflue industriali trattate dall'esistente impianto ITAR e di restituire al Po sostanzialmente solo le salamoie dei sistemi di dissalazione

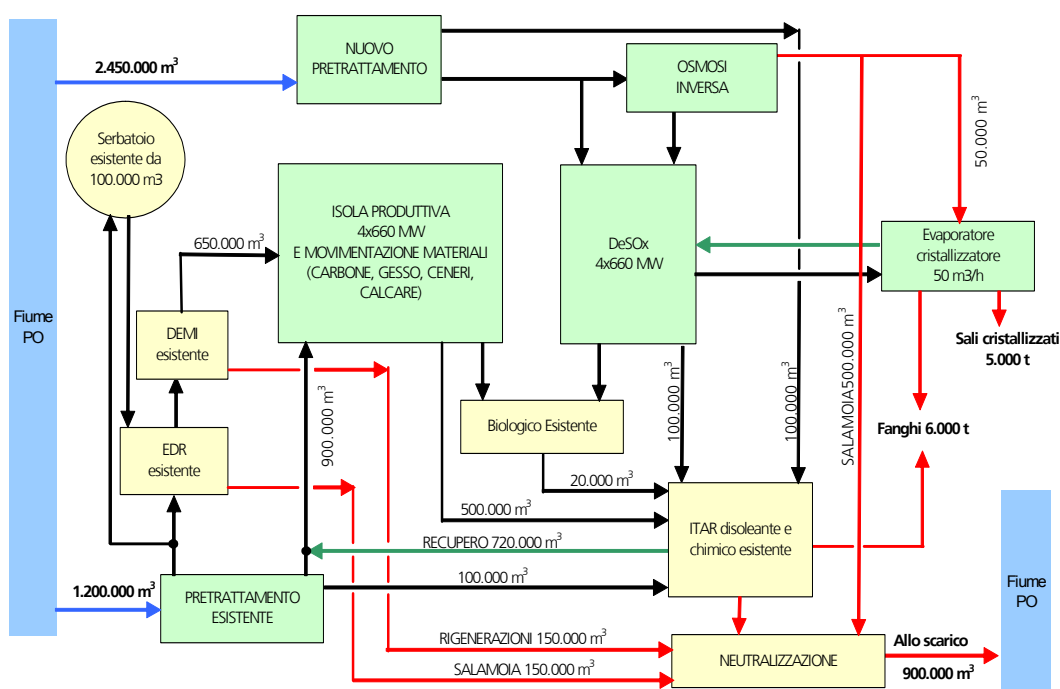


esistenti e nuovi e gli effluenti neutralizzati delle rigenerazioni degli impianti a scambio ionico. Queste ultime correnti sono sostanzialmente esenti da inquinanti; infatti, la prima contiene, solo 1,5-2 volte concentrate, il 90% delle sostanze presenti nelle acque del Po prelevate mentre nella seconda vi è il 10% residuo di tali sostanze ed il cloruro/solfato di sodio derivante dalla miscelazione e neutralizzazione dei rigeneranti delle resine a scambio ionico (acido cloridrico/solforico e soda) utilizzati. Si tratta quindi di sostanze perfettamente compatibili con il corpo idrico recettore e che non hanno alcun effetto ambientale.

Per favorire la massimizzazione dei recuperi sono previsti due importanti interventi impiantistici :

- l'installazione di un sistema di finitura con filtri a sabbia e carbone attivo a valle dell'attuale linea disoleante dell'ITAR, che ne azzeri il carico inquinante;
- il trattamento evaporativo specifico degli spurghi dei desolficatori con recupero totale dell'acqua distillata ed azzeramento di ogni effluente da questa area.

Nella seguente figura è riportato lo schema di flusso delle acque con le quantità stimate in m³/anno, dopo la trasformazione a carbone dell'impianto.



Dallo schema si rileva che:

- il prelievo dell'acqua dal Po per le esigenze dell'isola produttiva, comprendendo anche quelle relative alla movimentazione del carbone, delle ceneri e degli altri prodotti solidi, sarà di circa



1.200.000 m³/anno analogo all'esistente (media anni 2000÷2002). L'acqua del fiume verrà pretrattata con l'esistente sistema di decarbonatazione e di filtrazione e accumulata in serbatoi di stoccaggio. Per far fronte alle difficoltà di approvvigionamento quando, con il fiume in secca, si incrementa la salinità dell'acqua a causa della risalita del cuneo salino, viene predisposto per lo stoccaggio di acqua pretrattata un serbatoio da 100.000 m³, inizialmente utilizzato per lo stoccaggio di olio, che consente un'autonomia dell'isola produttiva di circa 20-30 giorni;

- la produzione di acqua demineralizzata per l'isola produttiva sarà di circa 650.000 m³/anno. L'acqua sarà prodotta mediante le tre linee di elettrodialisi (EDR) e di demineralizzazione a scambio ionico esistenti;
- il prelievo dell'acqua dal Po per le esigenze dei nuovi desolforatori sarà di circa 2.450.000 m³/anno. L'acqua verrà decantata, filtrata e, quando necessario per la sua salinità, dissalata. La dissalazione che verrà effettuata con sistema a membrane, darà luogo a circa 500.000 m³/anno di salamoia che sarà restituita al fiume insieme alle altre salamoie;
- la produzione stimata di acque acide e alcaline e inquinabili da oli prodotte dall'impianto ed inviate all'attuale impianto ITAR sarà di circa 800.000 m³/anno (600.000 m³/anno dall'isola convenzionale e 200.000 m³/anno dal DeSO_x); esse confluiranno all'esistente impianto di trattamento insieme al refluo del trattamento biologico (anch'esso esistente), stimato in 20.000 m³/anno. Dopo trattamento, circa 750.000 m³/anno saranno recuperate come acqua industriale, mentre 100.000 m³/anno saranno scaricati nel Po, dopo neutralizzazione, insieme alle salamoie dell'impianto EDR (150.000 m³/anno) e del nuovo dissalatore dell'acqua per DeSO_x (500.000 m³/anno) e alle rigenerazioni degli impianti a scambio ionico miscelate e neutralizzate (150.000 m³/anno); tale scarico, effettuato nel rispetto della normativa vigente, sarà quindi pari a circa 900.000 m³/anno, con una diminuzione rispetto alla situazione attuale (circa 1.300.000 m³/anno come media anni 2000÷2002) di circa il 31%;
- gli spurghi provenienti dai sistemi di desolfurazione confluiranno nel nuovo impianto di trattamento dotato di sistema di evaporazione/cristallizzazione per azzerarne gli scarichi. Il distillato prodotto verrà integralmente recuperato nel ciclo della desolfurazione mentre verranno prodotti 5.000 t/anno di residui (sali cristallizzati) che saranno avviati allo smaltimento;
- i fanghi prodotti dalla stazione di disidratazione comune all'impianto ITAR e al pretrattamento del sistema di evaporazione–cristallizzazione saranno circa 6.000 t/anno. Saranno raccolti in una vasca di accumulo prima di essere avviati allo smaltimento o al recupero.

Rete di raccolta delle acque reflue

La rete di raccolta delle acque reflue sarà ristrutturata e ampliata e i nuovi scarichi, suddivisi per tipo omogeneo, saranno connessi al rispettivo reticolo



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



fognario. Ciascun reticolo fognario sarà collegato alla rispettiva linea di trattamento e in particolare:

- l'esistente reticolo fognario delle acque inquinabili da oli sarà in parte riutilizzato (con integrazioni per le nuove aree d'impianto) e in parte dismesso (area demolita del parco combustibili);
- il reticolo fognario per la raccolta delle acque acide o alcaline dell'isola convenzionale sarà riutilizzato, opportunamente integrato con le nuove aree di impianto;
- la rete di raccolta delle acque meteoriche sarà ampliata convogliandovi le acque piovane dai pluviali delle nuove zone coperte (capannoni stoccaggio carbone, calcare e gesso, edifici vari, etc.) e dei nuovi piazzali sicuramente non inquinabili;
- i reflui dei servizi igienici previsti nei nuovi edifici saranno collegati alla rete di raccolta delle acque sanitarie esistente e inviati al trattamento nell'impianto esistente;
- per gli spurghi intermittenti del desolforatore e le acque provenienti dall'area DeSOx sarà realizzato un nuovo reticolo fognario segregato dagli altri che confluirà insieme allo spurgo continuo proveniente dall'assorbitore al nuovo impianto di trattamento degli spurghi DeSOx;
- le aree con possibile inquinamento da urea saranno segregate e i relativi reflui recuperati nel serbatoio di dissoluzione dell'urea;
- la rete di raccolta delle acque del parco biomasse; le aree di stoccaggio del parco cippato saranno realizzate con manto bituminoso e pendenze tali da consentire la raccolta delle acque e l'invio al sistema di trattamento;
- la rete di raccolta delle acque della darsena.

Trattamento degli effluenti liquidi

Il progetto di conversione a carbone della centrale prevede il riutilizzo dell'attuale impianto di trattamento delle acque reflue (ITAR) e dell'esistente impianto di trattamento delle acque sanitarie (biologico).

L'ITAR sarà oggetto di un adeguamento tramite inserimento di una stazione di finitura a valle della linea oleosa con filtri a sabbia e carbone attivo di una nuova stazione di disidratazione fanghi mediante filtropressatura; inoltre si provvederà alla sostituzione/miglioramento funzionale nella componentistica obsoleta.

Per il trattamento degli spurghi DeSOx sarà realizzato un nuovo impianto. Esso sarà costituito da una sezione di accumulo, da una sezione di pretrattamento (chiarificatore+addolcitore) e da una sezione finale di evaporazione e cristallizzazione. Il nuovo impianto, attraverso una completa distillazione dell'acqua e la separazione allo stato solido palabile di tutti i sali presenti nella matrice, consente il completo recupero al DeSOx di tali effluenti. Questo consente di dar seguito alle sempre più pressanti richieste di riduzione dell'impatto dovuto ai reflui delle centrali, sia da parte delle Autorità competenti per l'autorizzazione di nuovi progetti, sia da parte delle Amministrazioni che autorizzano gli scarichi degli impianti in esercizio e contemporaneamente di massimizzare il recupero della risorsa idrica



utilizzata. Con l'intervento presentato si prevede un potenziale risparmio di circa 350.000 m³/anno sia di acque scaricate sia di acque prelevate dalla risorsa idrica naturale.

Per quanto riguarda l'impianto di evaporazione-cristallizzazione, si tratta di una tecnologia consolidata, già impiegata in numerose applicazioni negli USA e in Europa per il recupero dei reflui, cioè quando è vitale per il processo produttivo spingere al massimo grado il recupero dell'acqua; tale scelta viene effettuata assumendo che si possa mettere a discarica il refluo del trattamento (lista positiva ai sensi del decreto 13 marzo 2003).

Lo spurgo DeSOx viene raccolto in due serbatoi di accumulo da circa 4000 m³ ciascuno e successivamente inviato al pretrattamento; quest'ultimo è articolato su due stadi:

- stadio di neutralizzazione e chiariflocculazione;
- stadio di decalcificazione.

Nel primo stadio, la corrente da trattare (circa 50 m³/h) viene neutralizzata e i solidi sospesi che si formano vengono flocculati, sedimentati e inviati alla esistente disidratazione. Vi sono tre vasche di reazione nelle quali l'acqua viene additivata con latte di calce, cloruro ferrico, solfuro di sodio e polielettrolita e un chiarificatore per la separazione dei solidi sospesi prodotti. L'effluente dal primo stadio viene inviato al secondo stadio del pretrattamento: in questo stadio viene effettuata una decalcificazione, con carbonato di sodio, e i solidi sospesi che si formano, trattandosi di carbonato di calcio, vengono riciclati al DeSOx.

L'acqua pretrattata viene inviata al sistema di evaporazione cristallizzazione, composto da un evaporatore da 50 m³/h che concentra l'acqua da trattare, distillandone la maggior parte, e da un cristallizzatore finale da 5-10 m³/h che provoca il passaggio allo stato secco di tutte le sostanze rimaste disciolte.

Per la separazione dei solidi prodotti sono previsti due filtri a pressa che, tramite scivoli, recapitano in cassoni scarrabili, utilizzati per portare i residui al destino finale. L'impianto è completato dai sistemi di accumulo e preparazione dei reagenti e da un sistema di ispessimento e filtropressatura dei fanghi in comune con la linea chimica dell'ITAR.

Emissioni sonore

Allo scopo di contenere il livello di rumore (sia nell'ambiente di lavoro sia nell'ambiente esterno al perimetro di centrale), in tutte le specifiche di acquisizione del macchinario e dei componenti fonte di rumore, sono imposti limiti al livello di pressione acustica, sia come valori medi sia come valori puntuali intorno a ciascun componente secondo le modalità di misura previste dalla Norma ISO 10494/1993. In ogni caso il livello medio globale di pressione acustica, misurato ad 1 metro di distanza dalla sorgente e ad 1,5 m dal piano di calpestio, non dovrà superare il limite di 85 dBA. A tal proposito il macchinario più rumoroso sarà oggetto di un accurato intervento di insonorizzazione acustica. Particolare attenzione sarà rivolta al contenimento del rumore per le macchine di movimentazione solidi, i nastri e le torri di trasferimento solidi anche attraverso l'utilizzo di pannellature insonorizzanti per gli edifici, le torri e i ponti nastro.



3.2.2.8. I sistemi di approvvigionamento, movimentazione e stoccaggio dei combustibili

Le nuove sezioni costituenti la Centrale di Porto Tolle saranno alimentate a carbone. Per le sole fasi di avviamento, fino al raggiungimento del 20% del carico sarà utilizzato l'olio combustibile, inoltre, limitatamente alle sole fasi di accensione delle sezioni termoelettriche, verranno utilizzate modeste quantità di gasolio.

Due delle quattro sezioni potranno essere esercite in co-combustione carbone-biomassa nella percentuale in energia da biomassa fino al 5%, utilizzando biomassa prodotta localmente per un consumo massimo annuo previsto di 350.000 t.

L'olio combustibile continuerà ad essere approvvigionato esclusivamente tramite l'esistente oleodotto dal deposito costiero IICO di Ravenna.

La capacità di stoccaggio del parco serbatoi olio sarà ridotta dagli attuali 700.000 m³ a 200.000 m³. Un altro serbatoio da 100.000 m³, già adibito allo stoccaggio di acqua industriale, continuerà ad essere utilizzato per i fabbisogni di acqua industriale.

In particolare saranno demoliti 4 serbatoi da 100.000 m³ situati al Parco Sud e 2 serbatoi da 50.000 m³ situati al Parco Nord. Le esistenti apparecchiature di travaso e spinta dell'olio combustibile continueranno ad essere utilizzate per la fase di avviamento.

Per il funzionamento della Centrale di Porto Tolle sono necessarie circa 5.000.000 di t/anno di carbone; le tipologie di carbone impiegate saranno tipiche dei mercati di approvvigionamento dell'Enel e proverranno dai migliori bacini carboniferi mondiali, quali Polonia, Sud Africa, Stati Uniti, Venezuela, Colombia, Indonesia e Australia. I carboni saranno esclusivamente di altissima qualità, con un contenuto di zolfo inferiore all'1%.

Il progetto di conversione a carbone della Centrale di Porto Tolle prevede che il carbone unitamente agli altri materiali solidi (calcare, gesso e ceneri) siano movimentati attraverso le vie d'acqua (Mare Adriatico, fiume Po di Levante e fiume Po), secondo il seguente schema:

- localizzazione di una nave storage mobile autoscaricante da circa 100.000 t al largo della foce del Po di Levante a circa 4 miglia dalla costa;
- ampliamento in centrale della esistente darsena sul fiume Po di Pila.

La nave storage mobile autoscaricante, come meglio descritto nel seguito, sarà provvista di 7÷9 stive e dotata di proprie gru e scaricatori continui a nastro. Tale macchinario consente il trasferimento del carbone dalle navi oceaniche nelle proprie stive e da queste alle chiatte fluvio-marine, o direttamente dalle navi oceaniche alle chiatte.

Sia le navi carboniere oceaniche che la nave storage saranno dotate di stive coperte e compartimentate in accordo con le normative e i codici internazionali della navigazione. In particolare le stive saranno idraulicamente



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



separate, con pareti resistenti al fuoco e in grado di prevenire eventuali fenomeni corrosivi indotti. Inoltre le stive saranno dotate di sistemi di sicurezza atti a fronteggiare i rischi dovuti alla possibile formazione di metano, CO e all'insorgenza di eventuali focolai di combustione spontanea per eccessivo surriscaldamento, nonché a reazioni acide con acqua.

Le navi saranno quindi attrezzate con adeguata strumentazione di monitoraggio della concentrazione di metano e monossido di carbonio, di rilevamento in automatico della temperatura di carico e del pH delle acque di sentina.

Dovrà essere consentita la minima aerazione del mucchio per assicurare la rimozione dei gas sviluppati.

Le chiatte fluvio-marine, dotate di 1 o 2 stive coperte, una volta caricate percorrono il tratto di mare compreso tra l'area di "transshipment" fino alla foce del Po di Levante entrano dalla foce stessa e discendono il canale fino alla conca di Volta Grimana, che mette in comunicazione il Po di Levante con il ramo principale del fiume Po. Le chiatte quindi proseguono lungo il fiume fino alla Centrale di Porto Tolle.

Nell'ambito del progetto di conversione a carbone, la darsena esistente sarà modificata per realizzare due nuove banchine per l'accosto contemporaneo di tre chiatte:

- la prima banchina, lunga circa 250 m, consentirà l'accosto contemporaneo di due chiatte in serie e sarà specializzata per lo scarico di carbone e calcare;
- la seconda banchina, lunga circa 120 m, consentirà l'accosto di una chiatte alla volta e sarà specializzata nel caricamento su chiatte di gesso e ceneri umide.

Le banchine saranno collegate con la centrale attraverso tre nastri di trasferimento in gomma, due per il trasferimento rispettivamente di carbone e calcare verso i depositi di centrale, il terzo per il trasferimento di gesso e ceneri umidificate dai depositi in centrale verso la banchina per il successivo caricamento sulle chiatte.

La banchina del carbone sarà dotata di tramogge di scarico oppure di scaricatori per carbone/calcare e due nastri di banchina; il primo da circa 2.500 t/h per il trasferimento del carbone e il secondo da circa 1.000 t/h per il trasferimento del calcare.

Le banchine saranno completate con bitte, parabordi e binari di scorrimento per la macchina di caricamento di gessi e ceneri umide, della macchina per lo scarico dei container, di tramogge per lo scarico di carbone e calcare, impianto di illuminazione, aria compressa, acqua servizi, sistema antincendio, sistema fognario, etc, al fine di garantire le operazioni in sicurezza nelle 24 ore e permettere la pulizia delle banchine alla fine delle attività di scarico e carico delle chiatte, in modo da eliminare ogni eventuale materiale solido presente in banchina.

Le chiatte del carbone potranno essere del tipo autoscaricante e tramite l'impiego di uno scaricatore continuo a nastro installato a bordo riverseranno



il carbone direttamente nelle tramogge poste sulla banchina, oppure saranno impiegati scaricatori di banchina per svuotare le chiatte. Il carbone verrà poi riversato sul nastro di banchina da 2.500 t/h che collegherà la banchina stessa ai depositi coperti di centrale (“dome”).

Nel suo percorso, tra la banchina e i carbonili, il nastro incontra:

- la torre [T1], per il cambio di direzione e la vagliatura del carbone, situata in radice di banchina;
- la torre [T2], per il cambio di direzione, dove saranno presenti le apparecchiature per la pesatura continua e il campionamento e le apparecchiature per la rivelazione e la separazione di eventuali corpi ferrosi (“*metal detector*” e separatore magnetico);
- la torre [T3], per il cambio di direzione;
- la torre [T4], che sarà dotata di tramogge di carico che permettono di smistare il carbone ai parchi coperti. Se necessario, quota parte del carbone potrà essere trasferito direttamente ai bunker giornalieri di servizio delle caldaie tramite i componenti descritti successivamente. La torre [T4], infatti, nella parte superiore sarà attrezzata per ricevere e smistare il combustibile ai due carbonili, mentre nella parte inferiore avrà alloggiati l’arrivo dei nastri di ripresa dai carbonili da 1.500 t/h e le partenze dei due nastri di alimentazione dei bunker giornalieri della caldaia, anch’essi da 1.500 t/h.

Lo stoccaggio avverrà in due nuovi carbonili circolari coperti (Φ circa 144 m) da circa 150.000 m³ ciascuno, che assicureranno un'autonomia di circa 15 giorni alla centrale. Ciascun carbonile sarà dotato di propria macchina combinata per la messa a parco e la successiva ripresa.

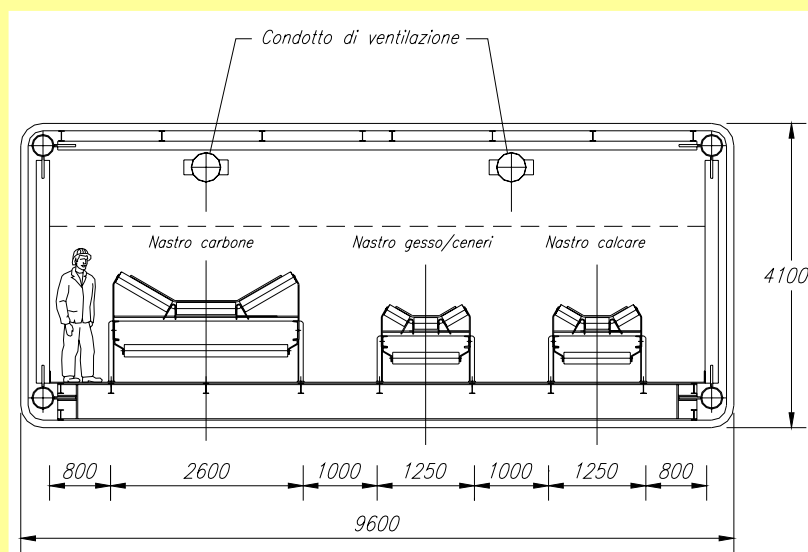
Come già detto, i bunker giornalieri a servizio delle caldaie potranno essere alimentati con il carbone proveniente dai carbonili, oppure tramite quota parte del carbone proveniente direttamente dalle navi. Dalla torre [T4] tramite due nastri da 1.500 t/h il carbone verrà trasferito, tramite la torre [T5], alle caldaie dove un sistema di tramogge provvederà allo smistamento ai due nastri di caricamento dei bunker anch’essi da 1.500 t/h. Tali nastri scaricheranno il carbone nei bunker tramite due macchine di tipo “tripper” o equivalenti.



Accorgimenti contro la polverosità dei nastri

Per evitare ogni possibile rilascio di polvere verso l'ambiente, tutte le torri saranno di tipo chiuso, completamente tamponate con pannelli a tenuta d'aria e di rumore e tutte le aperture saranno adeguatamente dotate di guarnizioni a tenuta.

I nastri saranno interamente installati all'interno di un'ideale struttura chiusa (vedi foto e figura seguenti) e a perfetta tenuta dotata di elevato abbattimento del rumore (sia per il nastro di andata che per quello di ritorno). Questa configurazione rende il sistema indipendente dall'effetto del vento e delle piogge svincolando le operazioni di movimentazioni dalle condizioni meteorologiche del sito.



Sia i nastri sia le torri saranno inoltre dotati di accorgimenti e sistemi al fine di prevenire gli eventuali rilasci di polveri in atmosfera durante tutte le fasi di trasferimento e trasporto del materiale, tra cui:

- sistema di depressurizzazione in corrispondenza di tutti i punti in cui il carbone viene trasferito da un elemento dell'impianto ad un altro, attraverso l'uso di piccole tramogge o scivoli. In questa maniera si crea un flusso d'aria diretto dall'esterno verso l'interno al fine di impedire ogni rilascio di polvere verso l'ambiente. L'aria estratta sarà opportunamente filtrata da filtri a manica o a cartuccia ad altissima efficienza, prima di essere immessa all'atmosfera;
- sistema di depressurizzazione delle coperture di contenimento dei nastri e delle torri al fine di impedire ogni eventuale rilascio di polvere dai sistemi di movimentazione. L'aria estratta sarà opportunamente filtrata da filtri a manica o a cartuccia ad altissima efficienza, prima di essere immessa all'atmosfera;
- sistema di nebulizzazione ad acqua in corrispondenza della bocca della tramoggia di scarico con il duplice scopo di umidificare il carbone e creare una barriera meccanica al rilascio delle polveri verso l'esterno. La nebulizzazione inoltre permette di prevenire la formazione di ulteriore polvere durante la successiva movimentazione. Eventuale acqua in eccesso sarà raccolta e convogliata al sistema di trattamento delle acque reflue dell'impianto;
- progettazione delle tramogge in modo da guidare il materiale verso la bocca d'uscita in maniera idonea al fine di ridurre l'impatto sul nastro sottostante e quindi diminuire le polveri prodotte. Inoltre un corretto disegno della tramoggia può favorire un effetto di ricircolo del flusso d'aria indotto dalla caduta riducendo la quantità di polveri che si presentano in sospensione al momento in cui il materiale abbandona la tramoggia e si deposita sul nastro.



3.2.2.9. Stoccaggio, trasporto, triturazione e invio in caldaia della biomassa

La biomassa necessaria alla co-combustione con il carbone nella percentuale in energia da biomassa variabile tra 0 e 5%, su 2 dei 4 gruppi dell'impianto, sarà prodotta localmente nelle aree limitrofe alla centrale.

Le aree di coltivazione, le modalità di produzione e approvvigionamento, della biomassa saranno oggetto di uno studio separato che, attraverso uno specifico piano di lavoro analizza le problematiche agricolo-forestali di tutta l'area limitrofa all'impianto e le possibilità di coltivazione. Lo studio (vedi **allegato 3.2.2.9/I** "Valutazione degli aspetti agricolo-forestali per la produzione di biomasse da utilizzare in co-combustione nella conversione a carbone della Centrale Enel di Porto Tolle") è stato curato dal Prof. Pividori dell'Università di Padova.

Di seguito, a titolo esplicativo si descrivono le apparecchiature e gli impianti che si rendono necessari per la movimentazione, lo stoccaggio e l'invio in caldaia di biomasse vegetali legnose sotto forma di cippato (tipologia, al momento, più diffusa in ambito nazionale). Variazioni sulla tipologia delle biomasse vegetali utilizzate comporterà una diversa impiantistica da adattare alla particolare tipologia di biomassa (erbacea, frutti e semi, pellets, etc).

Il combustibile da biomasse vegetali legnose, sotto forma di cippato, sarà conferito in centrale mediante autocarri di capacità pari a circa 28 t cadauno. Complessivamente sono previsti circa 12.500 camion/anno pari a circa 40 camion/giorno per 300 giorni/anno. Gli autocarri, dopo essere stati sottoposti a pesatura mediante una pesa a ponte installata nella zona di accesso all'area di stoccaggio, potranno scaricare il combustibile sia nell'area di stoccaggio propriamente detta che direttamente all'interno della SAR (Stazione Attiva di Ricevimento).

La SAR sarà realizzata in un'area attigua alla zona di stoccaggio e sarà costituita da un capannone chiuso dotato di accessi su tre lati per i mezzi di scarico ed al cui interno verrà realizzata una vasca in cemento armato. Sul fondo della vasca saranno realizzati due sistemi di ripresa del combustibile a griglia mobile, contrapposti e convergenti verso il centro. Di qui la biomassa sarà ripresa da un sistema di nastri che la convoglierà verso il sistema di triturazione.

Mediante il controllo della velocità di avanzamento di dette griglie mobili di ripresa sarà possibile controllare la portata del combustibile.

La portata minima di trasporto del sistema di ripresa sarà pari a circa 300 m³/h e la vasca conterrà circa 1.000 m³ di legno cippato.

L'area di stoccaggio si estenderà nella zona compresa fra i serbatoi olio combustibile A e B, ricavata dalla dismissione del serbatoio C, ed avrà una superficie di circa 33.000 m².

Il legname cippato sarà stoccato in cumuli di dimensione massima in pianta pari a 30 x 60 m e un'altezza di circa 6 m per una volumetria di circa 10.000 m³ corrispondenti a circa 2.500 tonnellate; ciascun cumulo sarà separato dall'altro da corsie larghe circa 10 m; il deposito sarà costituito, in linea di



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



massima, da circa 14 cumuli, corrispondenti ad una capacità massima di stoccaggio pari a circa 35.000 tonnellate.

La permanenza del legname cippato nel deposito, in condizioni di normale esercizio della centrale, sarà mediamente non superiore a circa 25 giorni.

L'area di stoccaggio e la SAR saranno dotate di idonei sistemi di rivelazione ed estinzione incendi.

Sistema di trasporto

Sarà realizzato un sistema di trasporto a nastri che a partire dallo scarico della SAR convoglierà il cippato al sistema di triturazione tramite un nastro di trasferimento; in corrispondenza dell'uscita fuori terra del nastro saranno inseriti un vaglio e un sistema di separazione magnetica aventi lo scopo di eliminare le pezzature di cippato fuori misura ed eventuali intrusioni di materiali ferrosi.

I nastri di trasporto saranno del tipo chiuso e avranno uno sviluppo di circa 300 m; saranno dotati di sistema di protezione dagli incendi.

Sistema di triturazione e invio in caldaia

Il sistema di triturazione e invio in caldaia della biomassa è inserito in un edificio dedicato che avrà lo scopo di limitare le emissioni di rumore e polveri dovute ai mulini di macinazione del cippato.

Il cippato trasportato dal nastro sarà convogliato a due sili di stoccaggio temporaneo dimensionati per una autonomia di funzionamento pari a circa 8 ore (volume di ciascun silo pari a circa 1.000 m³). I sili oltre ad assolvere alla funzione di polmone dovranno permettere il dosaggio del cippato ai mulini per mezzo di idonei sistemi di estrazione.

La biomassa estratta dai sili sarà distribuita ai mulini per essere triturata.

Per alimentare i bruciatori di ciascuna caldaia sono previsti 2 mulini a martelli e un sistema di spinta pneumatico per l'invio della biomassa triturata ai bruciatori dedicati alle biomasse.

3.2.2.10. Il sistema di approvvigionamento e stoccaggio del calcare

Le infrastrutture per la ricezione, lo stoccaggio, la preparazione e la distribuzione del calcare necessario al funzionamento delle caldaie saranno realizzate ex-novo.

Per il funzionamento dei desolficatori sono necessarie circa 180.000 t/anno di calcare fornito in pezzatura (3÷5 cm), per il quale il progetto prevede il rifornimento della centrale esclusivamente tramite le vie d'acqua (mare + canali navigabili); è stato valutato infatti che un eventuale prelievo di calcare da giacimenti nazionali avrebbe comportato il trasporto di tale materiale su gomma, con una frequenza stimata in 25 viaggi/giorno per 300 giorni/anno.

Tale trasporto si sarebbe aggiunto a quello già esistente in un sistema viario già congestionato (Romea). E' stata quindi effettuata un'analisi mirata, con l'obiettivo di soddisfare i seguenti punti:

- disponibilità di materiale di qualità rispondente alle necessità dell'impianto;



- disponibilità di materiale in quantità utile a soddisfare un consumo stimato in 180.000 t/anno per almeno 20 anni di esercizio;
- possibilità di trasporto del materiale via mare;
- possibilità di avere più fonti di approvvigionamento del materiale.

L'area con caratteristiche rispondenti a tali esigenze è stata individuata nella penisola d'Istria in Croazia. In particolare l'area compresa tra Pula e Rabac ha le richieste caratteristiche geologiche con giacimenti di calcare pienamente rispondenti alle necessità dell'impianto.

In questa zona sono già presenti numerose cave in esercizio che hanno a disposizione le potenzialità per rispondere ad una nuova richiesta di materia prima. Inoltre numerose cave dispongono anche dei porti attrezzati per il carico su chiatte del calcare cavato, soddisfacendo così la necessità di effettuare il trasporto via mare, riducendo notevolmente le distanze da coprire ed eliminando conseguentemente i problemi connessi al trasporto su gomma precedentemente esposti.

Le navi di calcare (circa 32 navi/anno da 5.000 t) attraccheranno alla nave storage mobile che, tramite le proprie apparecchiature (gru), provvederà a trasferire il prodotto all'interno di una stiva dedicata della nave storage stessa. Dalla stiva il calcare sarà ripreso e attraverso lo scaricatore continuo a nastro trasferito alle chiatte fluvio-marine.

Le chiatte fluvio-marine autoscaricanti, giunte nella darsena di Porto Tolle, verranno ormeggiate e scaricheranno il calcare nella tramoggia approntata sul piano banchina. La tramoggia è direttamente connessa con il nastro calcare di banchina da 1.000 t/h, che provvede al trasporto fino al capannone di stoccaggio di centrale. La capacità di stoccaggio complessiva di quest'ultimo è di circa 10.000 m³. In alternativa le chiatte potranno essere scaricate con uno scaricatore di banchina.

Dal capannone di stoccaggio il calcare sarà ripreso e inviato, a mezzo nastri, all'impianto di macinazione, costituito essenzialmente da tre mulini (di cui uno di riserva).

I mulini saranno del tipo ad umido per ridurre la formazione di polveri, alloggiati in un locale attiguo al capannone. Il prodotto macinato, con un contenuto di umidità di circa il 10-15%, sarà ripreso e trasferito direttamente nei serbatoi di preparazione dello sospensione calcarea da inviare agli assorbitori del DeSOx. Il consumo orario di reagente per le quattro nuove unità è di circa 28 t/ora di calcare pari ad un quantitativo annuo di circa 180.000 tonnellate.

3.2.2.11. L'approvvigionamento e lo stoccaggio dei reagenti del DeNOx

L'ammoniaca gassosa necessaria alla denitrificazione catalitica per l'abbattimento degli NOx sarà prodotta direttamente presso l'impianto a partire da urea in forma granulare. Il consumo previsto di urea è di circa 13.000 t/anno. Essa sarà approvvigionata dallo stabilimento di produzione di Ferrara e trasferita su container a mezzo di chiatta fluviale mediante l'utilizzo



delle idrovie esistenti. La frequenza dei trasporti stimata è di circa 1 chiatte/mese. I container saranno scaricati in centrale tramite apposito mezzo di movimentazione container che provvederà anche alle operazioni di accatastamento nell'area di circa 2.000 m² destinata allo stoccaggio. Il contenuto dei container sarà riversato direttamente nei serbatoi di dissoluzione dell'impianto di produzione dell'ammoniaca.

3.2.2.12. La produzione di gessi, ceneri e fanghi

La produzione del gesso avviene negli assorbitori dell'impianto di desolforazione dove il calcare reagisce con l'anidride solforosa dei fumi. La sospensione contenente gesso, estratta dall'assorbitore dell'impianto di desolforazione, è inviata, tramite pompe, agli impianti di filtrazione e lavaggio situati in un unico edificio comune alle quattro nuove sezioni. Dalla filtrazione si ottiene gesso con circa il 10% di umidità, in forma palabile e non polveroso. L'acqua di risulta viene in parte recuperata tal quale all'assorbitore e in parte inviata all'impianto di trattamento (evaporatore/cristallizzatore) per rientrare nel ciclo di recupero delle acque interne. La produzione stimata di gesso è pari a circa 300.000 t/anno.

Il gesso in uscita dall'impianto di filtrazione verrà convogliato attraverso nastri trasportatori ad un capannone di stoccaggio chiuso, a pianta rettangolare, della capacità di circa 20.000 t. Il capannone sarà alimentato da un nastro convogliatore a navetta reversibile (supportato dalla struttura della copertura) che realizzerà un cumulo di materiale avente sezione trasversale di forma triangolare. Dal capannone il gesso sarà ripreso a mezzo macchina automatizzata (grattatrice) e inviato in banchina con un nastro da 800 t/h per essere caricato su chiatte fluvio-marine tramite un caricatore continuo a nastro.

Il gesso sarà trasportato via chiatte fluvio-marina + nave. Le chiatte, da circa 3.000 t, riverseranno il loro contenuto sulle navi che attraccheranno alla nave storage al largo di Porto Levante. La destinazione finale prevede:

- il conferimento mediante navi da 8.000 t negli stabilimenti di produzione di lastre e pannelli di gesso, ubicati nel Nord Europa;
- il conferimento mediante navi da 20.000 t sulla costa atlantica degli Stati Uniti.

Il rimanente potrà essere trasferito in modeste quantità, con automezzi, ai cementifici localizzati nelle vicinanze dell'impianto.

Il gesso prodotto dalla desolforazione dei fumi infatti ha caratteristiche chimico-fisiche simili a quelle del gesso naturale, è quindi utilizzabile in sostituzione di quello di cava nella produzione di materiali per l'edilizia (pannelli, rivestimenti, isolanti, produzione del cemento, etc.).

Le ceneri derivano dalla combustione del carbone (mediamente il loro contenuto nel carbone è pari all'11%); si stima pertanto una produzione di circa 550.000 t/anno. Le ceneri pesanti sono raccolte nelle tramogge di



fondo delle caldaie, vengono estratte a secco con un nastro metallico e, dopo raffreddamento e macinazione a mezzo di mulino dedicato, inviate ai sili giornalieri di stoccaggio delle ceneri leggere (uno per ciascuna sezione). Le ceneri leggere, trattenute dal filtro a manica in forma di polvere secca, saranno raccolte nelle sottostanti tramogge e successivamente trasferite con sistemi pneumatici ai 4 sili giornalieri da 500 m³ ciascuno.

Le ceneri raccolte nei sili giornalieri saranno rilanciate pneumaticamente, a quattro nuovi sili di stoccaggio da 12.000 m³ ciascuno, che garantiranno un'autonomia di stoccaggio di circa 30 giorni. Sarà previsto un doppio sistema di estrazione, a secco e a umido. Nel caso di estrazione ad umido, la cenere verrà impastata con acqua in una coclea per renderla palabile, sarà poi estratta e inviata in banchina con lo stesso nastro utilizzato anche per il gesso, opportunamente pulito. Giunto in banchina verrà caricato sulle chiatte fluvio-marine.

Classificate come rifiuto non pericoloso, le ceneri saranno recuperate e reimpiegate in cementifici, come materia prima per la produzione di cemento e nella preparazione dei calcestruzzi. La destinazione finale prevede:

- il conferimento, mediante navi da 5.000 t, presso cementifici costieri nel bacino del Mediterraneo;
- l'esportazione, mediante navi da 20.000 t, presso impianti riutilizzatori situati sulla costa atlantica degli Stati Uniti o sul mercato europeo, dove esistono prospettive di collocazione.

Nel caso di estrazione a secco, mediante un sistema pneumatico, le ceneri saranno caricate su appositi camion cisterna.

Allo scopo di favorire gli stabilimenti locali, è prevista la fornitura di piccole quantità di ceneri secche ai cementifici e agli impianti di betonaggio situati in zone limitrofe alla centrale.

La produzione dei fanghi deriva dagli impianti di pretrattamento dell'acqua grezza, dall'impianto di trattamento delle acque reflue (chiarificatore-addensatore) e dal nuovo impianto di pretrattamento (addolcitore) posto a monte del nuovo sistema di evaporazione/cristallizzazione degli spurghi DeSOx. Si stima una produzione annua di circa 6.000 t. I fanghi prodotti verranno disidratati con appositi filtropressa, resi palabili e stoccati in una nuova vasca fanghi prima dello smaltimento secondo la vigente normativa.

3.2.2.13. I sistemi ausiliari di centrale

Acqua industriale

L'acqua industriale per le esigenze dell'isola produttiva, comprendendo anche quelle relative alla movimentazione del carbone, delle ceneri e degli altri prodotti solidi continuerà ad essere prodotta, a partire da acqua grezza prelevata dal fiume Po, dall'impianto di decarbonatazione e di filtrazione esistente e accumulata nei serbatoi di stoccaggio esistenti. Per far fronte alle difficoltà dell'approvvigionamento quando, a causa della risalita del cuneo salino di acqua di mare, si incrementa la salinità dell'acqua, l'acqua



pretrattata viene stoccata in un serbatoio da 100.000 m³, inizialmente utilizzato per lo stoccaggio dell'olio combustibile, che consente un'autonomia per l'isola produttiva di circa 20-30 giorni.

L'acqua industriale per le esigenze dei nuovi desolficatori sarà prodotta a partire da acqua grezza prelevata direttamente dal Po tramite un nuovo impianto di pretrattamento (decantazione e filtrazione).

Nel periodo estivo, quando a causa della risalita del cuneo salino di acqua di mare si incrementa il contenuto salino nell'acqua, si provvederà ad effettuare una dissalazione finale attraverso l'installazione di un sistema a membrane (impianto ad osmosi inversa).

L'acqua prodotta tramite il nuovo sistema di osmosi inversa verrà stoccata in 2 nuovi serbatoi da circa 4.000 m³.

Acqua demineralizzata

L'acqua demineralizzata sarà principalmente utilizzata per il reintegro del ciclo a vapore, per le caldaie ausiliarie e per il circuito chiuso dell'acqua di raffreddamento servizi. L'acqua demineralizzata continuerà ad essere prodotta a partire dall'acqua grezza prelevata dal fiume Po attraverso le tre linee di elettrodialisi (EDR) e di demineralizzazione a scambio ionico esistenti.

L'acqua demineralizzata prodotta sarà stoccata nei quattro serbatoi esistenti da 1.500 m³ ciascuno.

Vapore ausiliario

Il vapore ausiliario necessario alle esigenze della centrale sarà prelevato, tramite appositi spillamenti, dalle turbine di ciascuna sezione.

Quando non sarà disponibile vapore proveniente da almeno una delle quattro sezioni, il sistema verrà alimentato dalle due esistenti caldaie ausiliarie. Queste ultime, in caso di fuori servizio delle sezioni, forniranno il vapore per gli usi propri dell'impianto (tenute turbina, eiettori di avviamento, etc), garantendo le operazioni di avviamento dell'impianto.

Le due caldaie ausiliarie esistenti hanno le seguenti caratteristiche:

- producibilità: 60 t/h alla pressione nominale di 19,6 bar e alla temperatura di 300 °C;
- potenzialità: 48 x 10⁶ kcal/h;
- consumo di gasolio: 4,5 t/h;
- altezza del camino: 28,5 m.

Dal momento che il funzionamento delle caldaie ausiliarie è di tipo sporadico, le emissioni saranno trascurabili.

Aria compressa

Per la produzione e la distribuzione dell'aria compressa sarà riutilizzato l'impianto esistente, opportunamente modificato per tenere conto delle nuove utenze.



La centrale è dotata di un sistema centralizzato per ogni coppia di sezioni, situato in apposito edificio, in adiacenza all'edificio ausiliari delle sezioni 1-2 e delle sezioni 3 e 4. In ciascun edificio sono alloggiati:

- tre compressori azionati da motori elettrici a 6 kV, aventi ciascuno una portata di 1.800 Nm³/h e prevalenza 9 bar, per l'alimentazione della rete aria servizi e strumenti, di cui due normalmente in servizio e uno di riserva;
- un compressore azionato da motore elettrico a 6 kV per il sistema di soffiatura con portata nominale di 4.500 Nm³/h e prevalenza 30 bar;
- un motocompressore di emergenza alimentato a gasolio per le utenze essenziali di gruppo necessarie anche nel caso di mancanza dell'energia elettrica avente portata nominale di 2.000 Nm³/h e prevalenza 9 bar.

L'aria compressa prodotta dai compressori giunge in parallelo sia ai serbatoi aria servizi sia ai serbatoi aria strumenti (in totale 8 serbatoi polmone da 15 m³ cadauno).

L'aria strumenti, prima di giungere nei serbatoi di stoccaggio, viene refrigerata e poi essiccata per eliminare qualsiasi traccia di umidità.

Acqua raffreddamento componenti

Per il raffreddamento dei componenti ausiliari verrà riutilizzato l'esistente sistema in ciclo chiuso opportunamente modificato per alimentare le nuove utenze. L'acqua utilizzata per il raffreddamento dei singoli componenti sarà acqua demineralizzata additivata, in ciclo chiuso.

L'acqua transiterà all'interno dei fasci tubieri degli scambiatori, cederà calore all'acqua di raffreddamento in ciclo aperto, prelevata e restituita dal fiume Po, attraverso il circuito esistente.

Sistema antincendio

Dalla esistente rete antincendio di centrale saranno opportunamente derivate alimentazioni per la protezione dei nuovi componenti e per l'ampliamento della rete idranti di centrale. Inoltre, sarà attivata una rete di rilevamento incendi per la protezione delle apparecchiature di nuova installazione, ivi compreso il parco di stoccaggio delle biomasse.

Per le nuove aree, interessate dalle installazioni di apparecchiature (stoccaggio e movimentazione solidi, impianto produzione acqua industriale, evaporatore cristallizzatore, etc.) sarà realizzata la rete degli idranti e gli idonei sistemi attivi di difesa antincendio: sistemi di rivelazione automatica d'incendio, impianti di spegnimento fissi, automatici o manuali, ad acqua, a polvere o a gas estinguenti, estintori portatili e carrellati.

Il sistema di movimentazione del carbone sarà protetto da un sistema di rilevazione incendi a bulbi di quarzo o termocoppie sensibili. A seguito della segnalazione di allarme in Sala Manovre, proveniente dai bulbi di quarzo o dalle termocoppie sensibili, sarà possibile telecomandare l'intervento del sistema antincendio fisso relativo all'area interessata, andata in allarme.



Adeguati sistemi di ventilazione assicureranno il necessario ricambio di aria sia al sistema delle torri sia ai nastri di movimentazione del carbone.

A protezione dei mulini saranno dedicate batterie fisse di bombole di CO₂ o azoto per l'inertizzazione degli stessi. L'incendio o il sospetto d'incendio all'interno di un mulino determinerà il suo isolamento e il suo riempimento con il gas.

Per quanto riguarda la protezione antincendio del parco cippato, lungo le strade perimetrali e lungo le corsie di separazione dei cumuli saranno posizionati idranti, idranti sottosuolo e monitori ad acqua auto-oscillanti.

I sistemi di rivelazione incendio saranno realizzati secondo le norme UNI EN 54-1/54-2 e UNI9795 con riporto di display alfanumerici e/o pannelli con segnalazioni acustiche e luminose dedicate sui quadri antincendio e a pagina video su monitor in Sala Manovra.

Prima dell'entrata in esercizio, l'impianto sarà sottoposto ad accertamento, da parte dei Vigili del Fuoco, per procedere al controllo dell'osservanza delle prescrizioni eventualmente impartite in sede di esame del progetto e per il rilascio del nuovo "Certificato Prevenzione Incendi".

3.2.3. Strutture esistenti non riutilizzate

La conversione a carbone della Centrale di Porto Tolle prevede la disattivazione e quindi la demolizione o lo smontaggio per il recupero delle seguenti apparecchiature, in quanto non più utilizzate nel nuovo impianto:

- caldaie delle 4 sezioni;
- ventilatori aria, riscaldatori rigenerativi aria/gas (LJ), riscaldatori aria/vapore (RAV), condotti aria e condotti fumi e carpenterie di sostegno;
- turbine a vapore e parte del ciclo rigenerativo;
- precipitatori elettrostatici delle quattro sezioni, compreso l'impianto di evacuazione delle ceneri e i silos di stoccaggio;
- vasche di accumulo fanghi e ceneri da nafta;
- stazioni scarica olio combustibile da autobotti;
- n° 4 serbatoi olio combustibile (OCD) da 100.000 m³ ciascuno, situati al Parco Sud, compresa la demolizione di tutte le tubazioni afferenti (collettori di caricamento, travaso e aspirazione del combustibile, collettori antincendio, vapore ausiliario, etc.) e dei bacini di contenimento;
- n° 2 serbatoi olio combustibile (OCD) da 50.000 m³ ciascuno, situati al Parco Nord, compresa la demolizione di tutte le tubazioni afferenti (collettori di caricamento, travaso e aspirazione del combustibile, collettori antincendio, vapore ausiliario, etc.) e dei bacini di contenimento;
- trasformatori di unità e TAG delle 4 sezioni.



3.2.4. Modifica di infrastrutture e opere connesse

A completamento degli interventi di adeguamento, dovranno inoltre essere realizzate le seguenti opere:

- risistemazione della rete drenaggi, fognaria e viaria (strade e piazzali);
- intervento di mitigazione a verde, con la messa a dimora di idonee alberature, delle aree dimesse.

3.2.4.1. La viabilità terrestre

Non sono previste modifiche della viabilità terrestre esterna di accesso alla centrale, sia durante la fase di cantiere sia a valle degli interventi di conversione a carbone.

E' previsto altresì un nuovo ingresso in centrale per i camion che trasportano le biomasse vegetali.

3.2.4.2. Lo stoccaggio e la movimentazione del carbone

Per lo stoccaggio del carbone in centrale, saranno realizzati, nell'area attualmente libera compresa tra la centrale e i serbatoi del Parco Sud, 2 nuovi carbonili a cupola (pianta circolare di diametro pari a circa 144 m e altezza di circa 45 m). La capacità di stoccaggio sarà pari a circa 150.000 m³ ciascuno, che assicurerà un'autonomia di circa 15 giorni alla centrale nelle condizioni di massimo carico.

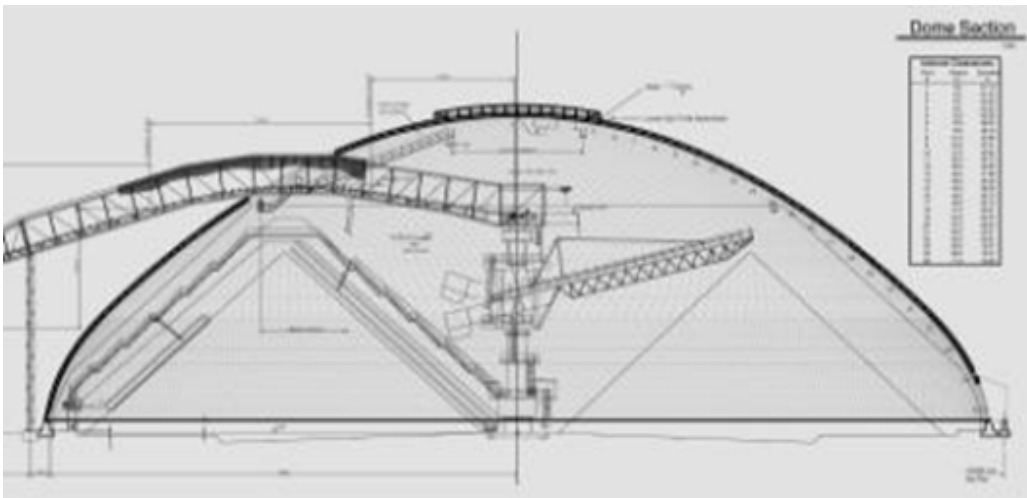
Le cupole avranno struttura portante in alluminio o acciaio zincato e copertura della struttura con pannelli di alluminio o di acciaio zincato.

Tutta la struttura poggerà su un cordolo anulare di cemento e la platea interna, sulla quale sarà stoccato il carbone, sarà realizzata in cemento o in terreno battuto. Fra il cordolo anulare e l'inizio della copertura saranno realizzate idonee aperture necessarie ad assicurare un adeguato ricambio di aria allo scopo di garantire la sicurezza in ogni condizione. Ciascun carbonile sarà dotato di:

- macchina per la messa a parco e per la ripresa del carbone con controllo a distanza, posta al centro della cupola, con nastro di messa a parco e sistema di ripresa a portale, per un immagazzinamento toroidale, non omogeneo del carbone;
- sistema di rilevamento di eventuali fenomeni di autocombustione mediante telecamere visive e termosensibili, con visualizzazione e allarme riportate su monitor in Sala Manovre;
- porte di accesso alle cupole e adeguata viabilità per l'ingresso di bulldozer per l'eventuale compattazione del carbone;
- accessi indipendenti per il personale alle cupole e idonee vie di fuga;
- sistema antincendio fisso con monitori ad acqua o ad acqua nebulizzata all'interno dei carbonili e rete idranti all'esterno.



Nelle foto e figura seguenti sono mostrati i carbonili a "dome", identici a quelli previsti per Porto Tolle, realizzati (2003) a Ho-Ping (Taiwan), con il disegno in sezione del carbonile.



Al fine di limitare l'impatto ambientale dovuto al materiale immagazzinato, i carbonili saranno dotati di:

- adeguato sistema di ventilazione, con flusso dal basso verso l'alto, al fine di indurre una circolazione alla base del carbonile dall'esterno verso l'interno e prevenire quindi la fuoriuscita di polvere verso l'ambiente e al tempo stesso garantire il necessario ricambio d'aria;
- sistema di nebulizzazione ad acqua sulla macchina di messa a parco e ripresa in corrispondenza della tramoggia di ripresa per umidificare il carbone e impedire l'eventuale rilascio di polvere oltre a prevenire la formazione di ulteriore polvere durante la successiva movimentazione.



3.2.4.3. Logistica per l'approvvigionamento e la movimentazione dei materiali

Il progetto di conversione a carbone della Centrale di Porto Tolle prevede che tutti i solidi: carbone, calcare, gesso e ceneri, ad eccezione della biomassa, siano movimentati attraverso le vie d'acqua (Mare Adriatico, fiume Po di Levante e fiume Po) secondo il seguente schema:

- localizzazione di una nave storage mobile al largo della foce del Po di Levante a circa 4 miglia dalla costa;
- in centrale si rende necessario un'adeguamento della esistente darsena su Po.

La nave storage mobile, posta al largo di Porto Levante, sarà del tipo autoscaricante ed avrà una capacità di stoccaggio di circa 100.000 t con circa 7÷9 stive. Una stiva sarà utilizzata per lo stoccaggio temporaneo di gesso/calcare, una stiva per lo stoccaggio temporaneo di ceneri umidificate mentre le rimanenti saranno utilizzate per lo stoccaggio temporaneo del carbone.

La nave storage sarà dotata di proprie gru e caricatori continui a nastro. Tale macchinario sarà utilizzato per:

- trasferire i materiali dalle navi oceaniche di carbone o dalle più piccole navi di calcare nelle rispettive stive o, direttamente, alle chiatte fluvio-marine;
- riprendere il carbone o il calcare dalle stive della nave storage e attraverso il caricatore a nastro trasferirli rispettivamente alle chiatte fluvio-marine di carbone o di calcare;
- trasferire, attraverso le gru di bordo, il gesso e le ceneri dalle chiatte provenienti da Porto Tolle nelle stive dedicate;
- riprendere gesso o ceneri dalle stive e trasferirli attraverso il caricatore a nastro rispettivamente sulle navi gessiere o navi ceneriere che saranno accostate alla nave storage.

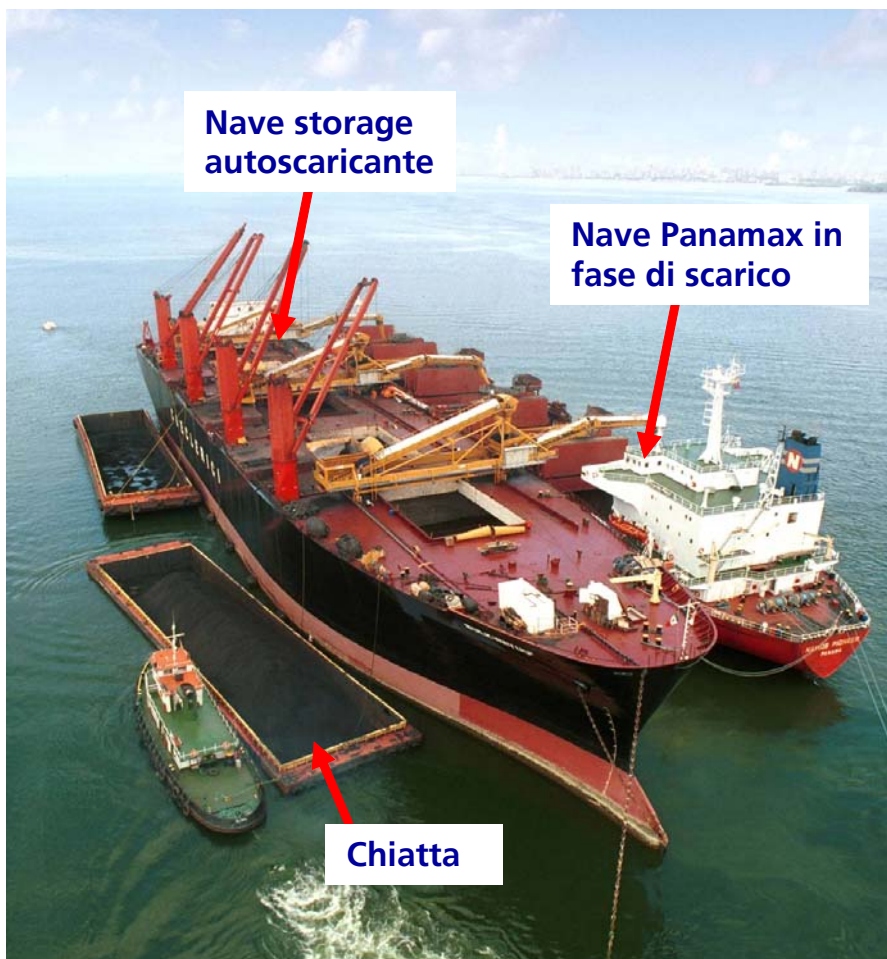


Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



Nella seguente foto si riporta un esempio di operazioni di trasbordo in mare da nave oceanica a nave storage autoscaricante e, da questa, alla chiatta.

(N.B. la chiatta rappresentata nella foto è del tipo fluviale non del tipo fluvio-marina come quella che verrà utilizzata per Porto Tolle, inoltre le chiatte fluvio-marine saranno dotate di 1 o 2 stive con copertura, a differenza di quanto mostrato nella foto sotto riportata).



Complessivamente, ogni anno, le navi che mediamente attraccheranno alla nave storage mobile sono:

- circa 75 navi carboniere da circa 100.000 t (si è fatta una media tra navi "Cape Size" da 130.000t e navi "Panamax" da 80.000t);
- circa 32 navi da 5.000 t per il trasporto di calcare;
- circa 33 navi da 8.000 t per il trasporto di gesso (*);
- circa 95 navi da 5.000 t per il trasporto di ceneri (*).

(*) E' possibile che alcuni dei trasporti di gesso e ceneri siano eseguiti con naviglio più grande (circa 20.000 t di stazza) con destinazione per gli Stati Uniti.

Delle circa 75 navi di carbone in arrivo circa 25 saranno interamente destinate a Porto Tolle e verranno completamente scaricate, mentre circa 50



navi verranno alleggerite (allibate) al 50% per poi proseguire con destinazione Fusina-Marghera.

Le chiatte fluvio-marine da e per Porto Tolle saranno progettate e costruite ad hoc in modo da garantire il massimo tonnellaggio nel rispetto:

- dell'assenza di polverosità durante il trasporto (stive chiuse);
- della navigabilità in mare;
- dei limiti di pescaggio;
- delle caratteristiche geometriche della conca di Volta Grimana (unica conca che si incontra nel percorso da Porto Levante a Porto Tolle che ha dimensioni di 240 m x 24m);
- dell'incrocio con altre chiatte o diverse imbarcazioni lungo il percorso.

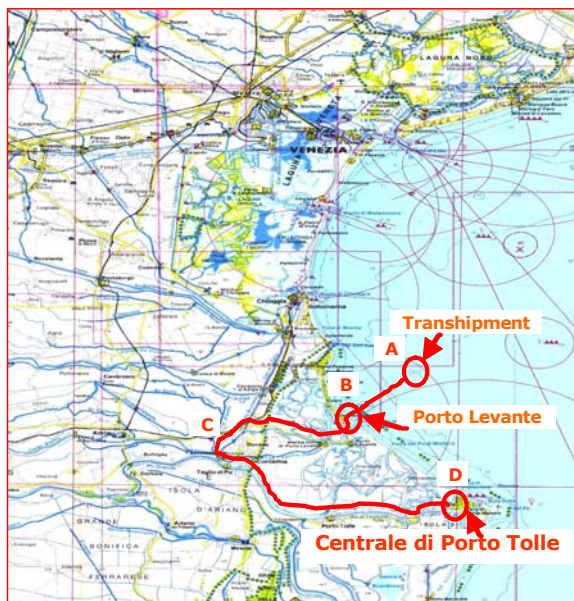
Le chiatte fluvio-marine saranno del tipo autopropulso con 2 "azimut truster" a poppa e 1 "bow truster" a prora che permettono manovre complesse in specchi d'acqua ristretti.

Le chiatte fluvio-marine avranno dimensioni esterne indicative di circa 100 m x 17 m, con pescaggio di circa 2,5 m, per una capacità di trasporto complessiva di circa 3.000 t di carbone. La larghezza delle chiatte sarà comunque compresa tra i 15 e i 19 m e la lunghezza rispettivamente tra i 110 ed i 90m.

Da quanto sopra detto, considerando chiatte da 3.000 t, ne discende che per assicurare il trasferimento dei materiali da e per Porto Tolle saranno necessari circa 7 trasporti/giorno ripartiti su 300 giorni/anno.

Dal punto di vista della riduzione dell'impatto ambientale, le chiatte saranno dotate di:

- silenziatori per il contenimento delle emissioni acustiche;
- stive dotate di copertura per il contenimento della polverosità indotta dall'effetto del vento e delle piogge;
- proprio scaricatore continuo a nastro per trasferire il carico direttamente alla tramoggia di banchina.



Le chiatte fluvio-marine, una volta caricate, percorrono il tratto di mare compreso tra l'area di "transshipment" fino alla foce del Po di Levante, entrano dalla foce stessa e discendono il canale fino alla conca di Volta Grimana, che mette in comunicazione il Po di Levante con il ramo principale del fiume Po. La chiatta, quindi, prosegue lungo il fiume fino alla Centrale di Porto Tolle. E' questa la soluzione base di progetto per la logistica.



Sono state analizzate anche soluzioni alternative al percorso delle chiatte fluvio-marine sopra descritto. Tali soluzioni alternative sono le seguenti:

- accesso alla centrale attraverso i rami terminali del Po di Venezia;
- accesso alla centrale tramite la direttrice Laguna di Barbamarco – Busa di Tramontana;
- accesso alla centrale attraverso la Sacca del Canarin.

Tutte le soluzioni alternative studiate riducono il percorso che le chiatte fluvio-marine devono effettuare per arrivare in centrale a pochi chilometri, con un innegabile vantaggio sotto diversi aspetti.

La logistica dei materiali sulle vie d'acqua (dal terminale flottante fino alla darsena di centrale) sia nel percorso base di progetto che nelle alternative proposte è stata oggetto di uno studio specifico volto alla analisi di fattibilità. Lo studio è stato curato dai Prof. Ing. Luigi D'Alpaos e Prof. Ing. Giuseppe Matteotti dell'Università di Padova (vedi **allegato 3.2.3.4./I** "Valutazione degli aspetti legati alla navigazione ed all'impatto ambientale della soluzione individuata per la logistica funzionale al progetto di conversione a carbone della Centrale Enel di Porto Tolle").

La soluzione base di progetto proposta (ingresso da Porto Levante), pur richiedendo un percorso più lungo per arrivare in centrale, non necessita di alcun intervento sulle idrovie esistenti in quanto già utilizzate come vie navigabili da altri operatori.

Le alternative analizzate, certamente sono migliorative dal punto di vista del percorso per raggiungere l'impianto, necessitano però, per il loro utilizzo, di alcuni interventi, anche se modesti.

Ampliamento della darsena in centrale

Il precedente progetto di trasformazione ad Orimulsion prevedeva già un ampliamento della darsena per consentire l'attracco contemporaneo di due chiatte.

Nel nuovo progetto di conversione a carbone la darsena esistente deve essere ulteriormente allargata al fine di consentire l'attracco contemporaneo di 3 chiatte in configurazione 2+1.

La darsena sarà attrezzata come segue:

- la prima banchina, lunga circa 250 m, sarà dedicata all'accosto contemporaneo di due chiatte in serie. La banchina sarà attrezzata con tramogge di scarico e due nastri di banchina; il primo da circa 2.500 t/h funzionale allo scarico e al trasferimento del carbone, il secondo da circa 1.000 t/h per lo scarico e il trasferimento del calcare;
- la seconda banchina, lunga circa 120 m, per l'accosto di una chiatta dedicata al gesso ed alle ceneri. Tale banchina sarà dotata di un caricatore continuo per gessi e ceneri ad umido da 800 t/h.

Su entrambe le banchine saranno realizzate le vie di corsa (binari) per il macchinario di movimentazione dei solidi.



Le banchine saranno collegate con la centrale attraverso tre nastri in gomma, due dedicati al trasferimento rispettivamente del carbone e del calcare verso i depositi di centrale, il terzo per il trasferimento di gesso e ceneri umidificate dai depositi in centrale verso la banchina per il successivo caricamento sulle chiatte.

I sistemi di carico e scarico e i nastri di trasferimento prevedono l'adozione delle migliori tecnologie disponibili sul mercato per il contenimento della diffusione di polveri nell'ambiente, ampiamente referenziate, quali:

- progettazione delle apparecchiature e dei componenti (es. geometria delle tramogge, etc.) volta ad evitare la dispersione delle polveri nell'ambiente circostante;
- utilizzo di nastri trasportatori chiusi e in depressione;
- utilizzo di impianti di nebulizzazione ad acqua, oppure sbarramenti ad aria forzata, nelle tramogge e nei punti di caricamento e/o smistamento dei nastri, unitamente alla loro depressurizzazione;
- ottimizzazione della gestione delle modalità operative.



3.2.4.4. Le linee elettriche

Per l'immissione in rete dell'energia prodotta dalle quattro sezioni verranno riutilizzate la stazione elettrica adiacente all'impianto e le due linee a 380 kV a doppia terna che la collegano alla rete nazionale attraverso le stazioni elettriche di Dolo , Adria, Ravenna Canala e Forlì.



3.3. Analisi delle attività di progetto interferenti con l'ambiente

3.3.1. Fase di cantiere

3.3.1.1. La predisposizione, la realizzazione e l'esercizio del cantiere

Per la conversione a carbone della Centrale di Porto Tolle è stata stimata un'area necessaria per il cantiere di circa 200.000 m², più un'area di circa 140.000 m², risultante dalla demolizione dei 4 serbatoi dell'olio combustibile del Parco Sud, destinata ad un utilizzo provvisorio.

Le aree utilizzate per il cantiere sono riportate **nella planimetria n. POO.0000.DIA.ATSV.P405**.

L'ingresso al cantiere sarà previsto in corrispondenza della strada di accesso alla centrale in prossimità dell'attuale ingresso alla stessa. La viabilità tra il cantiere e la centrale sarà garantita dalla attuale viabilità interna. Per l'ingresso in centrale dei mezzi e delle maestranze si utilizzerà la portineria di cantiere.

Su tutte le aree del cantiere saranno presenti:

- una rete di strade e piazzali per il deposito dei materiali e il transito dei mezzi, raccordata con la viabilità esterna;
- la recinzione di cantiere;
- gli impianti di alimentazione dell'acqua ad uso potabile e industriale, con relativa rete di distribuzione in punti determinati all'interno del cantiere;
- la rete generale di raccolta e smaltimento delle acque meteoriche;
- la rete generale di raccolta e convogliamento delle acque sanitarie;
- l'impianto generale di distribuzione dell'energia elettrica costituita da una rete in MT in cavo interrato e da cabine di sezionamento e cabine di trasformazione MT/BT, opportunamente dislocate sul cantiere;
- l'impianto generale di terra, costituito da dispersore e maglia interrata;
- l'impianto di illuminazione delle aree di cantiere;
- la rete telefonica;
- un'area per il parcheggio degli automezzi;
- l'impianto di trattamento delle acque reflue urbane (biologico) di tipo modulare prefabbricato;
- la cabina di distribuzione media tensione;
- la portineria di ingresso con le apparecchiature per il controllo degli accessi, l'impianto di pesatura e il servizio di guardiania;
- gli edifici prefabbricati ad uso uffici per il personale dell'Enel;
- gli edifici prefabbricati ad uso spogliatoi per il personale dell'Enel;
- il laboratorio per le prove sui materiali;
- l'edificio prefabbricato ad uso infermeria;
- i capannoni temporanei ad uso magazzino.



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



Per le imprese operanti in cantiere, Enel metterà a disposizione i seguenti impianti e servizi comuni:

- un edificio ad uso refettorio con relative cucine per il servizio di mensa;
- i locali spogliatoio e servizi;
- un'area attrezzata ad uso uffici delle imprese.

3.3.1.2. La predisposizione delle aree e gli interventi di demolizione

Per la realizzazione degli interventi di conversione a carbone della centrale sono previste attività preventive di predisposizione dei terreni mediante movimentazione di terra da effettuarsi esclusivamente all'interno dell'area di proprietà dell'Enel nonché la demolizione e lo smontaggio, previa scoibentazione, di manufatti e apparecchiature interferenti con le opere da realizzare. Il progetto prevede la demolizione di:

- le caldaie delle 4 sezioni;
- i ventilatori aria, i riscaldatori rigenerativi aria/gas (LJ), i riscaldatori aria/vapore (RAV), i condotti aria e i condotti fumi e le carpenterie di sostegno (pipe-rack);
- le turbine a vapore e parte del ciclo rigenerativo;
- i precipitatori elettrostatici delle quattro sezioni, compreso l'impianto di evacuazione delle ceneri e i silos di stoccaggio;
- le vasche di accumulo fanghi e ceneri da nafta;
- la stazione discarica olio combustibile da autobotti;
- 2 serbatoi olio combustibile (OCD) da 50.000 m³ ciascuno situati al Parco Nord, compresa la demolizione di tutte le tubazioni afferenti (collettori di caricamento, travaso e aspirazione del combustibile, collettori antincendio, vapore ausiliario, etc.) e dei bacini di contenimento;
- 4 serbatoi olio combustibile (OCD) da 100.000 m³ ciascuno situati al Parco Sud, compresa la demolizione di tutte le tubazioni afferenti (collettori di caricamento, travaso e aspirazione del combustibile, collettori antincendio, vapore ausiliario, etc.) e dei bacini di contenimento;
- la parziale demolizione della esistente darsena (paratie laterali in c.a. e platea in c.a. di fondo darsena);
- lo smontaggio e il recupero di 8 trasformatori di unità (TU) e 2 trasformatori di avviamento (TAG).

3.3.1.3. La realizzazione dell'impianto

La realizzazione dei nuovi impianti comporta una fase di costruzione delle opere civili, una fase di montaggio elettromeccanico dei componenti dell'impianto e una fase di esecuzione di verniciature e coibentazioni.

Per le opere civili in centrale si farà ricorso ad una pianificazione che privilegia la prefabbricazione e il preassemblaggio dei componenti quali cunicoli,



pozzetti, predalle e armature di fondazione per il generatore di vapore, i DeNOx e i DeSOx. Per il montaggio del generatore di vapore, composto essenzialmente da un telaio portante in carpenteria strutturale, parti in pressione, impiantistica di completamento e isolamenti termici, sarà necessario ricorrere all'utilizzo di semoventi di grande portata (da 400 a 600 t), gru edili di idonea portata, coadiuvate da autogru da 250 - 300 t per poter movimentare ed erigere le grandi travi che compongono il telaio. Le parti in pressione verranno montate utilizzando grossi argani di sollevamento opportunamente montati su telaio, mentre per il completamento dell'impiantistica e la coibentazione si farà ricorso a idonei ponteggi. Per il montaggio di quanto sopra e della componentistica principale legata al generatore di vapore (bunker, mulini, DeNOx, riscaldatori aria e condotti aria fumi) verranno spinte al massimo le attività di premontaggio a piè d'opera, il personale in tal modo opererà in condizioni di maggior sicurezza. Infine, per assicurare la mobilità del personale e la movimentazione dei materiali e delle attrezzature di minor peso, è previsto un montacarichi provvisorio. Per lo smontaggio delle turbine esistenti e il montaggio delle nuove turbine e delle nuove apparecchiature del ciclo termico, verranno utilizzati gli esistenti carri ponte. Per gli impianti di movimentazione e stoccaggio dei solidi (carbone, calcare, gessi e ceneri), verrà spinto al massimo il criterio di sviluppare il premontaggio a piè d'opera di componenti come moduli relativi a carpenterie strutturali, condotti prismatici e circolari, pipe-rack, etc.. Per lo sviluppo di tali attività si impiegheranno autogrù e gru edili di portata adeguata. Relativamente agli impianti di trasporto del carbone, si evidenzia che i ponti nastro, dopo essere stati preassemblati a terra, saranno collocati in sito con l'ausilio di gru di grande portata.

Per quanto riguarda la realizzazione della nuova darsena, si prevede:

- la messa a dimora di una opera provvisoria per la protezione dell'area di intervento mediante posa di palancole sul Po di Pila;
- la demolizione della paratie laterali e la platea di fondo;
- lo sbancamento generale per procedere al posizionamento delle nuove paratie laterali e del muro di contrasto testate tiranti;
- la realizzazione dei muri di banchina e dei riempimenti necessari;
- la realizzazione di pali di sostegno, fino a quota 42,0 m, per le vie di corsa (binari per il macchinario movimentazione solidi).

Per quanto riguarda le opere civili, le principali attività di costruzione previste dal progetto sono:

- ampliamento della darsena esistente per realizzare due banchinamenti per il contemporaneo attracco di 3 chiatte fluvio-marine;
- movimentazioni e sistemazioni di terreno nelle aree di intervento interessate dalle nuove installazioni;
- fondazioni per le caldaie, per i DeNOx, per i filtri a manica, per l'impianto DeSOx e per i ventilatori indotti;



- fondazioni dei carbonili a "dome" per lo stoccaggio del carbone, del capannone gesso, del capannone calcare, dei sili ceneri e dell'impianto disidratazione gesso;
- fondazioni dell'impianto di macinazione del calcare;
- realizzazione di torri di smistamento carbone, calcare, gesso e ceneri e relativi impalcati di sostegno dei ponti nastro;
- realizzazione del parco per lo stoccaggio delle biomasse (in forma di cippato) e relativo sistema di movimentazione;
- realizzazione dell'impianto di macinazione del cippato e del sistema di alimentazione alle caldaie;
- realizzazione di "pipe-rack" di sostegno per tubazioni, cavi e condotti fumo;
- fondazioni per l'area di stoccaggio e deposito dei container dell'urea;
- opere civili del sistema di pretrattamento degli spurghi DeSOx e fondazioni dell'impianto evaporazione/cristallizzazione;
- fondazioni per l'impianto di produzione dell'acqua industriale;
- estensione delle reti fognarie;
- nuova viabilità interna alla centrale;
- ampliamento dell'attuale rilevato in terra compreso tra la palazzina uffici e i serbatoi dell'olio combustibile del parco Sud, funzionale alla stabilizzazione del terreno fondazionale per i nuovi carbonili a "dome".

Per quanto riguarda invece le componenti elettromeccaniche, le principali attività di montaggio previste dal progetto sono:

- gli impianti DeSOx;
- gli impianti DeNOx;
- il montaggio delle nuove caldaie e dei relativi ausiliari;
- gli impianti filtri a manica;
- il montaggio delle nuove turbine e delle relative valvole;
- l'impianto di trasporto del carbone;
- l'impianto di trasporto, stoccaggio e macinazione del calcare;
- l'impianto di preparazione e dosaggio della sospensione di calcare;
- l'impianto di filtrazione della sospensione del gesso;
- l'impianto di stoccaggio e movimentazione del gesso e del calcare;
- il sistema di produzione dell'ammoniaca da urea;
- l'impianto di produzione dell'acqua industriale;
- il montaggio dei nuovi sistemi di evacuazione della ceneri;
- il montaggio del capannone gesso e dei sili di stoccaggio delle ceneri;
- il montaggio delle tubazioni vapore e dell'acqua alimento;
- il montaggio dei carbonili chiusi con macchine a controllo remoto;
- i nuovi sili per la raccolta delle ceneri;
- il montaggio delle apparecchiature degli impianti di trattamento delle acque reflue (evaporatore/cristallizzatore e relativo pretrattamento).



3.3.1.4. Le quantità e le caratteristiche delle risorse utilizzate

Materiali impiegati per le opere civili

Per le opere civili (palificate, fondazioni e parti in elevazione) occorre un quantitativo di calcestruzzo in opera pari a circa 220.000 m³, per la preparazione del quale occorrono circa 22.000 tonnellate di armatura di ferro. Per la fornitura di materiali inerti e calcestruzzi, è previsto il ricorso a cave locali individuate tra quelle già esistenti intorno al sito e a centrali di betonaggio locali o ad impianti temporaneamente installati all'interno del cantiere.

Materiali e apparecchiature elettromeccaniche e materiali per le coibentazioni

Complessivamente i componenti elettromeccanici da montare ammontano a circa 180.000 tonnellate, mentre si stimano circa 400.000 m² di coibentazioni per le quali sono necessarie circa 6.000 t di materiale isolante e circa 3.100 t di lamierino di finitura.

Acqua

I quantitativi di acqua necessari per gli usi industriali e potabili (non per uso alimentare) sono stimati in circa 550.000 m³/anno prelevandoli dal fiume Po attraverso la esistente rete di centrale. L'acqua potabile (per uso docce e servizi igienici) sarà prodotta tramite l'impianto di potabilizzazione.

Combustibili

Sono quelli necessari per l'alimentazione delle macchine di cantiere (automezzi, gru, pale meccaniche, escavatrici, etc.); il loro approvvigionamento sarà a cura delle imprese appaltatrici. Possono inoltre essere previsti piccoli depositi di combustibili, ad uso riscaldamento e/o produzione di acqua calda, per le citate strutture di cantiere.

Personale

Le modalità di realizzazione dell'impianto prevedono l'acquisizione del macchinario e una fase di cantiere che riguarda sostanzialmente l'esecuzione dei lavori di preparazione del sito, gli smontaggi, le opere civili e i montaggi elettromeccanici e la decantierizzazione.

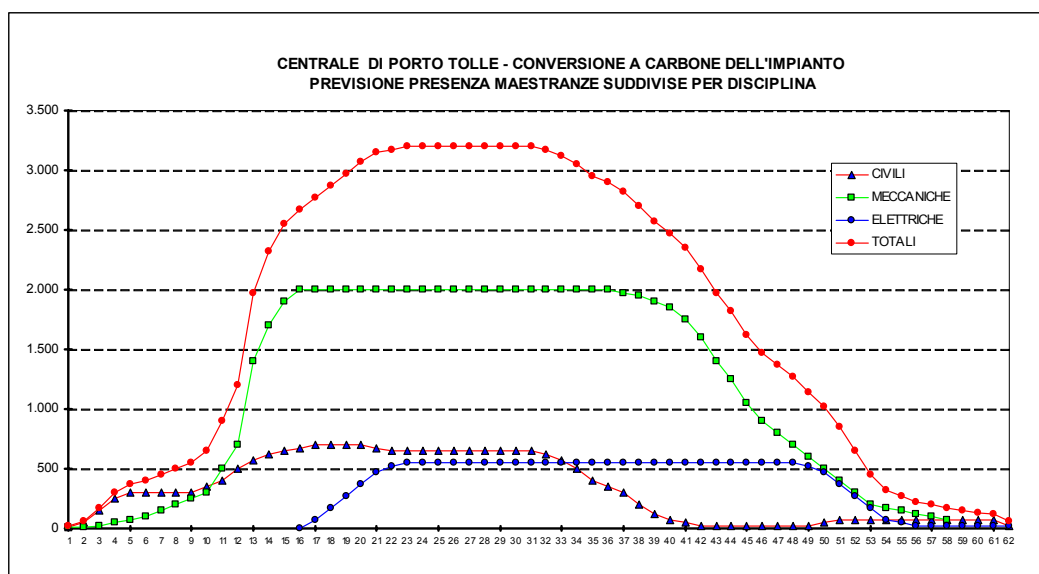
L'impegno medio di personale per la durata complessiva del cantiere (62 mesi dalla data di apertura al ripiegamento del cantiere) è stimato in circa 1.600 unità con punte di circa 3.200 unità tra il 21° e il 33° mese, per un numero complessivo di circa 16.500.000 ore di lavoro.

In particolare nel primo grafico è riportata la stima dell'andamento del numero delle maestranze suddivise per disciplina per la durata del cantiere. Nel secondo grafico è invece riportata la ripartizione delle ore stimate per ciascuna disciplina.

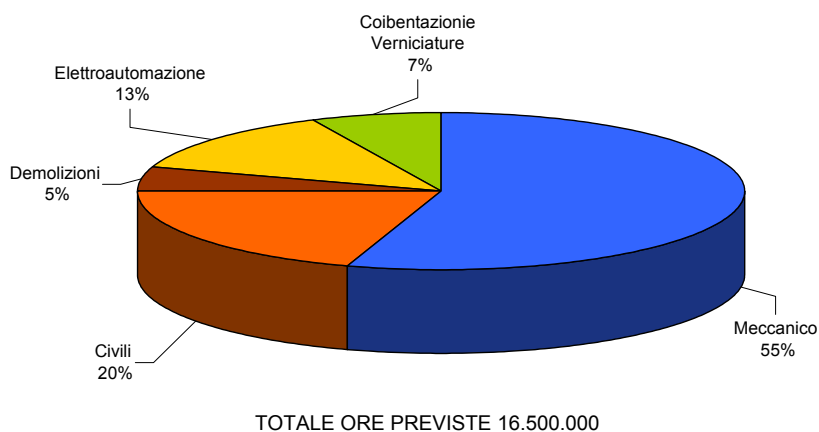


Centrale termoelettrica
di Porto Tolle





**Centrale di Porto Tolle - Conversione a carbone dell'impianto
Ripartizione delle ore per disciplina**



3.3.1.5. Le quantità e le caratteristiche delle interferenze indotte

Movimenti terra

Il movimento di terra complessivo previsto è di circa 150.000 m³, provenienti dagli scavi destinati ad accogliere le opere civili (fondazioni e sottofondazioni). Il terreno dopo controllo sarà riutilizzato per il riempimento e la sistemazione dell'area dei serbatoi di olio combustibile demoliti.

Rifiuti solidi

I rifiuti solidi del cantiere, oltre ai normali rifiuti solidi derivanti dalle attività connesse per la presenza del personale, saranno essenzialmente costituiti dal materiale derivante dalle attività di demolizione di cui al precedente



paragrafo. La normativa di riferimento, la classificazione dei rifiuti, le modalità operative di esecuzione delle principali attività di demolizione e di gestione dei rifiuti (materiali di risulta derivanti dalle demolizioni e rifiuti derivanti dalle attività di cantiere) sono riportati nel "Piano gestione dei rifiuti di cantiere", in **allegato 3.3.1.5/I**. Di seguito si riporta la stima dei principali rifiuti previsti.

Scoibentazioni

Il materiale di risulta sarà costituito principalmente da lana di roccia e lamierino di finitura derivanti dalla demolizione di isolamenti termici di apparecchiature, tubazioni, condotti fumi, condotti aria, etc. Si stimano circa 300.000 m² di superficie che corrispondono a circa 4.500 t di materiale isolante e a circa 1.900 t di lamierino di finitura.

Amianto

La presenza di amianto è limitata a piccoli quantitativi presenti sui setti rompifiamma delle passerelle portacavi per le parti interessate dai lavori e/o su altri componenti. I quantitativi di amianto e/o di materiale contaminato sono stimati in qualche tonnellata.

Materiali ferrosi

Il materiale di risulta deriverà dalla demolizione di tubazioni, apparecchiature elettromeccaniche e strutture metalliche. Le apparecchiature di pregio (motori, pompe, ventilatori, etc.) saranno smontate per essere riutilizzate in altri impianti dell'Enel mentre i materiali ferrosi non di pregio saranno gestiti come rifiuti. Sono stimate circa 100.000 t di materiale.

Manufatti civili

Si tratta dei materiali di risulta delle demolizioni civili (essenzialmente costituiti da cemento armato). Si prevede il riutilizzo di tali materiali per i riempimenti in centrale, dopo frantumazione e separazione del ferro di armatura (inertizzazione). Sono stimate circa 60.000 t di materiale.

Effluenti gassosi

L'impatto sulla qualità dell'aria delle attività di costruzione degli impianti consiste essenzialmente in un aumento della polverosità di natura sedimentale nelle immediate vicinanze del cantiere. L'impatto è dovuto anche in modesta parte agli inquinanti gassosi (SO₂, NO_x, CO e O₃) derivanti dal traffico di mezzi. L'aumento di polverosità è dovuto soprattutto alla dispersione di particolato grossolano, causata dalle operazioni delle macchine di movimentazione della terra e dalla risospensione di polvere da piazzali e strade non pavimentati, dovuta al movimento dei mezzi del cantiere.

Gli accorgimenti messi in atto in fase di costruzione e consolidati nei numerosi simili cantieri Enel, quali asfaltatura anche temporanea di strade e piazzali, frequente bagnatura dei tratti sterrati e limitazione della velocità dei mezzi, rappresentano misure idonee e soddisfacenti per la salvaguardia dell'ambiente di lavoro.



Scarichi liquidi

Gli effluenti liquidi saranno sostanzialmente quelli connessi alla presenza del personale e le acque meteoriche. Gli scarichi di tipo civile (biologici), stimabili al massimo in circa 600 m³/giorno, saranno convogliati all'impianto di depurazione modulare installato presso il cantiere e/o all'esistente sistema di trattamento biologico di centrale. I reflui trattati saranno scaricati a mare attraverso le esistenti canalizzazioni di centrale.

Rumore

Il rumore di un'area di cantiere è generato prevalentemente dai macchinari utilizzati per le diverse attività di costruzione e dal traffico veicolare costituito dai veicoli pesanti per il trasporto dei materiali e dai veicoli leggeri per il trasporto delle persone, quest'ultimo concentrato a inizio e fine giornata lavorativa. Nell'evoluzione di un cantiere si possono distinguere, dal punto di vista della tipologia delle emissioni acustiche, 5 diverse fasi:

- la preparazione del sito;
- i lavori di scavo;
- i lavori di fondazione;
- i lavori di edificazione dei fabbricati e i montaggi;
- la finitura, le pavimentazioni e la pulizia.

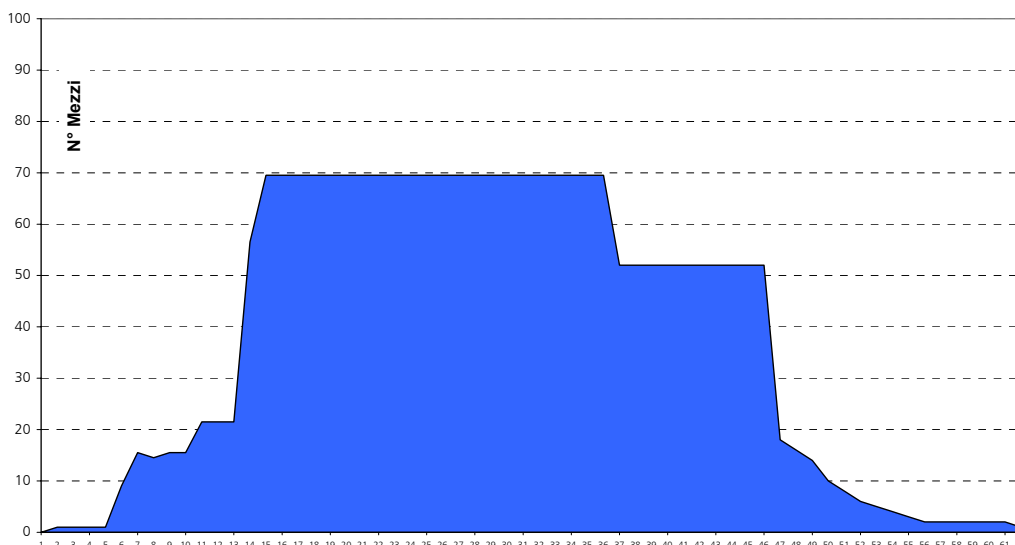
Nelle prime due fasi il macchinario utilizzato è composto quasi esclusivamente da macchine di movimento terra (scavatrici, trattori, ruspe, rulli compressori, etc.) e da autocarri. Nelle fasi successive intervengono nel cantiere macchine di movimento materiali (gru semoventi) macchine stazionarie (pompe, generatori, compressori, etc.) e macchine varie (seghe, trapani, imbullonatrici, martelli pneumatici, etc.). Il rumore emesso da dette macchine differisce da modello a modello ed è funzione del tipo di attività svolta. Il rumore complessivo generato da un cantiere dipende quindi dal numero e dalla tipologia delle macchine in funzione in un determinato momento e dal tipo di attività svolta e risulta molto variabile nelle 24 ore, con massimi nel periodo di riferimento diurno e minimo in quello notturno per la fermata del cantiere.

Traffico

La composizione del traffico veicolare indotto dalla trasformazione della centrale è articolato in una quota di veicoli leggeri per il trasporto delle persone, circa 500 auto/giorno, concentrate prevalentemente a inizio e fine delle attività lavorative, oltre a 13÷15 mezzi di trasporto collettivi. E' inoltre previsto un traffico pesante connesso all'approvvigionamento del calcestruzzo e dei macchinari e con lo smaltimento dei materiali di risulta delle demolizioni, valutato in circa 38 automezzi/giorno come media sui sessantadue mesi del cantiere.



Centrale di Porto Tolle - Conversione a carbone dell'impianto
 Presenza giornaliera dei mezzi di trasporto pesanti durante il cantiere



Il grafico riporta l'andamento del traffico dei mezzi pesanti durante tutta la durata del cantiere da cui si può notare che il periodo con traffico più concentrato è compreso tra il 15° e il 36° mese con circa 70 mezzi pesanti al giorno.

3.3.1.6. Le misure gestionali per la mitigazione delle interferenze sull'ambiente

Nella fase di cantiere verranno ottimizzate le lavorazioni al fine di rendere graduali, per quanto possibile, le variazioni di presenza sia di mezzi sia di uomini in cantiere.

Ciò contribuisce a evitare fenomeni di punta e di concentrazione sia di traffico sia di impatto sulle strutture ricettive limitrofe.

Inoltre, poiché le attività di costruzione si svolgeranno solo nel periodo diurno, non sarà prodotta rumorosità di alcun genere durante la notte.

Al fine di limitare la polverosità derivante dalle operazioni di costruzione, verranno adottati provvedimenti specifici quali asfaltature dei piazzali e delle strade interne e bagnatura periodica delle aree o delle strade in terra battuta soggette a traffico.

Nelle aree circostanti il cantiere saranno svolte periodicamente campagne di misura della concentrazione del particolato in forma aereodispersa trasportabile e dei livelli di concentrazione degli inquinanti gassosi (SO₂, NO_x, CO e O₃) derivanti dal traffico dei mezzi per verificare il rispetto dei limiti imposti dalla vigente normativa.



3.3.2. Fase di esercizio

3.3.2.1. La generazione e l'immissione in rete dell'energia elettrica

L'impianto è destinato a coprire la base del diagramma giornaliero di carico della rete elettrica nazionale. L'energia elettrica prodotta dal nuovo impianto e immessa in rete sarà di circa 16,5 TWh/anno.

3.3.2.2. Le fasi del processo che generano interferenza

Le interferenze con l'ambiente sono generate, in condizione di esercizio, dalla emissione in atmosfera dei gas prodotti dalla combustione in caldaia in uscita dalla ciminiera, dalle acque reflue e di raffreddamento scaricate, dal rumore e dai rifiuti prodotti.

3.3.2.3. La quantità e le caratteristiche delle risorse utilizzate

Nella tabella seguente è riportato il bilancio generale di massa dell'impianto:

Ingressi

Descrizione	Valore	Unità di misura
COMBUSTIBILI:		
Carbone	4x200	t/h
ACQUA		
Acqua di circolazione	4x20	m ³ /s
Acqua per usi industriale	3.650.000	m ³ /anno
Acqua potabile	50.000	m ³ /anno
REAGENTI		
Calcare	180.000	t/anno
Urea	13.000	t/anno

Uscite

Descrizione	Valore	Unità di misura
EMISSIONI		
Portata fumi tal quale	4 x 2.100.000	Nm ³ /h
Portata fumi secchi (*)	4 x 2.000.000	Nm ³ /h
SO ₂	200	mg/Nm ³
NO _x	100	mg/Nm ³
CO	250	mg/Nm ³
Polveri	30	mg/Nm ³
EFFLUENTI LIQUIDI		
Acque reflue	900.000	m ³ /anno
RESIDUI SOLIDI		
Fanghi	6.000	t/anno
Gesso	300.000	t/anno
Ceneri	550.000	t/anno
Sali cristallizzati	5.000	t/anno

(*) Riferito a gas normalizzati secchi riportati ad un tenore di ossigeno pari al 6%.



Combustibili

L'impianto verrà alimentato con:

- carbone estero (carbone da vapore ex DPCM 8 marzo 2002);
- gasolio, ma solo nelle fasi di accensione dei gruppi;
- olio combustibile;
- biomasse vegetali.

Le provenienze dei carboni impiegati saranno tipiche dei mercati di approvvigionamento dell'Enel: Polonia, Sud Africa, Stati Uniti, Venezuela, Colombia, Indonesia e Australia. Per le quattro nuove sezioni si prevede un consumo di circa 5.000.000 t/anno di carbone.

Nella tabella seguente sono riportate le caratteristiche di riferimento del carbone.

Descrizione	Unità di misura	Valori di riferimento	Estremi variazione
PCS	Kcal/kg	6.250	6.190÷7.042
PCI	Kcal/kg	6.025	5.955÷6763
Umidità	%	8,0	6,53÷15,53
Ceneri	%	11,0	3,53÷18
Volatili	%	26,0	23,1÷38,4
Zolfo	%	0,6	03÷1,0
Idrogeno	%	3,5	3,5÷4,81
Carbonio	%	66,4	63,39÷71,93
Azoto	%	1,4	1,19÷1,58
Ossigeno	%	6,1	5,92÷11,47
Cloro	%	0,014	0,001÷0,03
Fluoro	Ppm	34,6	9,1÷60

Nel caso di combustione di biomassa in co-firing, la biomassa necessaria alla co-combustione con il carbone nella percentuale in energia da biomassa variabile tra 0 e 5%, sarà prodotta localmente nelle aree limitrofe alla centrale.

Nella tabella seguente, a titolo indicativo, sono riportate le caratteristiche di riferimento della biomassa vegetale legnosa.



Origine: Biomassa vergine, trattata solo meccanicamente come da DPCM 8 marzo 2002				
Tipologia commerciale:		cippato di legno (CTI R03/1)		
Dimensioni (mm)				
Frazione principale > 80 % della massa	frazione fine < 5%	frazione grossolana <1%;	Totale 100%	ASTM D197
$3,15 \leq P \leq 63$ mm	<1mm	> 100mm	<150mm	
Umidità (% peso, sul tal quale)				
<40%		ASTM D5142		
Massa volumica apparente				
≥ 200 kg/m ³ sfuso		ASTM D167		
Inerti				
Percentuale massima 2% w/w				
Dimensione massima 25 mm				
	Unità di misura			
Potere calorifico inferiore	MJ/kg (d.a.f)	>15.0	ASTM D3286	
Ceneri e inerti	(% w/w d)	<2.5	ASTM D5142	
Volatili	(% w/w d)	≥ 70	ASTM D5142	
Cl	(% w/w daf)	<0.1	ASTM D2361	
Na	(mg/kg d)	<200	ASTM PS 5296	
K	(mg/kg d)	<1500	ASTM PS 5296	

% w/w: percentuale in peso

d: dry (secco)

daf: dry ash free (secco e senza ceneri)

Calcare

Il calcare necessario agli impianti DeSOx è carbonato di calcio estratto da cava, di adeguata pezzatura (3÷5cm) e colore bianco. Il contenuto di carbonato di calcio sarà non inferiore al 90%, il contenuto di inerti sarà al massimo dell'8% e il grado di umidità al massimo del 5%.

Il fabbisogno di calcare per le quattro nuove sezioni è stimato in 180.000 t/anno e sarà approvvigionato nelle cave della penisola Istriana (Croazia).

Urea

L'urea necessaria alla denitrificazione catalitica per l'abbattimento degli NOx sarà in forma granulare. Dall'urea granulare verrà prodotta in centrale l'ammoniaca gassosa necessaria per la denitrificazione. L'urea, al contrario della ammoniaca anidra o della soluzione ammoniacale, non è tossica.

Il consumo previsto è di circa 13.000 t/anno. L'approvvigionamento sarà nazionale, dallo stabilimento di produzione di Ferrara.

Territorio

La centrale attualmente occupa un'area di 235 ettari, dei quali circa due terzi sono costituiti da superfici permeabili e i rimanenti da superfici impermeabili. Le aree occupate dalle nuove realizzazioni saranno pari a circa 168.000 m² e saranno tutte all'interno dell'attuale proprietà, mentre le aree interessate dalla demolizione di impianti e apparecchiature esistenti sono stimate in circa 232.000 m². In definitiva le aree liberate saranno circa 65.000 m².



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



Acqua

La portata dell'acqua di raffreddamento prelevata dal fiume Po rimarrà invariata rispetto all'attuale prelievo (80 m³/s complessivi).

Per effetto dell'incremento del consumo di acqua industriale, dovuto prevalentemente alle esigenze degli impianti di desolforazione dei fumi, è previsto un prelievo aggiuntivo di acqua grezza dal fiume Po di circa 2.450.000 m³/anno.

Il consumo di acqua potabile rimarrà pari all'attuale (50.000 m³/anno).

Personale

Il personale Enel impiegato per la conduzione e la gestione dell'impianto nel nuovo assetto a regime non subirà variazioni rispetto all'attuale. Sarà inoltre impiegato personale per i servizi generali d'impianto (mensa, pulizie, verde, servizio di vigilanza, trasporto rifiuti, etc.), che non sarà alle dirette dipendenze di Enel ma farà capo a ditte appaltatrici di servizi.

3.3.2.4. Le quantità e le caratteristiche delle interferenze indotte

Effluenti gassosi

I principali inquinanti presenti nei fumi di una centrale termoelettrica sono il biossido di zolfo (SO₂), gli ossidi di azoto (NO_x), il monossido di carbonio (CO) e le polveri. Il biossido di zolfo si forma a seguito della reazione tra l'ossigeno e lo zolfo contenuto nel combustibile. Gli ossidi di azoto si formano a seguito di complesse reazioni di ossidazione dell'azoto atmosferico e di quello organico contenuto nel combustibile. Le polveri si formano in caldaia e derivano dalle ceneri presenti nel combustibile.

Nella tabella sono riportati i valori garantiti delle emissioni delle quattro unità trasformate a carbone riferiti ai fumi secchi con tenore di ossigeno al 6%.

Sezioni	Camino		Fumi		Emissioni mg/Nm ³ (*)		
	H (m)	d (m)	Portata tal quali	Temp.	SO ₂	NO _x	Polveri
			(Nm ³ /h)	(°C)			
1	250	4x5,8	2.100.000	90	200	100	30
2			2.100.000	90	200	100	30
3			2.100.000	90	200	100	30
4			2.100.000	90	200	100	30

(*) Valori riferiti ai fumi secchi e al tenore di ossigeno di riferimento: 6%.

A seguito delle modifiche impiantistiche descritte nei paragrafi precedenti, le quattro nuove sezioni termoelettriche saranno in grado di utilizzare carbone e di garantire le emissioni sopra indicate.

Tali valori vanno intesi come medie mensili che si garantiscono con i previsti impianti di abbattimento in regolare esercizio, dopo la fase di primo avviamento e messa a punto.

A regime, con riferimento alle emissioni, utilizzando come combustibile il carbone, risulterà, a parità di energia prodotta, rispetto all'olio:

- una riduzione delle emissioni di SO₂ del 41%;



- una riduzione delle emissioni di NOx del 41%;
- una riduzione delle emissioni di polveri del 29%.

Scarichi liquidi

Gli effluenti liquidi della centrale sono essenzialmente quelli relativi all'impianto di trattamento delle acque reflue, quelli del sistema di raffreddamento, delle acque meteoriche non inquinate e delle acque di lavaggio delle griglie.

Le acque di lavaggio delle griglie e le acque meteoriche non inquinate rimarranno invariate rispetto alla situazione attuale.

Le acque biologiche continueranno ad essere trattate dall'esistente impianto ad ossidazione e rimarranno invariate rispetto alla situazione attuale (20.000 m³/anno).

La quantità di acqua di raffreddamento scaricata al fiume Po rimarrà invariata rispetto alla attuale situazione (80 m³/s complessivi). Pertanto, grazie al miglior rendimento previsto dal nuovo ciclo termico, si determinerà una conseguente diminuzione del carico termico scaricato al condensatore di circa il 15% e quindi una riduzione della temperatura dell'acqua allo scarico.

Le acque reflue dell'Impianto di Trattamento delle Acque Reflue (ITAR) e del nuovo Impianto di Trattamento degli Spurghi DeSOx (ITSD) saranno recuperate per il reintegro del sistema di desolfurazione, mentre saranno scaricate le salamoie dei sistemi di dissalazione (EDR) esistenti e gli effluenti neutralizzati delle rigenerazioni degli impianti di produzione dell'acqua demineralizzata, anch'essi esistenti, e le salamoie del nuovo impianto ad osmosi inversa per un quantitativo complessivo di circa 900.000 m³/anno, con una riduzione del 31% rispetto alla situazione attuale (1.300.000 m³/anno).

Queste ultime correnti sono sostanzialmente esenti da inquinanti; infatti, la prima contiene, solo concentrate, le sostanze presenti nell'acqua del Po prelevata mentre nella seconda vi è il residuo di tali sostanze e il cloruro di sodio derivante dalla neutralizzazione dei rigeneranti (acido cloridrico e soda). Le acque scaricate avranno in ogni caso caratteristiche tali da ottemperare al D.Lgs. 11 settembre 1999, n. 152, così come modificato dal D.Lgs. 18 agosto 2000, n. 258.

Rifiuti e sottoprodotti solidi

Con il progetto di conversione a carbone della Centrale di Porto Tolle, i principali rifiuti e sottoprodotti solidi saranno costituiti dal gesso, dalle ceneri, dai fanghi e dai sali cristallizzati.

La produzione complessiva di gesso è stimata in circa 300.000 t/anno.

Il gesso prodotto dalla desolfurazione dei fumi ha caratteristiche chimico-fisiche simili a quelle del gesso naturale, è quindi utilizzabile in sostituzione di quello di cava nella produzione di materiali per l'edilizia (pannelli, rivestimenti, isolanti, produzione del cemento, etc.). La destinazione finale prevede:

- il conferimento mediante navi da 8.000 t negli stabilimenti di produzione di lastre e pannelli di gesso, ubicati nel Nord Europa;



- il conferimento mediante navi da 20.000 t sulla costa atlantica degli Stati Uniti.

Il rimanente potrà essere trasferito in modeste quantità, con automezzi, ai cementifici localizzati nelle vicinanze dell'impianto.

La produzione di ceneri leggere è stimata in circa 550.000 t/anno. Classificate come rifiuto non pericoloso, le ceneri saranno recuperate e reimpiegate in cementifici, come materia prima per la produzione di cemento e nella preparazione dei calcestruzzi. La destinazione finale prevede:

- il conferimento, mediante navi da 5.000 t, presso cementifici costieri nel bacino del Mediterraneo;
- l'esportazione, mediante navi da 20.000 t, presso impianti riutilizzatori situati sulla costa atlantica degli Stati Uniti o sul mercato europeo, dove esistono prospettive di collocazione.

Nel caso di estrazione a secco, mediante un sistema pneumatico, le ceneri saranno caricate su appositi camion cisterna.

Allo scopo di favorire gli stabilimenti locali, è prevista la fornitura di piccole quantità di ceneri secche ai cementifici e agli impianti di betonaggio situati in zone limitrofe alla centrale.

I fanghi saranno prodotti dall'impianto di trattamento delle acque reflue e verranno gestiti come rifiuti. In totale la produzione dei fanghi aumenterà da circa 4500 t/anno a 6.000 t/anno.

I sali cristallizzati saranno prodotti esclusivamente dal nuovo impianto di trattamento degli spurghi DeSOx (evaporatore/cristallizzatore) e verranno gestiti come rifiuti, assumendo che si possano mettere a discarica (lista positiva ai sensi del decreto 13 marzo 2003). In totale la produzione di sali cristallizzati è stimata in circa 5.000 t/anno.

Rumore

Per quanto attiene la valutazione dell'impatto acustico dovuto alle opere per la conversione a carbone, si è dapprima proceduto a caratterizzare il clima acustico esistente, con l'impianto funzionante con quattro gruppi in servizio a pieno carico, nell'assetto attuale; quindi a stimare le immissioni sonore nell'assetto futuro a carbone, con gli impianti di desolforazione in funzione.

I risultati ottenuti sono stati confrontati tra loro, per determinare gli incrementi di rumorosità nell'ambiente circostante (zonizzazione acustica e criterio differenziale) e, confrontati con i limiti di legge, per accertarne il rispetto, come descritto nel Quadro di Riferimento Ambientale del presente studio.

Traffico

Con la trasformazione a carbone e l'installazione degli impianti di desolforazione e denitrificazione dei fumi saranno necessarie notevoli quantità di combustibile, discrete quantità di reagenti (calcare e urea) e una elevata produzione di sottoprodotti solidi da movimentare (in particolare



gesso e ceneri). La possibilità di movimentare il carbone, il gesso, il calcare e le ceneri, per le vie d'acqua (fiume Po- fiume Po di Levante - Mare Adriatico) consentirà di contenere l'incremento del traffico di automezzi che la nuova situazione impiantistica imporrà alla rete stradale.

Ogni anno le chiatte fluvio marine che percorreranno le vie d'acqua dalla centrale al terminale flottante al largo di Porto Levante saranno:

- circa 1.665 chiatte fluvio-marine da circa 3.000 t per il trasporto di carbone;
- circa 60 chiatte fluvio-marine da circa 3.000 t per il trasporto di calcare;
- circa 100 chiatte fluvio-marine da circa 3.000 t per il trasporto di gesso;
- circa 185 chiatte fluvio-marine da circa 3.000 t per il trasporto di ceneri;
- circa 11 chiatte fluviali da circa 1.200 t per il trasporto di urea.

Da quanto sopra detto, ne discende che per assicurare il trasferimento dei materiali da e per Porto Tolle sono necessari circa 7 trasporti su chiatte al giorno ripartiti su 300 giorni/anno.

Ogni anno le navi che mediamente attraccheranno al terminale stesso (considerando per il carbone anche i fabbisogni di Fusina e Marghera) saranno:

- circa 75 navi carboniere da circa 100.000 t (si è fatta una media tra navi "Cape Size" da 130.000t e navi "Panamax" da 80.000t);
- circa 32 navi da 5.000 t per il trasporto di calcare;
- circa 33 navi da 8.000 t per il trasporto di gesso;
- circa 95 navi da 5.000 t per il trasporto di ceneri;

Delle 75 navi di carbone in arrivo circa 25 sono interamente destinate a Porto Tolle e verranno scaricate completamente, mentre circa 50 navi verranno alleggerite (allibate) al 50% per poi proseguire con destinazione Fusina-Marghera.

Per l'approvvigionamento del combustibile da biomasse vegetali sotto forma di cippato si prevede il conferimento in centrale mediante autocarri di capacità pari a 28 t. Complessivamente sono previsti 12.500 camion/anno pari a circa 40 camion/giorno per 300 giorni/anno.

Il traffico stradale aggiuntivo per lo smaltimento dei fanghi e dei sali cristallizzati prodotti negli impianti di trattamento delle acque, è stimato complessivamente circa 180 trasporti/anno; frequenza media di un viaggio ogni 2,5 giorni lavorativi circa.

Inoltre, allo scopo di favorire gli stabilimenti locali, è prevista la fornitura con camion di piccole quantità di ceneri secche ai cementifici e agli impianti di betonaggio situati in zone limitrofe alla centrale.



3.3.3. Eventuali anomalie, possibili incidenti e malfunzionamenti di rilevanza ambientale

I sistemi degli impianti termoelettrici Enel, come la Centrale di Porto Tolle, sono realizzati con criteri di ridondanza tali da assicurare il corretto funzionamento anche in presenza di guasti o malfunzionamenti di singole apparecchiature. La probabilità di guasti alle apparecchiature e ai sistemi è ulteriormente ridotta grazie all'utilizzo di componenti di elevata qualità e operando un'efficace manutenzione e un corretto esercizio.

Sono previsti affidabili sistemi di controllo, protezione e supervisione che sovrintendono al buon esercizio dell'impianto evitando, attraverso l'uso estensivo di sequenze automatiche, funzionamenti non previsti a progetto, inoltre la centrale è presenziata da personale in turno continuo avvicendato 24 ore su 24.

Per quanto riguarda il rischio sismico, il territorio del Comune di Porto Tolle, con riferimento all'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 marzo 2003 e successive modificazioni, è inserito in zona sismica 4 ($a_g = 0.05g$).

Per quanto riguarda il rischio idraulico, allo stato attuale delle conoscenze e sulla base di quanto riportato nel precedente studio per la trasformazione della centrale ad orimulsion, accompagnato da apposito studio idraulico, si può evidenziare che nel *"Progetto di Piano Stralcio per l'Assetto Idrogeologico del Delta del fiume Po"*, l'intera area del Delta del Po, e dunque il sito della Centrale di Porto Tolle, è esclusa da prescrizioni e vincoli in attesa di una specifica separata deliberazione.

I due serbatoi dell'olio combustibile non demoliti e i serbatoi gasolio sono protetti da bacini di contenimento completamente isolati dall'esterno. All'interno di ciascun bacino, una rete di raccolta convoglia i drenaggi all'ITAR e gli oli separati vengono stoccati e recuperati.

Le possibili perdite di combustibile all'esterno dei singoli bacini di contenimento dei serbatoi (stazioni di pompaggio, filtrazione, riscaldamento, etc.), sono protette da piazzali impermeabilizzati. Le pendenze dei piazzali, ove si prevedono versamenti di oli o di altre sostanze inquinanti, sono tali da convogliare lo scolo diretto delle sostanze e delle acque di lavaggio (o meteoriche) verso le fogne delle acque inquinabili che afferiscono al rispettivo impianto di trattamento.

Le acque reflue dell'ITAR saranno in parte recuperate per gli usi di centrale e in parte scaricate. Lo scarico avverrà dopo il consenso di una centralina di analisi prevista in coda all'impianto con misure in continuo di conducibilità, pH, torbidità, temperatura e contenuto di olio e ossigeno.

In caso di mancato consenso, i reflui saranno riciccolati in testa all'impianto per un successivo ciclo di trattamento. Gli spurghi del DeSOx e le acque inquinabili provenienti sempre dall'area DeSOx saranno integralmente recuperate grazie al nuovo impianto di evaporazione/cristallizzazione.



Per quanto riguarda la prevenzione incendi, il progetto dell'impianto è realizzato in accordo ai criteri di prevenzione incendi indicati dalla normativa vigente o, in mancanza, da normativa estera e da standard Enel, allo scopo di ridurre la probabilità del verificarsi di condizioni di innesco dell'incendio. In relazione alla presenza di carbone nella Centrale di Porto Tolle, secondo il ciclo di lavorazione sotto riportato e descritto in dettaglio nei capitoli precedenti del presente studio,

CICLO LAVORAZIONE DEL CARBONE

1. SCARICO DEL CARBONE DA NAVE
2. NASTRI TRASPORTATORI CARBONE
3. TORRI DI TRASFERIMENTO
4. PARCO CARBONE -CAPANNONI STOCCAGGIO
5. BUNKER
6. MULINI POLVERIZZATORI

sono stati valutati i seguenti rischi:

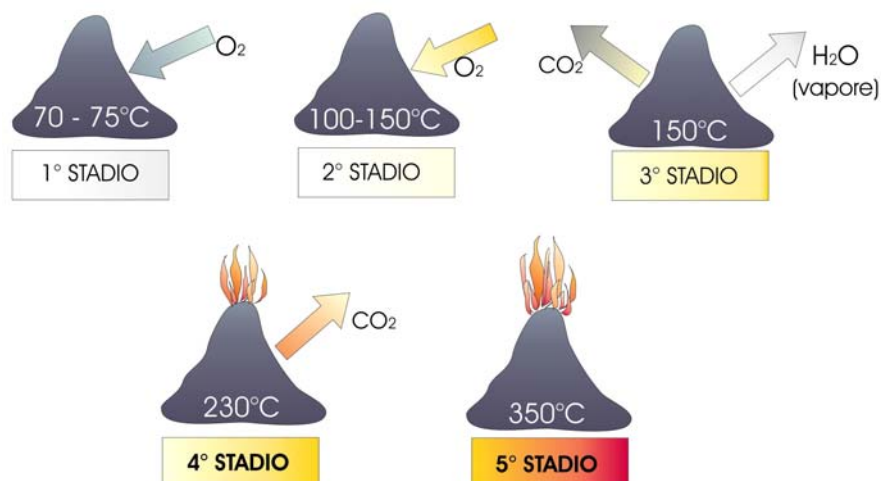
- 1° pericolo – AUTOCOMBUSTIONE
- 2° pericolo – INCENDIO SUI NASTRI
- 3° pericolo – INCENDIO NELLE TORRI DI SMISTAMENTO DEL CARBONE
- 4° pericolo – INCENDIO NEI BUNKER- MULINI
- 5° pericolo – INCENDIO – SCOPPIO NEI CAPANNONI STOCCAGGIO
CARBONE



Autocombustione

L'autocombustione è il risultato finale di un lento processo di ossidazione del carbone, in cui la velocità di produzione del calore di ossidazione eccede la velocità di dissipazione.

AUTOCOMBUSTIONE DEL CARBONE



Il processo di ossidazione si svolge in sei stadi distinti:

- inizialmente il carbone comincia ad assorbire ossigeno lentamente con conseguente aumento della temperatura se il calore di ossidazione non viene rapidamente dissipato;
- al raggiungimento di circa 70°C ÷ 75°C la combustione spontanea diventa un pericolo imminente;
- favorita dalla temperatura, la reazione con l'ossigeno aumenta fino a che il carbone raggiunge temperature di 100°C ÷ 150°C;
- a 150 °C cominciano a svilupparsi anidride carbonica e vapor d'acqua;
- la liberazione di anidride carbonica continua fino alla temperatura di 230 °C, temperatura alla quale può aversi già l'autocombustione spontanea;
- l'ultimo stadio si verifica a 350 °C allorché il carbone si accende e brucia vigorosamente.

La prevenzione dell'autocombustione si basa essenzialmente sulla riduzione dei tempi di stoccaggio e sulla limitazione dell'ingresso dell'aria all'interno del mucchio di carbone ottenuta per mezzo di una buona compattazione.

Incendio-scoppio di polverino da carbone









Il pericolo più grave che può essere ipotizzato è quello dello scoppio che può avvenire in ambiente confinato.

A tale proposito si fa notare che quando in un ambiente chiuso di volume V0 c'è un rilascio di vapori e/o polveri leggere (nella fattispecie polverino di



carbone) del volume V1 il rapporto $\delta = V1/V0$ è detto comunemente rapporto di detonanza.

La tabella di seguito riportata indica i valori di detto rapporto per le varie sostanze:

	Temperatura di accensione °C	Campo d'infiammabilità nell'aria % in volume	Potere Calorifico Kcal/Kg
Acetilene	300	1,5  82	11.750
Alcool metilico	455	5,5  26,5	5.280
Benzine	280	0,7  19,2	10.500
Butano	365	1,5  8,5	11.800
Idrogeno	560	4,0  75	29.000
Metano	537	5,0  15	11.950
Propano	466	2,1  9,5	11.080
Polverino < F 0.5 mm	630	9,0  23	7.200

Il rischio di esplosione di polvere di carbone è simile a quello dei gas di vapori di liquidi infiammabili. L'ignizione di una nube di polvere dipende dalle impurezze e dalla resistenza delle miscele all'ignizione.

La sensibilità d'ignizione è funzione della temperatura mentre la gravità del danno è funzione della massima pressione dell'esplosione che è maggiore nei locali di limitato volume dove è minore l'espansione del gas.

Nelle grandi cupole, per il volume e per l'areazione naturale esistente, la possibilità di formazione di miscela tonante è molto ridotta.

Quando si verifica un'esplosione di polvere si formano prodotti gassosi che vengono rilasciati ed elevano la temperatura nell'ambiente confinato. Poiché i gas quando riscaldati si espandono, le pressioni distruttive del valore di circa $10 \div 15 \text{ kg/cm}^2$ si esercitano sugli ambienti circostanti a meno che non vengano realizzate, come in questo caso, aperture per rilasciare i gas caldi ed evitare così le pressioni pericolose.

La dispersione del polverino nell'atmosfera è più difficile di quella dei vapori dei liquidi infiammabili.

Il Lower Explosive Limit (L.E.L.), concentrazione minima di polverino è di 9% per F < 0,8 mm.

Quindi è necessario, per ridurre al minimo il rischio di esplosioni nei locali chiusi:

- evitare il deposito di una quantità di polverino che possa raggiungere il valore minimo della concentrazione esplosiva all'interno dei canali che racchiudono i nastri trasportatori, sia nei locali di smistamento sia nelle tramogge, sia sotto la grande cupola;
- in tutti gli ambienti chiusi è necessario che il rapporto polverino di carbone-aria sia inferiore al 9%.



Le possibilità sono due:

- evitare la produzione di polverino quindi ($V1 \Rightarrow 0$);
- aumentare $V0$ il più possibile. ($V0 \Rightarrow \infty$).

Per la prevenzione dei fenomeni di autocombustione, incendio/scoppio del polverino di carbone, il sistema di movimentazione del carbone (nastri e torri) sarà protetto con un sistema di rilevazione incendi a bulbi di quarzo o termocoppie sensibili, un nuovo impianto antincendio ad acqua frazionata in corrispondenza delle torri e da naspi lungo le passerelle del ponte nastri.

A seguito della segnalazione di allarme in Sala Manovre proveniente dai bulbi di quarzo o dalle termocoppie sensibili sarà possibile telecomandare l'intervento del sistema antincendio fisso relativo all'area interessata, andata in allarme. Inoltre l'impianto trasporto carbone sarà dotato di una rete di sorveglianza costituita da telecamere dislocate sulle torri e lungo i nastri facenti capo ad un unico quadro installato in Sala Manovre.

I carbonili coperti saranno dotati di:

- macchina per la messa a parco e la ripresa del carbone con controllo a distanza;
- sistema di rilevamento di eventuali fenomeni di autocombustione mediante telecamere visive e termosensibili con visualizzazione e allarme riportate su monitor in Sala Manovre;
- porte di accesso alle cupole dei carbonili coperti e adeguata viabilità per l'ingresso di bulldozer per la eventuale movimentazione e compattazione del carbone;
- accessi indipendenti per il personale alle cupole e idonee vie di fuga;
- sistema antincendio fisso con monitori ad acqua o ad acqua nebulizzata all'interno dei carbonili e rete idranti all'esterno.

Adeguati sistemi di ventilazione assicureranno il necessario ricambio di aria sia al sistema torri e nastri di movimentazione carbone sia ai due carbonili coperti, per prevenire eventuali formazioni di miscele esplosive aria-gas. In particolare fra il cordolo di cemento dove poggia la struttura del "dome" e l'inizio della copertura vi è uno spazio sufficiente alla circolazione dell'aria a tiraggio naturale. Nella parte superiore del "dome" saranno praticate delle aperture idonee a garantire il giusto tiraggio all'interno della struttura. La ventilazione sarà idonea a permettere lo smaltimento della miscela di gas che il carbone emette naturalmente.

A protezione dei mulini saranno dedicate batterie fisse di bombole di CO_2 o azoto per l'inertizzazione degli stessi. L'incendio o il sospetto d'incendio all'interno di un mulino determina il suo l'isolamento e il suo riempimento con il gas.

I locali e i cavedi degli edifici ausiliari saranno protetti da idonei impianti di rivelazione.

I sistemi di rivelazione incendio saranno realizzati secondo le norme UNI EN 54-1/54-2 e UNI9795 con riporto di display alfanumerici e/o pannelli con segnalazioni acustiche e luminose e visualizzazione su monitor in Sala Manovre.



Per quanto attiene alla presenza di biomassa vegetale legnosa, secondo esperienze e prove di impianti esistenti in altri paesi, e come riportato nella norma tecnica NFPA 230 "Standard for the Fire Protection of Storage", Appendix E "Guidelines for Storage of Forest Products", item E-5 "Outside Storage of Wood Chips", possono verificarsi due tipologie d'incendio completamente differenti: incendi di superficie e incendi interni.

Gli incendi interni vengono generati da un surriscaldamento interno spontaneo provocato dalla decomposizione con degrado termico di pezzi di corteccia, foglie e parti sottili presenti nel cumulo o per degrado del cippato stesso causa lungo periodo di stoccaggio; tale surriscaldamento può progressivamente portare, sotto certe condizioni, a fenomeni di autocombustione.

I fuochi superficiali possono derivare dal riscaldamento esotermico di parti sottili molto secche sulla superficie dei cumuli in presenza di tempo meteorologico caldo e secco.

L'area a rischio specifico d'incendio è pertanto costituita dall'intero deposito.

Per la prevenzione di tali fenomeni il deposito viene realizzato in un'area dedicata, localizzata sul lato Sud della centrale stessa.

L'accessibilità al deposito è costituita da strada carrabile di larghezza idonea al transito degli automezzi che corre su tutto il perimetro del deposito.

Il deposito è suddiviso in cumuli di dimensioni in pianta alla base pari a 30 x 70 m ed una altezza di 6 m, separati tra loro da corsie larghe circa 10 m.

La permanenza dei materiali nel deposito, in condizioni di normale funzionamento della centrale, non è superiore ad 1 mese.

Il fondo del deposito è inoltre asfaltato e dotato di idonee pendenze in modo da drenarlo e convogliare l'acqua in apposita vasca di recupero e invio al trattamento.

Le corsie di separazione e la strada di accesso costituiscono un adeguato sistema di vie di esodo e di accesso dei mezzi di soccorso.

Il deposito sarà dotato di torri faro che garantiranno l'illuminazione durante tutta la notte ed anche l'illuminazione d'emergenza.

Le torri faro sono auto-protette contro le scariche atmosferiche e gli impianti elettrici saranno a norma CEI.

Nella gestione del deposito, al fine di minimizzare i rischi d'incendio, verranno adottate le seguenti procedure operative:

- il deposito viene regolarmente ispezionato da personale addestrato;
- gli scarti e il legname vecchio vengono asportati dalla base dei cumuli;
- il legname non rimane stoccato per un tempo superiore a 1 mese;
- la qualità delle schegge viene controllata in termini di percentuale di materiali sottili;
- la concentrazione dei materiali sottili deve essere evitata nella costituzione dei nuovi cumuli;



- i cumuli vengono regolarmente umidificati in modo da evitare anche che i materiali sottili sulla superficie si seccino troppo con tempo atmosferico troppo secco.

Al fine di ridurre la probabilità di sviluppo di incendi, e l'entità dei danni in caso di sviluppo di incendio, lungo le strade perimetrali e lungo le corsie di separazione dei cumuli saranno posizionati idranti, idranti sottosuolo e monitori ad acqua auto-oscillanti.

3.3.4. Piani di emergenza

La gestione degli interventi di emergenza è stata pianificata con apposita procedura nell'ambito del Sistema di Gestione Ambientale implementato dalla centrale.

In caso di emergenza, il personale è stato addestrato, in funzione delle proprie competenze, ad eliminare o ridurre le situazioni di pericolo delle quali sia venuto a conoscenza.

La segnalazione di evento grave viene indirizzata alle Sale Manovre (sempre presidiate) nel più breve tempo possibile, utilizzando i mezzi di comunicazione esistenti sull'impianto (telefoni, interfoni, etc.) o direttamente. Ricevuta la segnalazione, è competenza del personale di turno provvedere ad attivare il segnale generale di allarme dando avvio alla "procedura operativa per interventi di emergenza" e valutando la necessità di chiamata dei soccorsi esterni od altro.

All'attivazione del segnale d'allarme vengono costituite due squadre di emergenza, la cui composizione e le modalità di intervento sono definiti nella succitata procedura. La prima squadra è formata da personale di esercizio addetto alla conduzione dei gruppi termici, mentre la seconda squadra è composta da personale di esercizio in orario normale e da personale di manutenzione in turno di reperibilità, presente in orario giornaliero normale o reperibile su chiamata telefonica negli altri casi.

Le dotazioni antinfortunistiche, le attrezzature, i mezzi e i materiali indicati nella "procedura operativa per interventi di emergenza" devono essere obbligatoriamente utilizzati dal personale quando le esigenze specifiche lo richiedano; essi devono, altresì, essere messi a disposizione delle Autorità coinvolte (Capitaneria di Porto di Chioggia, Protezione Civile, etc.) qualora queste ne facciano richiesta.

Tutti gli impianti antincendio della centrale sono muniti di un'apposita scheda di prova in cui si riportano i titoli e la relativa scadenza di prova. Ogni scheda di prova è corredata da una breve descrizione dell'impianto cui si riferisce nonché della modalità di esecuzione della prova stessa e del successivo ripristino dell'impianto a prova avvenuta.

3.3.5. Piano di massima di dismissione dell'impianto

La durata della vita dell'impianto di produzione di Porto Tolle, dal punto di vista economico industriale, è prevista in 25÷30 anni, alla fine della quale è prevista la dismissione dell'impianto, tuttavia il programma di dismissione



potrà subire modifiche o rinvii in funzione della convenienza tecnica o economica per il prolungamento della vita residua dell'impianto programmando, eventualmente, interventi di "revamping" e ammodernamento del macchinario.

Le attività che verranno intraprese e che si protrarranno lungo tutta la vita dell'impianto saranno esclusivamente relative alla produzione di energia elettrica mediante combustione di carbone; alla luce di questa utilizzazione dell'area d'impianto si può sicuramente affermare che le caratteristiche dell'impianto stesso sono tali da non causare assolutamente una compromissione irreversibile dell'area impegnata per eventuali successivi riutilizzi.

Gli interventi di dismissione, al termine della vita dell'impianto, saranno quelli necessari ad eliminare dal sito gli impianti industriali, i fabbricati civili e le installazioni interrate (quali basamenti, fondazioni, solette e platee), fino ad una profondità di circa 50 cm sotto il piano campagna, e a ripristinare il piano campagna stesso (reinterri), con la finalità di eventuali successivi riutilizzi del sito anche come aree a verde.



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



3.4. Rappresentazione sintetica dell'assetto attuale e futuro dell'impianto

Nelle tabelle seguenti sono messi a confronto i dati relativi alla situazione attuale con quelli dell'impianto dopo la prevista conversione a carbone.

CARATTERISTICHE PRINCIPALI Sezioni 1÷4	Situazione attuale	Dopo conversione a carbone
Potenza termica [MW]	6.240	5.686
Potenza elettrica lorda [MW]	2.640	2.640
Potenza elettrica netta [MW]	2.560	2.536
Rendimento netto [%]	41,0	44,6
Portata fumi tal quale [Nm ³ /h]	8.000.000	8.400.000
Temperatura fumi [°C]	130-140	90
Olio Combustibile (t/h)	560	----
Carbone (t/h)	----	800

EFFLUENTI E EMISSIONI	Situazione attuale	Dopo conversione a carbone	Δ %
SO ₂ sezz 1-2-3-4 [mg/Nm ³]	400 ⁽¹⁾	200⁽²⁾	
SO₂ totale [t/h]	2,72	1,60	-41
NO _x sezz 1-2-3-4 [mg/Nm ³ come NO ₂]	200 ⁽¹⁾	100⁽²⁾	
NO_x totale [t/h]	1,36	0,80	-41
CO sezz. 1-2-3-4 [mg/Nm ³]	250 ⁽¹⁾	250⁽²⁾	
CO totale [t/h]	1,70	2,00	+18
Polveri sezz. 1-2-3-4 [mg/Nm ³]	50 ⁽¹⁾	30⁽²⁾	
Polveri totale [t/h]	0,34	0,24	-29
Potenza dissipata dal circuito di raffreddamento [MWT]	3.120	2.650	-15
Acque di scarico da ITAR [m ³ /anno]	1.300.000	900.000	-31

(1) Riferito a gas normalizzati secchi riportati ad un tenore di ossigeno pari al 3%;

(2) Riferito a gas normalizzati secchi riportati ad un tenore di ossigeno pari al 6%.

Il confronto riguarda le caratteristiche principali di funzionamento della centrale con particolare riguardo alla potenza elettrica e termica, ai consumi di combustibile, ai rilasci di inquinanti nell'ambiente.

L'esame dei dati riportati permette di notare come dopo gli interventi di trasformazione sulle quattro unità, si riscontra una significativa diminuzione di tutti gli inquinanti emessi dalla centrale.



Nelle tabelle seguenti sono riportati i volumi occupati dalle strutture di centrale prima e dopo gli interventi di conversione a carbone.

Situazione attuale	VOLUMI [m ³]	SUPERFICI [m ²] (*)
Intero Impianto	2.450.000	2.350.000

(*): Area interna alla recinzione di impianto

Demolizioni (sopra piano campagna)	VOLUMI [m ³]	SUPERFICI [m ²]
N° 4 Caldaie e Ljungstroem	640.000	10.000
Condotti aria, condotti fumo, ventilatori	49.000	10.000
Precipitatori elettrostatici	130.000	4.500
N° 2 Serb. da 50.000 m ³ (Parco Nord)	100.000	185.000
N° 4 Serb. da 100.000 m ³ (Parco Sud)	400.000	
Bacini di contenimento serbatoi	100.000	
Stazioni scarica autobotti olio combustibile	15.000	3.500
Vasche di accumulo fanghi e ceneri da nafta	- - -	18.000
Darsena esistente	- - -	1.500
Totale	1.434.000	232.500

Nuove costruzioni (sopra piano campagna)	VOLUMI m ³	SUPERFICI m ²
N°4 Caldaie complete di bunker, DeNOx e Ljungstroem	1.000.000	14.500
N° 4 Filtri a manica, condotti fumo caldaia	160.000	4.500
Condotti fumo principali	35.000	6.000
N° 4 DeSOx + riscaldatori fumi	150.000	12.000
N° 4 Sili di stoccaggio ceneri	48.000	3.000
Nuovi pipe rack tubazioni	15000	3.000
Nastri trasporto carbone, gesso, calcare	60.000	12.000
N° 2 Capannoni circolari per stoccaggio carbone	620.000	35.000
Capannone stoccaggio e impianto trattamento gesso	85.000	10.000
Sili stoccaggio e impianto trattamento calcare	40.000	6.000
Torri carbone	30.000	2.000
Impianto trattamento acque (cristallizzatore/ evaporatore) + produzione H ₂ O industriale	20.000	2.500
Impianto stoccaggio, dissoluzione urea e produzione NH ₃	5.000	2.000
Banchina attracco chiatte + pontile	-----	18.000
Parco cippato	-----	36.000
Edificio ausiliari biomasse	12.000	1.400
Totali	2.280.000	167.900

Differenza tra nuove costruzioni e demolizioni	VOLUMI (m ³)	SUPERFICI (m ²)
	+ 846.000	- 64.600



3.5. Normativa di riferimento

Civile

Legge 5 novembre 1971, n. 1086 - Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica.

Circolare Ministero Lavori Pubblici n. 19581 del 31 luglio 1979 - Articolo 7 della legge 5 novembre 1971, n. 1086 - Collaudo statico.

Circolare Ministero Lavori Pubblici n. 11951 del 14 febbraio 1974.

Decreto Ministero Lavori Pubblici 9 gennaio 1996 - Norme tecniche per il calcolo, l'esecuzione ed il collaudo delle strutture in cemento armato, normale e precompresso e per le strutture metalliche.

Circolare Ministero Lavori Pubblici n. 252 AA.GG/STC del 15 ottobre 1996 - Istruzioni per l'applicazione delle "Norme tecniche per il calcolo, l'esecuzione ed il collaudo delle opere in cemento normale e precompresso e per le strutture metalliche", di cui al decreto ministeriale 9 gennaio 1996.

Decreto Ministero Lavori Pubblici 16 gennaio 1996 - Norme tecniche relative ai "Criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi".

Circolare Ministero Lavori Pubblici n. 156 AA.GG/STC del 4 luglio 1996 - Istruzioni per l'applicazione delle "Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi" di cui al decreto ministeriale 16 gennaio 1996.

Decreto Ministeriale 3 dicembre 1987 - Norme tecniche per la progettazione, esecuzione e collaudo delle costruzioni prefabbricate.

Circolare Ministero Lavori Pubblici n. 31104 del 16 marzo 1989 - Istruzioni in merito alle norme tecniche per la progettazione, esecuzione e il collaudo delle costruzioni prefabbricate.

Testo Unico delle Norme Tecniche per le Costruzioni - Allegato al voto n.35/2005 dell'Assemblea Generale del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici del 30 marzo 2005

Terreni e rocce

Decreto Ministero Lavori Pubblici 11 marzo 1988. - Norme tecniche riguardanti le indagini sui terreni e sulle rocce, la stabilità dei pendii naturali e delle scarpate, i criteri generali e le prescrizioni per la progettazione, l'esecuzione e il collaudo delle opere di sostegno delle terre e delle opere di fondazione.

Circolare Ministero Lavori Pubblici n. 30483 del 24 settembre 1988

Legge 2 febbraio 1974 n.64, art.1 - D.M. 11 marzo 1988. - Norme tecniche riguardanti le indagini sui terreni e sulle rocce, la stabilità dei pendii naturali e delle scarpate, i criteri generali e le prescrizioni per la progettazione, l'esecuzione e il collaudo delle opere di sostegno delle terre e delle opere di fondazione. Istruzioni per l'applicazione.

Sismica

Legge n. 64 del 2 febbraio 1974 - Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche.

Ordinanza Presidenza del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 marzo 2003 - Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica.



Ordinanza Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3316 del 2 ottobre 2003 - Modifiche ed integrazioni all'ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 marzo 2003, recante "Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica".

Decreto Presidenza del Consiglio dei Ministri - Dipartimento della Protezione Civile del 21 ottobre 2003 - Disposizioni attuative dell'art. 2, commi 2, 3 e 4, dell'ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 marzo 2003, recante «Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica».

Ordinanza Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3431 del 3 maggio 2005 - Integrazioni e modifiche all'OPCM 3274 del 20 marzo 2003, recante «Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica».

Costruzioni in acciaio

CNR - Costruzioni in acciaio - Istruzioni per la verifica dello stato limite di collasso plastico. Norme Tecniche CNR n. 57/1978.

CNR - Costruzioni di acciaio - Istruzioni per il calcolo, l'esecuzione, il collaudo e la manutenzione. Norme tecniche CNR n. 10011/97 (novembre 1997).

CNR - Costruzioni di acciaio ad elevata resistenza - Istruzioni per il calcolo, l'esecuzione, il collaudo e la manutenzione. Norme tecniche CNR n. 10029/87.

CNR - Profilati formati a freddo - Istruzioni per l'impiego nelle costruzioni. Norme tecniche CNR n. 10022/84.

CNR - Istruzioni per il calcolo e l'impiego degli apparecchi di appoggio in gomma nelle costruzioni - Norme tecniche CNR - UNI n. 10018/87.

CNR - Istruzioni per il calcolo e l'esecuzione delle strutture composte acciaio e calcestruzzo. Norme tecniche CNR - UNI n. 10016/00 (settembre 2000).

CNR - Strutture di acciaio per apparecchi di sollevamento - Istruzioni per il calcolo, l'esecuzione, il collaudo e la manutenzione - Norme tecniche CNR n. 10021/85.

Opere e strutture in cemento armato

Circolare Ministero Lavori Pubblici n. 13229 del 25 gennaio 1975 - Impiego dei materiali con elevate caratteristiche di resistenza per cemento armato normale e precompresso.

Circolare Ministero Lavori Pubblici n. 20049 del 9 gennaio 1980 - legge 5 novembre 1971, n. 1086. Istruzioni sui controlli sul conglomerato cementizio adoperato per strutture in cemento armato.

Decreto Ministero Lavori Pubblici 14 febbraio 1992 - Norme tecniche per l'esecuzione delle opere in cemento armato normale e precompresso e per le strutture metalliche.

Circolare Ministero Lavori Pubblici n. 37406/STC del 24 giugno 1993 - legge 5 novembre 1971, n. 1086 - Istruzioni relative alle norme tecniche per l'esecuzione delle opere in cemento armato normale e precompresso e per le strutture metalliche di cui al decreto ministeriale 14 febbraio 1992.



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



CNR - Istruzioni per il progetto, l'esecuzione e il controllo delle strutture prefabbricate in conglomerato cementizio e per le strutture costruite con sistemi industrializzati - Norme tecniche CNR n. 10025/84.

Igiene nelle costruzioni e prevenzione infortuni

DPR 22 aprile 1994 - Regolamento recante disciplina dei procedimenti di autorizzazione all'abitabilità del collaudo statico ed alla iscrizione al catasto.

Istruzioni Ministeriali 20 giugno 1986 - Regolamenti locali sull'igiene del suolo e dell'abitato.

Regio Decreto 27 luglio 1934, n. 1265 - Igiene del suolo e dell'abitato.

Regio Decreto 3 febbraio 1901, n. 45 - Approvazione del regolamento per l'esecuzione della legge sulla tutela dell'igiene e della sanità pubblica.

DPR 19 marzo 1956, n. 303 - Norme generali per l'igiene del lavoro, così come integrato dal DPR 9 giugno 1975, n. 482.

Circolare Ministero Lavori Pubblici n. 425 del 29 gennaio 1967 - Standard residenziali.

Circolare Ministero Lavori Pubblici n. 3151 del 22 maggio 1967 - Criteri di valutazione delle grandezze atte a rappresentare le proprietà termiche, igrometriche, di ventilazione e di illuminazione nelle costruzioni edilizie.

Legge 27 maggio 1975, n. 166 - Norme per interventi straordinari di emergenza per l'attività edilizia.

Decreto 5 luglio 1975 - Modificazioni alle istruzioni ministeriali del 20 giugno 1896 su altezza minima e principali requisiti igienico-sanitari dei locali d'abitazione.

Lettera circolare n. 23271/4122 del 15 ottobre 1975 - Legge 27 maggio 1975, n. 106 - Norme per interventi straordinari di emergenza per l'attività edilizia - Decreto 5 luglio 1975.

Modificazioni alle istruzioni ministeriali del 20 giugno 1896 su altezza minima e principali requisiti igienico-sanitari dei locali d'abitazione.

DPR 27 aprile 1978, n. 384 - Regolamento di attuazione dell'articolo 7 della legge 30 marzo 1971, n. 118, a favore di mutilati e invalidi civili, in materia di barriere architettoniche e trasporti pubblici.

DPR 27 aprile 1955, n. 54 - Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro.

DPR 7 gennaio 1956, n. 164 - Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro nelle costruzioni.

DPR 19 marzo 1956, n. 302 - Norme di prevenzione degli infortuni sul lavoro integrative di quelle generali emanate con DPR 27 aprile 1955, n. 547.

Decreto 12 settembre 1959 - Attribuzione dei compiti e determinazione delle modalità e delle documentazioni relative all'esecuzione delle verifiche e dei controlli previste dalle norme di prevenzione infortuni sul lavoro.

Circolare Ministero Lavori Pubblici n. 800/L del 5 luglio 1960 - Prevenzione infortuni - Verifiche e controlli.



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



DPR 8 giugno 1982, n. 524 - Attuazione della direttiva n. 77/576/CEE per il riavvicinamento delle disposizioni legislative, regolamentari ed amministrative degli Stati membri in materia di segnaletica di sicurezza sul posto di lavoro e della direttiva 79/640/CEE che modifica gli allegati della direttiva suddetta.

Legge 19 dicembre 1984, n. 862 - Ratifica ed esecuzione convenzioni OIL n. 148 relative alla protezione dei lavoratori contro i rischi professionali dovuti all'inquinamento dell'aria, al rumore ed alle vibrazioni sui luoghi di lavoro.

DPR 7 gennaio 1986, n. 164 - Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro nelle costruzioni.

DPR 17 maggio 1988, n. 175 - Attuazione della direttiva n. 82/501/CEE relativa ai rischi di incidenti rilevanti connessi con determinate attività industriali, ai sensi della legge 16 aprile 1987, n. 183.

DPCM 31 marzo 1989 - Applicazione dell'articolo 12 del DPR 17 maggio 1988, n. 175 sui rischi rilevanti connessi a determinate attività industriali.

D.Lgs. 19 Settembre 1994, n. 626 aggiornato al 21 luglio 2004

D.Lgs n. 493 del 14 agosto 1996 attuazione della direttiva 92/58/CEE concernente le prescrizioni minime per la segnaletica di sicurezza e/o di salute sul luogo di lavoro.

D.Lgs n. 277 del 15 agosto 1991 - Attuazione delle direttive n. 80/1107/CEE, n. 82/605/CEE, n. 83/477/CEE, n. 86/188/CEE e n. 88/642/CEE, in materia di protezione dei lavoratori contro i rischi derivanti da esposizione ad agenti chimici, fisici e biologici durante il lavoro, a norma dell'art. 7 legge 30 luglio 1990, n. 212

Decreto 2 ottobre 2000 - Linee guida d'uso dei videoterminali.

Prevenzione incendi

Circolare Ministero Interno 5 febbraio 1960, n. 2552/4122 - Esame dei progetti dai Vigili del Fuoco.

Circolare n. 91 del 14 settembre 1961 - Norme di sicurezza per la protezione contro il fuoco dei fabbricati e delle strutture in acciaio destinati ad uso civile.

Circolare n. 37 del 15 marzo 1963 - Prevenzione incendi - Fabbricati in acciaio per usi industriali.

Circolare n. 72 del 19 giugno 1964 - Protezione contro il fuoco dei fabbricati a struttura in acciaio destinati ad uso civile - Circolare n. 37 del 15 marzo 1965 - Circolare n. 77 del 10 luglio 1967.

CNR - Relazione finale della commissione di studio per le norme per la protezione contro il fuoco nelle costruzioni a struttura in acciaio - Norme tecniche CNR n. 37/1973.

Circolare Ministero Interno n. 15 del 7 febbraio 1961 - Prevenzione incendi nelle aziende industriali - Norme tecniche esecutive.

Lettera circolare del Ministero Interno n. 5210/4118/4 del 17 febbraio 1975 - Chiarimenti riguardanti l'applicazione del punto 97 dell'elenco allegato al Decreto Interministeriale n. 1973 del 27 settembre 1965 - Parziali modifiche alla Circolare n. 75 del 3 luglio 1967.

Lettera circolare del Ministero Interno n. 27186/4101 del 17 dicembre 1979 - Servizi antincendi negli stabilimenti industriali, depositi e simili - Chiarimenti.



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



Decreto 16 febbraio 1982 - Modificazioni al decreto 27 settembre 1965, concernente la determinazione delle attività soggette alle visite di prevenzione incendi.

Circolare Ministero Interno n. 25 del 2 giugno 1982 - Decreto 16 febbraio 1982 - Modificazioni del decreto ministeriale 27 settembre 1965, concernente la determinazione delle attività soggette alle visite di prevenzione incendi - Chiarimenti e criteri applicativi.

DPR 29 luglio 1982, n. 577 - Approvazione del regolamento su espletamento servizi antincendio – e successive circolari aggiornative e di aggiornamento.

Decreto Ministero Interno 30 novembre 1983 - Termini, definizioni generali e simboli grafici di prevenzione incendi.

Legge 7 dicembre 1984, n. 818 - Nulla osta provvisorio per le attività soggette ai controlli di prevenzione incendi, modifica degli articoli 2 e 3 della legge 4 marzo 1982, n. 66 e norme integrative dell'ordinamento del corpo nazionale dei vigili del fuoco.

Decreto 27 marzo 1985 - Modificazioni al decreto 16 febbraio 1982 concernente l'elenco dei depositi e delle industrie pericolose soggette alle visite e controlli di prevenzione incendi.

Decreto 4 febbraio 1985 - Norme tecniche sull'uso dei materiali classificati per la reazione al fuoco in data antecedente all'entrata in vigore del decreto 26 giugno 1984 - Classificazione di reazione al fuoco ed omologazione dei materiali ai fini della prevenzione incendi.

Decreto Ministero Interno 8 marzo 1985 - Direttive sulle misure più urgenti ed essenziali di prevenzione incendi per il rilascio del nulla osta provvisorio ex legge 7 dicembre 1984, n. 818.

Circolare Ministero Interno n. 8 del 17 aprile 1985 - Legge 7 dicembre 1984, n. 818 "Nulla osta provvisorio per le attività soggette ai controlli di prevenzione incendi" - Decreto 8 marzo 1985 "Direttive sulle misure più urgenti ed essenziali di prevenzione incendi".

Circolare n. 16 del 12 giugno 1985 - Decreto 4 febbraio 1985 - Norme transitorie sull'uso dei materiali classificati per la reazione al fuoco in data antecedente alla entrata in vigore del Decreto 26 giugno 1984 - Classificazione di reazione al fuoco ed omologazione dei materiali ai fini della prevenzione incendi.

Circolare Ministero Interni n. 36 del 11 dicembre 1985 - Prevenzione incendi: chiarimenti interpretativi di vigenti disposizioni e pareri espressi dal Comitato Centrale Tecnico Scientifico per la Prevenzione Incendi su questioni e problemi di prevenzioni incendi.

Circolare Ministero Interni n. 42 del 17 dicembre 1986 - Chiarimenti interpretativi di questioni e problemi di prevenzione incendi.

Decreto 30 dicembre 1985, n. 791 - Provvedimenti urgenti in materia di opere e servizi pubblici, nonché calamità naturali.

Circolare Ministero Interno n. 16 del 20 giugno 1986 - Linee guida per la formulazione del rapporto di sicurezza ai fini della prevenzione incendi di cui al decreto 2 agosto 1984 e successive modificazioni contenute nel decreto 11 giugno 1986.

Decreto 16 novembre 1983 - Elenco delle attività soggette, nel campo dei rischi di incendi rilevanti, all'esame degli ispettori regionali o interregionali del corpo nazionale dei vigili del fuoco.

Circolare n. 23 del 21 luglio 1984 - Decreto del 16 novembre 1983 - Elenco delle attività soggette nel campo dei rischi di incidenti rilevanti, all'esame degli ispettori Regionali o Interregionali.



Decreto 2 agosto 1984 - Norme e specificazioni per la formulazione dei rapporti di sicurezza ai fini della prevenzione incendi nelle attività a rischio di incidenti rilevanti di cui al decreto ministeriale 16 novembre 1983.

Lettera Circolare n. 19541/4101 del 25 settembre 1984 - Servizi di prevenzione incendi concernenti attività di cui ai decreti 16 novembre 1983 e 2 febbraio 1984.

Decreto 9 luglio 1988 - Modificazioni al decreto 16 novembre 1983, concernente "Elenco delle attività soggette, nel campo dei rischi rilevanti, all'esame degli ispettori regionali o interregionali del corpo nazionale dei vigili del fuoco".

Decreto del Presidente della Repubblica n.37 del 12 gennaio 1998 "Regolamento recante le discipline dei provvedimenti relativi alla prevenzione incendi.

Decreto Ministeriale del 10 marzo 1998 "Criteri generali di sicurezza antincendio e per la gestione dell'emergenza nei luoghi di lavoro".

Decreto Ministeriale del 4 maggio 1998 "Disposizioni relative alle modalità di presentazione ed al contenuto delle domande per l'avvio di procedimenti di prevenzione incendi, nonché all'uniformità dei connessi servizi resi dai Comandi provinciali dei vigili del fuoco".

Sicurezza impianti

Regio Decreto 14 agosto 1920, n. 1285 - Regolamento per le derivazioni e utilizzazioni di acque pubbliche.

Regio Decreto 11 dicembre 1933, n. 1775 - Testo unico sulle acque e sugli impianti elettrici.

Regio Decreto Legge 16 aprile 1936, n. 886 - Provvedimenti sull'energia elettrica.

Regio Decreto 24 settembre 1936, n. 2244 - Norme per l'esecuzione del Regio Decreto Legge 16 aprile 1936, n. 886.

Legge 25 marzo 1937, n. 436, che converte con modificazioni il Regio Decreto Legge 16 aprile 1936, n. 886.

Regio Decreto Legge 5 novembre 1937, n. 2101, convertito in legge 7 aprile 1938, n. 707, per accelerare la costruzione impianti elettrici.

Legge 30 luglio 1959, n. 595 - Norme sull'approvazione di progetti per la costruzione di opere igieniche - Modificata ai sensi della legge 10 agosto 1964, n. 717.

Circolare Ministero Lavori Pubblici n. 11633 del 7 gennaio 1974 - Istruzioni per la progettazione delle fognature e degli impianti di trattamento delle acque di rifiuto.

Decreto 12 dicembre 1985 - Norme tecniche relative alle tubazioni.

Circolare Ministero Lavori Pubblici n. 27291 del 20 marzo 1986 - Istruzioni relative alla normativa per le tubazioni - Decreto 12 dicembre 1985.

Regio Decreto Legge 11 luglio 1941, n. 1.105 - Costruzione e collaudo trasformatori elettrici di misura.

Legge 8 marzo 1949, n. 105 - Modifiche della legge 24 dicembre 1959, n. 1171 - Normalizzazione delle reti di distribuzione dell'energia elettrica a corrente alternata.

DPR 27 aprile 1955, n. 547 - Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro. Titolo VII - Impianti, macchine ed apparecchi elettrici – e successive circolari integrative.



Legge 19 giugno 1955, n. 518 - Limiti tra alta e bassa tensione negli impianti elettrici.

Legge 18 dicembre 1973, n. 105 - Localizzazione impianti produzione energia elettrica.

Legge 28 gennaio 1977, n. 10 - Norme sull'edificabilità dei suoli e modifiche alla legge 22 ottobre 1971, n. 865, recante norme sull'espropriazione per pubblica utilità.

Circolare Ministero Interno n. 31 del 31 agosto 1978 - Norme di sicurezza per installazione di motori a combustione interna accoppianti a macchina generatrice elettrica od a macchina operatrice.

Decreto legge 30 dicembre 1979, n. 684 - Riduzione dei consumi di oli combustibili nel settore della produzione di energia elettrica.

Decreto legge 17 marzo 1980, n. 68 - Consumi energetici, conversione con modifiche in legge 16 maggio 1980, n.178.

Legge 29 maggio 1982, n. 308 - Risparmio energetico - DPR 10 settembre 1982, n. 872 - Attuazione direttiva 76/891/CEE sui contatori di energia elettrica.

Legge 1° marzo 1968, n. 186 - Disposizioni su produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici.

Istruzioni Enel impianti elettrici civili - Criteri e raccomandazioni su scelta e installazione materiali.

Istruzioni Enel su messa a terra impianti elettrici in edifici civili.

Legge 18 ottobre 1977, n. 791 - Attuazione direttiva 72/23/CEE su garanzie di sicurezza che devono possedere il materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro alcuni limiti di tensione.

DPR 21 luglio 1982, n. 727 - Materiale elettrico destinato utilizzato in atmosfera esplosiva.

DPR 21 luglio 1982, n. 675 - Materiale elettrico destinato ad essere utilizzato in atmosfera esplosiva, per il quale si applicano taluni metodi di protezione.

Istruzioni tecniche ENPI n. 41-27 - Illuminazione artificiale negli ambienti di lavoro.

Istruzioni Enel su impianti illuminazione pubblica realizzati dai Comuni - Criteri e raccomandazioni per la progettazione e la costruzione.

NORME CEI (Macchine rotanti, Motori primi idraulici, Turbine a vapore, Materiali conduttori, Tensioni, correnti e frequenze normali, Oli, Impianti elettrici di produzione, trasmissione e distribuzione, Apparecchiatura per la misura dell'energia elettrica e per il controllo del carico, Trasformatori, Materiali isolanti, Grossa apparecchiatura, Cavi per energia, Accumulatori, Elettronica di potenza, Apparecchiatura a bassa tensione, Elettrotermia, Fusibili, Condensatori, Lampade e relative apparecchiature, Isolatori, Scaricatori, Trasformatori di misura, Equipaggiamento elettrico delle macchine industriali, Conduttori per avvolgimenti di macchine elettriche, Affidabilità, Sistemi di isolamento,

Impianti elettrici utilizzatori, Controllo e misura nei processi industriali, Involucri di protezione, Sistemi di rilevamento e segnalazione per incendi e, intrusione, furto, sabotaggio ed aggressione, Protezione contro i fulmini, Apparecchi utilizzatori).

Legge 16 giugno 1927, n. 1132 - Costituzione Associazione nazionale controllo combustione.



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



Regio Decreto 12 maggio 1927, n. 824 - Regolamento per l'esercizio del Regio Decreto Legge 9 luglio 1926, n. 1331, che costituisce l'Associazione nazionale controllo combustione.

Circolare Ministero Interno n. 91 del 9 luglio 1954 - Criteri di sicurezza da applicarsi per la costruzione e l'esercizio delle centrali di compressione di gas metano.

Circolare Ministero Interno n. 59 del 31 luglio 1970 - Chiarimenti alla circolare n. 68 del 25 novembre 1969.

Decreto 23 febbraio 1971 - Norme tecniche per gli attraversamenti e per i parallelismi di condotte e canali convoglianti liquidi e gas con ferrovie ed altre linee di trasporto.

Circolare Ministero Interno n. 28 del 19 aprile 1972 - Chiarimenti circa l'applicazione delle norme vigenti riguardanti gli impianti termici (legge 13 luglio 1966, n. 615).

DPR 22 dicembre 1970, n. 1391 e Circolare Ministero Intero n. 73 del 29 luglio 1971.

Decreto 21 novembre 1972 - Norme per la costruzione degli apparecchi a pressione.

Lettera Circolare Ministero Interno n. 8419/4183 del 11 luglio 1975 - Generatori di aria calda a gas di rete installati negli ambienti industriali.

Decreto 1 dicembre 1975 - Norme di sicurezza per apparecchi contenenti liquidi caldi sotto pressione.

Circolare n. 29 del 5 dicembre 1977 - Chiarimenti sulle norme di sicurezza per apparecchi contenenti liquidi caldi sotto pressione.

Norme UNI n. 8124/82, 8125/82, 8274/81, 8917/87, 8978/85, 9034/87 e 9165/87.

Decreto 23 novembre 1982 - Direttive per il contenimento da consumo di energia relativa alla termoventilazione e alla climatizzazione di edifici industriali ed artigianali.

Decreto MICA 14 marzo 1985 - Modalità di esecuzione delle prove di omologazione di cui all'art. 22 della legge 29 maggio 1982, n. 308, recante norme sul contenimento dei consumi energetici, lo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia e l'esercizio di centrali elettriche alimentate con combustibili diversi dagli idrocarburi.

Legge 5 marzo 1990, n. 46 - Norme per la sicurezza degli impianti.

DPR 6 dicembre 1991, n. 447 - Regolamento di attuazione della legge 5 marzo 1990, n. 46 in materia di sicurezza degli impianti.

Decreto 21 luglio 1998 - Adempimenti attività industriali.

Decreto 9 agosto 2000 - Linee guida per l'attuazione del sistema di gestione della sicurezza.

Decreto 19 marzo 2001 - Procedure prevenzione incendi attività a rischio di incidente rilevante.

Legge n.55 del 9 aprile 2002 - Misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Normativa tecnica

ANSI - American National Standard

ASTM - American Society for Texting and Materials



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



IEEE - Institut of Electrical & Electronic
B.S. - British Standard Engineers
CEI - Comitato Elettrotecnico Italiano
CEI UNEL - Unificazione Elettrotecnica
CNR - Consiglio Nazionale Ricerche
HI - Hydraulic Institut
IEC - International Electrical Commission
ISA - Instruments Society of America
ISO - International Organization for Standardization
ISPESL - Istituto Superiore per la Sicurezza e Igiene sul Lavoro
NEMA - National Electrical Manufactures Association
NFPA - National Fire Protection Association
RINA - Registro Italiano Navale Aeronautico
TEMA - Standards Tubular Echanger Manufactures Association
UNI - Ente Nazionale Unificazione
VDE - VDI - Verein Deutscher Ingenieure
API - American Petroleum Institute
AWWA - American Water Works Association
FEM - Federazione Europea Manutenzione
ASME - American Society of Mechanical Engineers
MILS - Military Standard (Difesa - USA)
MSS - Manufaturer Standardization Society
CTI - Comitato Termotecnico Italiano
HEI - Heat Exchange Institute
Concordato Italiano Incendi



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle

