

**Allegato B18**

**RELAZIONE TECNICA DEI PROCESSI PRODUTTIVI**



# INDICE

<b>1</b>	<b>GENERALITÀ</b> .....	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>SEZIONI 1 E 2</b> .....	<b>5</b>
2.1	CICLO PRODUTTIVO.....	5
<b>3</b>	<b>SEZIONI 3 E 4</b> .....	<b>7</b>
<b>4</b>	<b>SEZIONI TURBOGAS</b> .....	<b>8</b>
4.1	TURBINA A GAS.....	9
4.2	CAMINO.....	10
4.3	ALTERNATORE.....	10
4.4	TRASFORMATORE.....	10
<b>5</b>	<b>SISTEMI COMUNI</b> .....	<b>10</b>
5.1	STAZIONE ELETTRICA.....	10
5.2	IMPIANTI AUSILIARI ELETTRICI.....	10
5.3	SALE MANOVRA E SISTEMI DI REGOLAZIONE, CONTROLLO, SUPERVISIONE E PROTEZIONE DELL'IMPIANTO.....	11
<b>6</b>	<b>COMBUSTIBILI E INFRASTRUTTURE</b> .....	<b>11</b>
6.1	CARBONE.....	12
6.2	OLIO COMBUSTIBILE DENSO (OCD).....	13
6.3	GASOLIO.....	13
<b>7</b>	<b>REAGENTI CHIMICI E PRODOTTI DI COMBUSTIONE</b> .....	<b>14</b>
7.1	CALCARE.....	14
7.2	IDRATO DI AMMONIO (AMMONIACA).....	14
<b>8</b>	<b>GESTIONE DELLE RISORSE IDRICHE</b> .....	<b>14</b>
8.1	ACQUA DI RAFFREDDAMENTO.....	14
8.2	ACQUA DI PROCESSO.....	15
8.2.1	<i>Evaporatori</i> .....	15
8.2.2	<i>Circuito ad Osmosi Inversa</i> .....	15
8.3	RACCOLTA, TRATTAMENTO E RESTITUZIONE DELLE ACQUE REFLUE.....	17
8.3.1	<i>Raccolta delle acque di processo dai Gruppi 1 e 2</i> .....	19
8.3.2	<i>Raccolta delle acque di processo dai Gruppi 3 e 4</i> .....	20
8.3.3	<i>Raccolta delle Acque Meteoriche Interessate al Perimetro di Centrale</i> .....	20
8.3.4	<i>Trattamento delle Acque Acide/Alcaline</i> .....	20
8.3.5	<i>Trattamento Acque Inquinabili da Oli</i> .....	22
8.3.6	<i>Trattamento Acque Sanitarie</i> .....	24
8.3.7	<i>Dati di Progetto all'Ingresso dell'Impianto ITAR</i> .....	25
8.3.8	<i>Trattamento Spurghi dell'Impianto di Desolforazione (TSD)</i> .....	26
8.3.9	<i>Trattamento Acque Ammoniacali (ITAA)</i> .....	30
<b>9</b>	<b>EMISSIONI IN ATMOSFERA</b> .....	<b>32</b>
9.1	EMISSIONI IN ATMOSFERA DI TIPO CONVOGLIATO.....	32
9.2	EMISSIONI DI SO <sub>2</sub> .....	33
9.2.1	<i>Impianto di Desolforazione dei Gruppi 3 e 4</i> .....	34
9.3	EMISSIONI DI NO <sub>x</sub> .....	36
9.3.1	<i>Controllo delle Emissioni di NO<sub>x</sub> nei Gruppi 1 e 2</i> .....	36
9.3.2	<i>Controllo delle Emissioni di NO<sub>x</sub> nei Gruppi 3 e 4</i> .....	37
9.3.3	<i>Slip d'Ammoniaca</i> .....	38
9.3.4	<i>Controllo delle Emissioni di NO<sub>x</sub> nei Gruppi Turbogas</i> .....	38
9.4	EMISSIONE DI PARTICOLATO.....	38



9.4.1	Precipitatori Elettrostatici Gruppi 1 e 2 .....	38
9.4.2	Precipitatori Elettrostatici Gruppi 3 e 4 .....	39
9.5	EMISSIONI DI CO .....	40
9.6	ESERCIZIO IN CONDIZIONI NON NORMALI.....	40
9.7	EMISSIONI DIFFUSE E FUGGITIVE .....	41
<b>10</b>	<b>GESTIONE ALTRI ASPETTI AMBIENTALI E BILANCI.....</b>	<b>43</b>
10.1	BILANCIO IDRICO .....	43
10.2	COMBUSTIBILI.....	44
10.3	ALTRI MATERIALI DI CONSUMO .....	44
10.4	ENERGIA ELETTRICA .....	45
10.5	RIFIUTI E SOTTOPRODOTTI SOLIDI.....	45
10.6	RUMORE.....	48
<b>11</b>	<b>AVVIAMENTO E TRANSITORIO.....</b>	<b>48</b>
<b>12</b>	<b>MANUTENZIONE.....</b>	<b>54</b>

<b>Figura B18.1a</b>	Layout attuale di impianto
<b>Figura B18.1b</b>	Viste prospettiche della centrale nella configurazione attuale
<b>Figura B18.2a</b>	Fluogramma di processo dei Gruppi 3 e 4
<b>Figura B18.2b</b>	Fluogramma di processo dei Gruppi 3 e 4
<b>Figura B18.2c</b>	Fluogramma di processo dell’Impianto trattamento acqua mare e osmosi inversa

**Appendice B18.a** Stralcio dal passaggio di proprietà vasca ex-SIR (Documento riservato)

**Appendice B18.b** Risultati delle campagne di monitoraggio dei microinquinanti per i Gruppi 3 e 4.



## 1 GENERALITÀ

La Centrale di Fiume Santo è composta da sei gruppi (4 a vapore + 2 turbogas) per una potenza elettrica lorda complessiva di 1.040 MW (pari a una potenza elettrica netta complessiva di 960 MW).

Le potenze dei gruppi a vapore e gli anni di entrata in servizio degli stessi sono, rispettivamente:

- Gruppo 1 da 160 MW – 1983;
- Gruppo 2 da 160 MW – 1984;
- Gruppo 3 da 320 MW – 1992;
- Gruppo 4 da 320 MW – 1993;
- Gruppo turbogas F.O. 5 da 40 MW – 2005;
- Gruppo turbogas F.O. 6 da 40 MW – 2005.

La costruzione dell'impianto ha avuto inizio a cura di Enel S.p.A. negli anni '70. Dopo una sospensione delle attività durata alcuni anni, agli inizi degli anni '80 si è pervenuti al completamento e al successivo avviamento delle sezioni 1 e 2 alimentate a olio combustibile. In particolare, il primo parallelo (immissione di energia elettrica in rete) del Gruppo 1 si è avuto nel 1983, per il Gruppo 2 all'inizio del 1984.

Le sezioni 3 e 4 sono state costruite a circa un chilometro di distanza dalle altre due, con criteri che facevano capo al Progetto Unificato Carbone dell'Enel (PUC). Il primo parallelo delle due sezioni, alimentate inizialmente con olio combustibile denso, è stato rispettivamente nel settembre dell'anno '92 e nel novembre '93.

Contestualmente sono stati realizzati gli interventi di ambientalizzazione delle due sezioni da 320 MW (sezioni 3 e 4), autorizzati con *Decreto* rilasciato dal MICA il 16/07/90 e completati nel 1998.

Nel corso del 2002 le sezioni 1 e 2 sono state oggetto di interventi di ambientalizzazione. Le sezioni 3 e 4 sono state alimentate a partire dal 1999 e fino al 2003 con Orimulsion e con olio combustibile denso in minor misura.

A partire dal luglio 2003 è iniziata la combustione di carbone in queste due sezioni, dismettendo contestualmente la combustione di Orimulsion.

Nell'anno 2005 è stata inoltre autorizzata la costruzione e l'esercizio di due turbogas in ciclo semplice da circa 50 MW ciascuno, poi realizzati entrambi da 40 MW. Essi sono autorizzati esclusivamente per un funzionamento massimo di 11 ore/giorno per complessive 500 ore/anno. La loro realizzazione è stata richiesta da Endesa Italia (oggi E.ON) allo scopo di rendere disponibile una potenza aggiuntiva per la "riserva terziaria" della Sardegna, che altrimenti, come richiesto dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN), sarebbe dovuta essere resa disponibile penalizzando le sezioni 3 e 4, mantenendole in funzionamento a carico ridotto.



Attualmente i Gruppi 1 e 2 sono attrezzati per essere alimentati solo a olio combustibile, mentre i Gruppi 3 e 4 possono essere alimentati sia ad olio combustibile che a carbone. I due gruppi turbogas, denominati F.O.5 e F.O.6, sono invece alimentati a gasolio.

Ai sensi dell'art. 273, comma 5 del D.Lgs. 152/06, i gestori degli impianti che hanno effettuato richiesta di esenzione dall'obbligo di osservare i limiti di emissione previsti dalla parte II, sezioni da 1 a 5, lettera A, e sezione 6 dell'Allegato II alla parte quinta del D. Lgs. 152/06 sono tenuti a presentare all'autorità competente, con cadenza semestrale, la registrazione delle ore di normale funzionamento, che non potranno superare, su base annua, la media delle ore di funzionamento effettivo computata con riferimento al triennio 2005-2007. Considerando l'esercizio storico E.ON si è impegnata a non far funzionare i gruppi 1 e 2 per più di 20.000 ore di normale funzionamento cadauno a partire dal 1 gennaio 2008 e non oltre il 31 dicembre 2015.

In previsione di cessare le attività dei gruppi 1 e 2 ben prima del termine prestabilito (31 dicembre 2015) è stato considerato un funzionamento annuo pari a 5.100 ore alla potenza di targa.

Per l'esercizio dei vari gruppi, la Centrale è dotata delle seguenti opere complementari:

- due opere di presa/scarico acqua di mare per raffreddamento, rispettivamente dei Gruppi 1 e 2 e dei Gruppi 3 e 4;
- l'elettrodotto di collegamento alla rete elettrica nazionale;
- nastri trasportatori del carbone dal vicino porto industriale alla Centrale, per una lunghezza complessiva di 8 km;
- un oleodotto di trasporto dell'olio combustibile dal porto industriale alla Centrale.

Nella *Figura B18.1a* è riportato il layout di Centrale nella configurazione attuale, mentre nella *Figura B18.1b* sono riportate le viste prospettiche della Centrale nella configurazione attuale.

## 2 SEZIONI 1 E 2

### 2.1 CICLO PRODUTTIVO

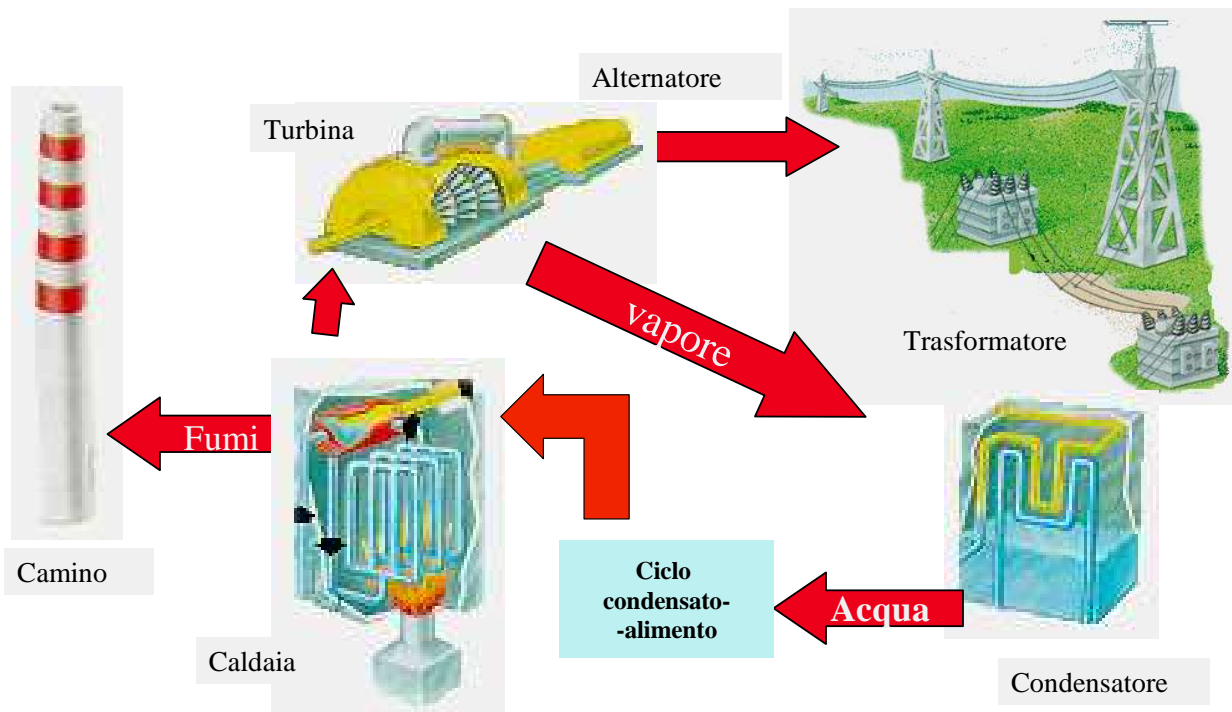
Gli elementi principali del ciclo produttivo delle sezioni 1 e 2, schematizzati sinteticamente in *Figura 1*, sono di seguito elencati.

- caldaia (o generatore di vapore): nella quale il combustibile bruciando sviluppa il calore necessario a trasformare l'acqua in vapore;
- turbina: nella quale il vapore prodotto dalla caldaia trasforma l'energia termica in energia meccanica (rotazione);
- alternatore: che, messo in rotazione dalla turbina, trasforma l'energia meccanica in energia elettrica;
- trasformatore principale: nel quale l'energia elettrica prodotta dall'alternatore viene trasformata elevandola alla tensione adeguata per essere erogata sulla rete elettrica nazionale;
- condensatore: nel quale il vapore, ceduto il suo contributo di energia in turbina, viene riportato allo stato liquido utilizzando quale refrigerante acqua prelevata dal mare;



- ciclo condensato-alimento: che costituisce l'insieme di macchinari ed apparecchiature tra condensatore e caldaia. Il fluido in uscita dal condensatore viene preriscaldato e reimpresso tramite pompe ad alta pressione in caldaia per la continuazione del ciclo produttivo.

Figura 1: Descrizione del Ciclo Produttivo delle Sezioni 1 e 2



I generatori di vapore sono sistemati all'aperto, mentre le macchine ed i quadri di comando e controllo sono all'interno di fabbricati.

Le caldaie sono a circolazione naturale, dotate di bruciatori frontali ed attrezzate per la combustione di olio combustibile.

Le caratteristiche tecniche principali delle sezioni al carico nominale continuo sono riportate in **Tabella 1**.

Tabella 1: Caratteristiche Tecniche Principali delle Sezioni 1 e 2 al Carico Nominale Continuo (CNC)

Produzione di vapore, portata	509 t/h
Consumo olio combustibile:	37 t/h
Pressione temperatura del vapore ingresso turbina	141 barg/538°C
Pressione nominale vapore allo scarico	0,05 barg
Numero di stadi di preriscaldamento turbina	7
Potenza nominale alternatore	190 MVA
Tensione nominale alternatore	15 KV
Potenza elettrica lorda ai morsetti alternatore	160 MW

Per quanto riguarda le emissioni, le sezioni sono adeguate alla normativa attualmente in vigore tramite sistemi gestionali (scelta del combustibile), riduzione primaria degli ossidi di azoto e precipitatori elettrostatici.



La riduzione primaria di ossidi di azoto è realizzata mediante ottimizzazione della combustione e completata con la tecnica BOOS (Burners Out Of Service).

I precipitatori elettrostatici per la captazione delle polveri presenti nei fumi sono uno per sezione e constano di tre campi per ciascuna delle due linee. Hanno un'elevata efficienza di captazione, assicurando nelle condizioni nominali di funzionamento, anche con una semisezione per ciascun captatore fuori servizio, un valore di emissione del particolato non superiore a  $50 \text{ mg/Nm}^3$ , quali limite autorizzato ai sensi del DM 12/07/90, Allegato 3-A. Si specifica che a partire da Novembre 2007, la Centrale si è impegnata ad autolimitare le emissioni di polveri a  $40 \text{ mg/Nm}^3$ , rispetto al precedente limite autorizzato.

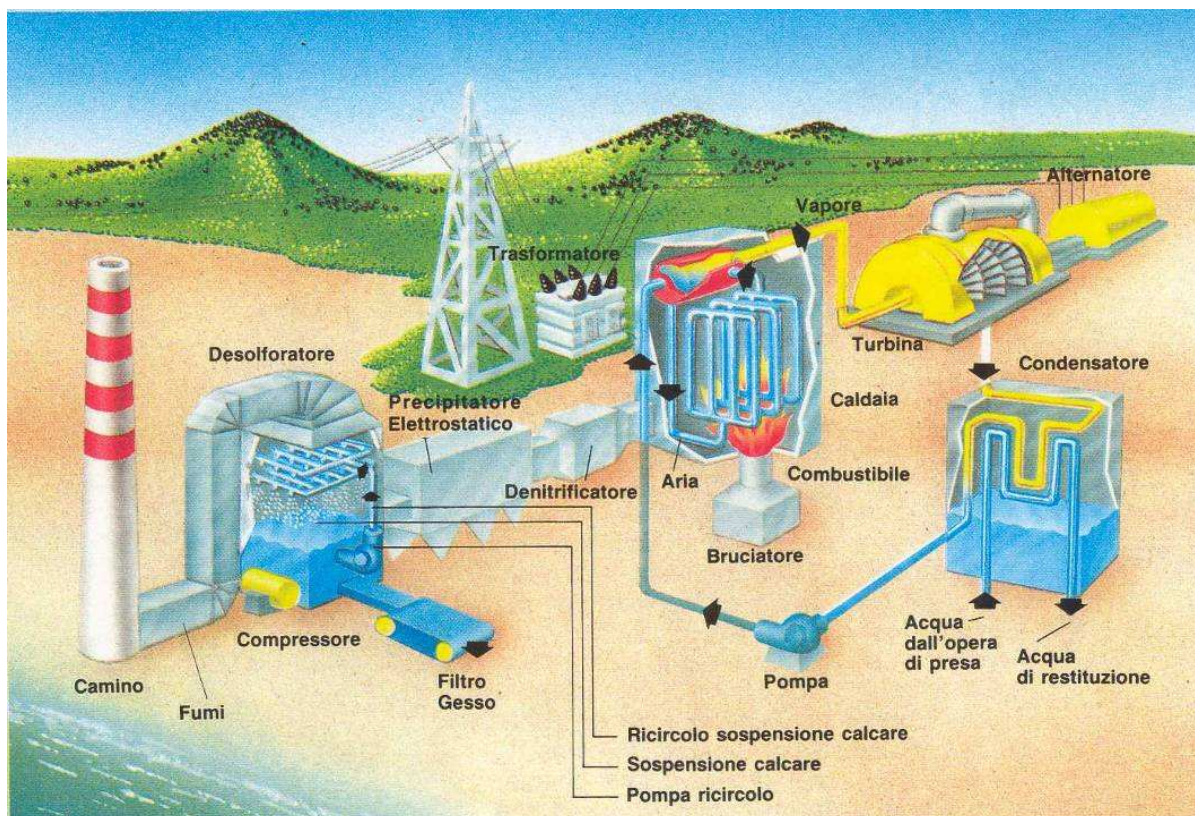
I fumi della combustione sono, quindi, dispersi in atmosfera a mezzo di una ciminiera comune alle due sezioni, di altezza pari a 150 metri.

### 3 SEZIONI 3 E 4

Le sezioni termoelettriche 3 e 4 sono equipaggiate con caldaie del tipo a circolazione assistita, con camera di combustione in depressione. Le caldaie sono di costruzione Tosi ed hanno bruciatori tangenziali. Le caldaie sono di tipo policombustibile, attrezzate per la combustione di carbone, olio combustibile ed Orimulsion®. Quest'ultimo combustibile non viene più utilizzato.

Nella *Figura 2* è rappresentato uno schema funzionale di massima di una sezione termoelettrica analoga a quelle in oggetto, completa di sistemi di trattamento fumi.

*Figura 2: Schema Funzionale di Massima: Sezione Termoelettrica e Trattamento Fumi*



Gli elementi costitutivi principali del ciclo produttivo propriamente detto sono nominalmente analoghi a quelli descritti per le sezioni 1 e 2, sia pure con caratteristiche costruttive molto diverse.

Le caratteristiche tecniche principali delle sezioni al carico nominale continuo sono riportate in **Tabella 2**

**Tabella 2: Caratteristiche Tecniche delle Sezioni 3 e 4 al Carico Nominale Continuo**

<b>Parametro</b>	<b>Valore</b>
Produzione di vapore, portata	1.050 t/h
Consumo combustibile:	
olio (in caso di totale alimentazione ad olio)	70 t/h
carbone (in caso di totale alimentazione a carbone)	120 t/h
Pressione /temperatura del vapore ingresso turbina	179 barg/540°C
Pressione nominale allo scarico	0,05 barg
Numero di stadi di preriscaldamento turbina	8
Potenza nominale alternatore	370 MVA
Tensione nominale alternatore	20 KV
Potenza elettrica lorda ai morsetti alternatore	320 MW

Il sistema di trattamento fumi, schematizzato nella **Figura 2**, consiste in una serie di impianti dedicati al contenimento delle emissioni di NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> e polveri.

Concettualmente, in uscita dalla caldaia si incontra dapprima il sistema di denitrificazione, dove gli ossidi di azoto vengono ridotti con un sistema catalitico.

Ciò è costituito da una struttura metallica, contenente un catalizzatore metallico, inserito a valle dell'economizzatore nel flusso dei fumi da trattare in zona di alta temperatura. Durante il transito, ai fumi viene addizionata ammoniaca che, in presenza del catalizzatore, reagisce con gli ossidi di azoto per dare azoto molecolare (cioè come quello atmosferico) ed acqua.

All'uscita del denitrificatore i fumi attraversano quindi i precipitatori elettrostatici, che hanno lo scopo di trattenere le particelle solide e gli incombusti, che porterebbero alla formazione di polveri. Gli elettrofiltri sono analoghi a quelli delle sezioni 1 e 2 ma di dimensioni maggiori (7 campi), essendo costruiti per la combustione del carbone e secondo standard molto conservativi, tali da garantire elevata efficienza di captazione in ogni condizione di esercizio.

L'abbattimento dell'SO<sub>2</sub> è realizzato con un sistema di desolforazione ad umido.

All'interno delle apparecchiature di questo sistema, i fumi provenienti dai filtri vengono lavati e trattati con una soluzione di acqua e calcare.

Questo processo porta alla produzione di gesso, per la reazione chimica del calcare con lo zolfo contenuto nei fumi. Il gesso prodotto viene disidratato, immagazzinato, e successivamente venduto.

I fumi così trattati vengono inviati ad una ciminiera comune, a due canne, di altezza pari a 200 m.

#### 4 SEZIONI TURBOGAS

I due turbogas sono in ciclo semplice, della potenza di circa 40 MW elettrici ciascuno alle condizioni ISO, e sono completi dei relativi accessori.

La tecnologia su cui si basa il processo produttivo è schematizzata nella **Figura 3**.

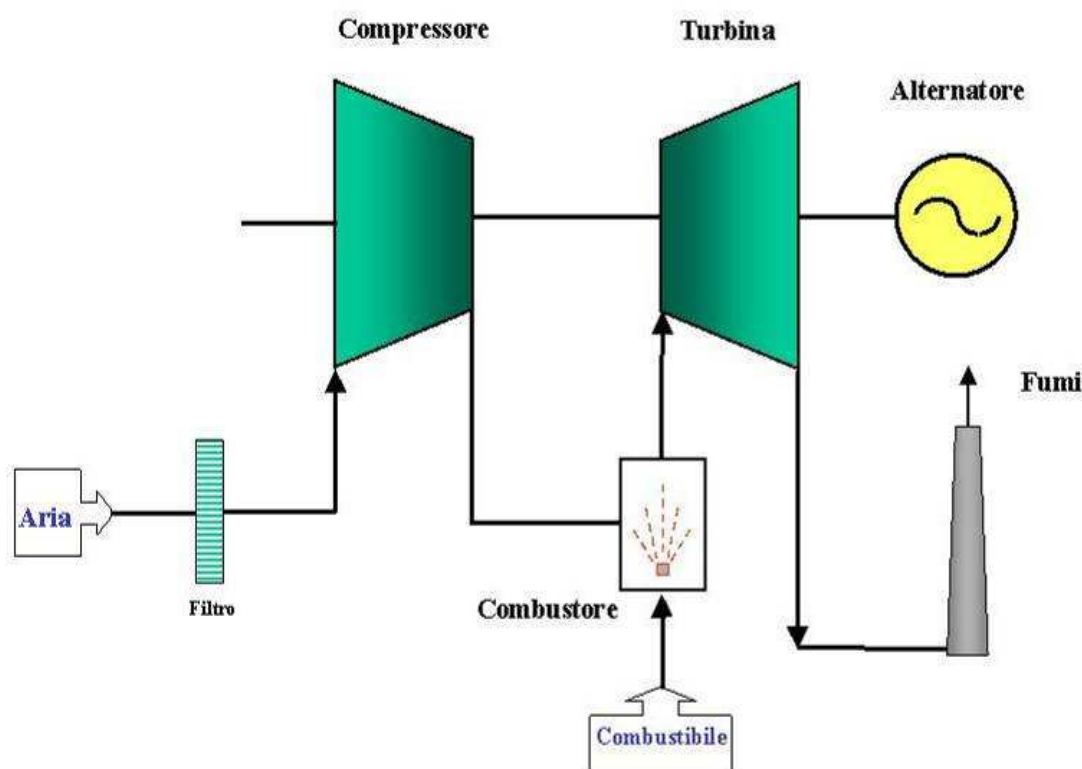




I componenti principali di ciascun turbogas sono:

- turbina a gas: è composta da un compressore dell'aria, da combustori e da una turbina di espansione, coassiale al compressore. I fumi prodotti sono convogliati al camino;
- alternatore: messo in rotazione dalla turbina, trasforma l'energia meccanica in energia elettrica;
- trasformatore principale: nel quale l'energia elettrica prodotta dagli alternatori viene trasformata ed elevata per essere inviata alla stazione elettrica.

Figura 3: Schema Semplificato Turbogas in Ciclo Semplice



I due gruppi turbogas sono autorizzati esclusivamente per un funzionamento massimo di 11 ore/giorno per complessive 500 ore/anno, come da decreto di pronuncia di compatibilità ambientale.

#### 4.1 TURBINA A GAS

Il compressore assiale della turbina preleva aria dall'ambiente mediante il sistema di aspirazione, costituito da camere a filtro e silenziatori.

A monte del primo stadio del compressore sono disposte delle palette mobili per la regolazione della portata d'aria, in modo da ottimizzare i valori di rendimento della macchina in un campo di funzionamento compreso tra il 70% ed il 100% del carico nominale.

Il combustibile impiegato è gasolio.

La potenza nominale alle condizioni di riferimento (ISO) è di circa 40 MW<sub>e</sub>.

I gas di scarico della turbina sono inviati al camino ad una temperatura di 450 °C.



## 4.2 CAMINO

I fumi prodotti da ciascun turbogas sono inviati al rispettivo camino, di altezza pari a 20 m. I condotti di adduzione sono muniti di silenziatori.

## 4.3 ALTERNATORE

Ciascun alternatore è coassiale alla turbina a gas, come riportato nello schema della *Figura 3*. Gli alternatori sono dotati di eccitatrice statica.

Il sistema di raffreddamento degli alternatori è ad aria a circolazione forzata.

Gli alternatori sono collegati ai trasformatori principali ed ai trasformatori di unità da condotti a sbarre.

## 4.4 TRASFORMATORE

Il trasformatore principale (TP) è comune ai due gruppi turbogas ed ha la funzione di innalzare la tensione ai valori della linea che trasporta l'energia elettrica prodotta.

Il trasformatore (a due secondari sulla media tensione) è derivato dai due montanti di macchina tramite congiuntori.

Il collegamento tra trasformatore principale e stazione elettrica avviene tramite cavo interrato a 380 kV, equipaggiato con interruttore e sezionatori.

# 5 SISTEMI COMUNI

## 5.1 STAZIONE ELETTRICA

L'energia elettrica prodotta dalla Centrale, dopo essere stata innalzata di tensione mediante trasformatori, viene immessa in rete attraverso la stazione elettrica, a due livelli di tensione distinte.

Le sezioni 1 e 2 sono attestate sulla rete a 150 kV, mentre le sezioni 3 e 4 ed i turbogas su quella a 380 kV.

La stazione elettrica – di proprietà TERNA – è situata in prossimità delle sezioni 3 e 4; in essa sono installate le apparecchiature blindate in esafluoruro di zolfo (SF<sub>6</sub>) relative agli stalli da 150 kV e 380 kV, collegati tra di loro attraverso due autotrasformatori; le sezioni 1 e 2 sono collegate alla stazione a 150 kV attraverso una linea aerea.

## 5.2 IMPIANTI AUSILIARI ELETTRICI

Le sezioni termoelettriche utilizzano per alimentare le proprie utenze ausiliarie un sistema di distribuzione a 6 kV, organizzato per coppie di sezioni, che alimenta anche livelli di tensione inferiori.

Il sistema a 6 kV è normalmente alimentato dalle sezioni stesse, tramite i trasformatori di unità. Quando necessario, ad esempio durante le fasi di avviamento, può essere alimentato dalla rete Terna tramite trasformatori d'avviamento.

I servizi privilegiati (ininterrompibili) sono anche alimentabili da un sistema di emergenza (gruppi elettrogeni, batterie ed accumulatori in corrente continua).



Il sistema elettrico dei gruppi turbogas è stato progettato per permetterne il funzionamento in condizioni indipendenti dal resto della Centrale, ed è in grado, in caso di fuori servizio della rete, di rimettere in tensione le sbarre a 400 kV della stazione elettrica annessa.

In condizioni di emergenza i turbogas possono essere alimentati dal sistema elettrico di Centrale, tramite collegamento al sistema a 6 kV.

### 5.3 SALE MANOVRA E SISTEMI DI REGOLAZIONE, CONTROLLO, SUPERVISIONE E PROTEZIONE DELL'IMPIANTO

La Centrale è dotata di due sale manovra (dalla prima si gestiscono le sezioni 1 e 2 e dalla seconda si gestiscono le sezioni 3 e 4) ciascuna suddivisa in due zone:

- sala controllo o zona operatori dove sono installate tutte le apparecchiature dedicate all'interfaccia uomo-macchina per la conduzione dell'impianto;
- sala tecnica o retroquadro sala manovra dove sono installate le apparecchiature ausiliarie per le quali non è previsto il presidio degli operatori nella normale conduzione dell'impianto.

Tali sale manovra sono dislocate tra i rispettivi generatori di vapore e accanto alle sale macchine.

Il sistema di controllo è costituito da un insieme di apparecchiature che assolvono ai compiti di:

- ricezione, smistamento e condizionamento dei segnali;
- regolazioni e controlli;
- sequenze e blocchi;
- allarmi;
- interfaccia uomo-macchina o MMI (Man Machine Interface).

I segnali riguardano i vari sottosistemi dell'impianto di produzione (caldaia - turbina - alternatore).

L'MMI è costituito da un sistema di supervisione, controllo e acquisizione dei dati, detto anche SCADA, che provvede alla gestione e all'esercizio dell'impianto attraverso delle consolle video, nelle quali sono rappresentati mediante display grafici i vari processi da controllare. Le pagine grafiche permettono all'operatore di visualizzare gli allarmi, lo stato delle valvole e dei motori, i valori delle variabili di processo, e di intervenire per modificare situazioni di regolazioni (cambi di set-point), di comando e di funzionamento. Inoltre nella sala controllo vengono registrate tutte le misure importanti per l'esercizio ed i dati in condizione di allarme.

Il sistema di automazione dei turbogas prevede una struttura decentrata, facente capo alla sala manovre delle sezioni 3 e 4.

I quadri relativi a questo sistema di automazione e controllo sono installati in edifici adiacenti ai turbogas, insieme alla postazione operatore per la conduzione locale degli impianti.

## 6 COMBUSTIBILI E INFRASTRUTTURE

I combustibili, utilizzati per l'alimentazione delle sezioni di produzione termoelettrica rapportati agli impianti precedentemente descritti, sono il carbone, impiegato nelle sezioni 3 e 4, e l'olio combustibile denso (OCD), a basso tenore di zolfo (BTZ), utilizzato nelle sezioni 1 e 2



e nelle sezioni 3 e 4 in alternativa al carbone, o come supporto nella combustione di carbone a carico ridotto. Limitatamente alla fase di accensione delle sezioni termoelettriche viene utilizzato gasolio, che costituisce anche l'unico combustibile dei turbogas.

L'approvvigionamento dei combustibili principali viene effettuato via mare. La Centrale dispone di una banchina di proprietà E.ON, che si trova nel porto industriale di Porto Torres, a circa 8 chilometri dal sito produttivo, cui è collegata da oleodotto e sistema di nastri trasporto carbone.

Il carbone è scaricato dalle navi carboniere tramite due gru, situate in banchina, dotate di benne mobili che caricano le tramogge di alimentazione del nastro trasportatore. Il nastro si sviluppa dal molo fino al parco carbone situato all'interno della Centrale. Nell'arco del percorso il nastro si interrompe, per motivi tecnici, in torri di travaso. Il parco carbone rappresenta il punto di accumulo del combustibile per l'esercizio delle sezioni 3 e 4.

La Centrale dispone al suo interno di due depositi combustibili: il parco carbone ed il deposito combustibili liquidi. I depositi sono dotati di sistemi atti alla prevenzione di inquinamento del suolo e del mare. Tutte le operazioni di movimentazione dei combustibili avvengono nel rispetto delle condizioni di sicurezza.

Il parco carbone viene mantenuto compattato e bagnato con acqua da una rete di spruzzatori, al fine di evitare fenomeni di autocombustione e di polverosità.

Nel seguito sono forniti maggiori dettagli sulla gestione dei singoli combustibili.

## 6.1 CARBONE

Il deposito carbone ha una capacità di circa 300.000 t (utilizzabili 250.000 t, per permettere la movimentazione dei mucchi), ed occupa un'area situata nella zona sud-est dell'impianto, in prossimità del punto di ingresso dei nastri di trasporto carbone.

Il parco carbone è fornito di sistema di drenaggio e raccolta delle acque meteoriche, che vengono inviate al sistema di trattamento.

La gestione del carbone all'interno del parco avviene mediante macchina polifunzionale, a tazze rotanti, che permette di effettuare lo scarico del nastro, e tramite ruspe per la movimentazione del carbone all'interno del parco ed il caricamento del sistema di alimentazione alle caldaie. E' inoltre presente un sistema fisso di supporto, che permette il caricamento del sistema di alimentazione alle caldaie quando la macchina è utilizzata per lo scarico del nastro.

Al fine di proteggere il carbonile ed il territorio circostante dai venti predominanti della zona (principalmente venti da ovest e/o da nord-ovest) e quindi di evitare il sollevamento di eventuale polvere di carbone, è stata realizzata, in fase di costruzione della centrale, una collina frangivento al confine sud-sudest, e successivamente un'altra, la cui ubicazione è riportata in *Figura B18.1a*, costituita da gesso derivante dal processo di desolfurazione degli effluenti gassosi, opportunamente compattata, sagomata e ricoperta con terreno vegetale (autorizzazione della provincia di Sassari n° 3/04 del 29/01/04).



## 6.2 OLIO COMBUSTIBILE DENSO (OCD)

L'olio combustibile denso a basso tenore di zolfo (BTZ) arriva in Centrale tramite oleodotto dedicato. Il deposito combustibili consiste in quattro serbatoi a tetto galleggiante (3 serbatoi da 50.000 m<sup>3</sup> ciascuno e un serbatoio da 100.000 m<sup>3</sup>), situati all'interno di idonei bacini di contenimento in calcestruzzo, atti a contenere eventuali fuoriuscite di prodotto. Il parco si trova nella zona ovest dell'impianto.

Al termine delle operazioni di trasferimento, l'oleodotto viene svuotato dall'olio residuo mediante spiazzamento con azoto. Le acque meteoriche raccolte nei bacini di contenimento sono convogliate alla rete di raccolta acque oleose. Il trasferimento dell'OCD ai bruciatori dei generatori di vapore delle sezioni 1 e 2 avviene direttamente dai serbatoi mediante un sistema di tubazioni di trasporto e di ricircolo, ed elettropompe.

Le sezioni 3 e 4, che si trovano a circa 1 km di distanza dal deposito combustibili, dispongono di due serbatoi di servizio giornalieri del volume di 8.000 m<sup>3</sup> ciascuno, anch'essi dotati di bacino di contenimento. Tali sezioni possono essere alimentate ad olio combustibile in caso di indisponibilità del nastro carbone o di mancato approvvigionamento del carbone.

Tutti i sistemi di trasporto e di stoccaggio sono riscaldati mediante vapore o energia elettrica, allo scopo di mantenere l'OCD a temperature comprese tra i 40 ed i 60°C, sufficienti a mantenerlo liquido e pompabile.

## 6.3 GASOLIO

Il gasolio è impiegato come combustibile dei gruppi turbogas e per l'accensione dei bruciatori dei gruppi a vapore (1, 2, 3 e 4).

Il sistema di approvvigionamento e stoccaggio del gasolio dedicato ai turbogas consiste in un serbatoio del tipo cilindrico ad asse verticale, a tetto fisso, della capacità utile di 2.000 m<sup>3</sup>.

L'approvvigionamento del gasolio per l'accensione dei bruciatori avviene mediante autobotti scaricate per mezzo di pompe ai serbatoi dedicati.

I serbatoi per i gruppi a vapore sono 4, due per coppia di sezioni. Quelli dedicati alle sezioni 1 e 2, della capacità di 250 m<sup>3</sup> ciascuno, sono adiacenti al deposito degli oli combustibili. I due serbatoi dedicati alle sezioni 3 e 4 sono della capacità di 500 m<sup>3</sup> ciascuno, e si trovano in una zona adiacente alla caldaia 3. Si precisa che, recentemente, sono stati sigillati e quindi messi fuori servizio rispettivamente un serbatoio da 250 m<sup>3</sup> e un serbatoio da 500 m<sup>3</sup>.

In totale le possibilità di stoccaggio gasolio ammontano a 2.750 m<sup>3</sup>.

Il sistema è completo di apparecchiature ed accessori per il caricamento da autobotte. Tutti i serbatoi sono situati all'interno di bacini di contenimento, collegati alla fogna oleosa. Le zone interessate allo scarico degli automezzi sono dotate di un'opportuna rete fognaria, collegata anch'essa all'impianto di trattamento acque oleose.



## 7 REAGENTI CHIMICI E PRODOTTI DI COMBUSTIONE

### 7.1 CALCARE

Il calcare o carbonato di calcio è il reagente principale utilizzato nell'impianto di desolforazione dei fumi.

Il sistema di approvvigionamento, stoccaggio e movimentazione calcare consiste in un silo di stoccaggio, della capacità di 3.000 m<sup>3</sup>, completo di sistema pneumatico di scarico calcare dagli automezzi, e di sili temporanei collocati presso le sezioni termoelettriche. Il trasporto tra il silo di stoccaggio ed i sili temporanei avviene con un sistema pneumatico in pressione, costituito da compressori dedicati, tubazioni di trasporto e filtri a maniche.

### 7.2 IDRATO DI AMMONIO (AMMONIACA)

L'ammoniaca necessaria al processo di denitrificazione catalitica delle sezioni 3 e 4 è approvvigionata in soluzione acquosa al 24%. Il sistema di scarico è costituito da una piazzola attrezzata con braccia snodate, serbatoio di caricamento, tubazioni di collegamento, pompe e serbatoi di stoccaggio (2 x 250 m<sup>3</sup>). I serbatoi, del tipo cilindrico verticale, sono dotati di linea di sfiato collegata a un abbattitore statico; i vapori di ammoniaca che si producono per aumento della temperatura della soluzione sono scaricate sotto battente idrostatico. Periodicamente, l'acqua che costituisce il battente idrostatico viene inviata all'impianto trattamento acque ammoniacali (ITAA) o ai serbatoi di stoccaggio della soluzione di ammoniaca, e reintegrata mediante acqua demineralizzata.

## 8 GESTIONE DELLE RISORSE IDRICHE

### 8.1 ACQUA DI RAFFREDDAMENTO

La Centrale è dotata di due distinti circuiti di acqua di raffreddamento, uno dedicato ai Gruppi 1 e 2, l'altro ai Gruppi 3 e 4. Le opere di presa si trovano in mare, a circa 800 m dalla costa.

La restituzione avviene tramite condotte sotterranee che convogliano in mare le acque di scarico dei condensatori principali e dei refrigeranti del circuito acqua servizi in ciclo chiuso.

Queste acque non hanno necessità di trattamento chimico-fisico, ma devono essere controllate per verificare l'incremento termico che subiscono durante la fase di condensazione del vapore di scarico turbina. A tale scopo le temperature di ingresso e di uscita impianto sono monitorate in continuo tramite registratori ubicati nelle sale manovre. Le temperature del Gruppo 3 e del Gruppo 4 sono registrate separatamente, mentre lo scarico dei Gruppi 1 e 2 è monitorato in comune.

Ai sistemi acqua condensatrice fanno capo anche la presa degli evaporatori, descritti al *Paragrafo* successivo.

Viene inoltre prelevata acqua di mare per gli impianti DeSO<sub>x</sub> e per l'alimentazione dell'osmosi inversa delle sezioni 3 e 4.



## 8.2 ACQUA DI PROCESSO

Le esigenze di acqua industriale del ciclo produttivo sono solo parzialmente soddisfatte dall'acqua proveniente da 2 pozzi, denominati W4 e W4bis e ubicati all'esterno del perimetro della Centrale. La portata autorizzata complessiva è di 23 l/s. I due pozzi, profondi rispettivamente 25 e 30 metri sono dotati di pompa sulla cui mandata sono installati dispositivi per la misurazione delle portate.

L'acqua emunta dai pozzi è utilizzata principalmente come acqua industriale.

Viene inoltre riutilizzata acqua proveniente dall'impianto di trattamento acque reflue, che viene reintrodotta nel circuito acqua industriale. E' inoltre possibile l'acquisizione di acqua demineralizzata dallo stabilimento Polimeri Europa di Porto Torres, tramite un collegamento dedicato.

Di seguito la descrizione dei sistemi di produzione da acqua mare.

### 8.2.1 Evaporatori

Nella Centrale sono presenti due evaporatori da 60 m<sup>3</sup>/h, asserviti ai Gruppi 3 e 4, e un evaporatore da 28 m<sup>3</sup>/h, per i Gruppi 1 e 2 che producono acqua demineralizzata con elevate caratteristiche di purezza per usi interni, in particolare per l'alimentazione della caldaia.

Si riportano in *Figura B18.2a* e in *Figura B18.2b* i "fluogrammi di processo", che rappresentano rispettivamente il funzionamento delle apparecchiature dei Gruppi 3 e 4 e dei Gruppi 1 e 2.

La portata complessiva delle pompe acqua mare che alimentano i due evaporatori dei Gruppi 3 e 4 è pari a 1.200 m<sup>3</sup>/h.

La portata complessiva di alimentazione dei due evaporatori dei Gruppi 1 e 2 è invece di 500 m<sup>3</sup>/h.

L'acqua di mare viene prelevata dalle opere di presa ed inviata agli impianti di evaporazione, qui l'acqua viene prima evaporata e poi condensata: si ha in questo modo la produzione di acqua dolce visto che i sali non evaporano e si concentrano nella salamoia. Il processo si sviluppa in più stadi in serie, ognuno dotato di una camera di evaporazione, si ha quindi da una parte la produzione continua di vapore dall'altra una produzione di una salamoia sempre più ricca di sali, la quale viene inviata a mare insieme alle acque di raffreddamento.

Durante il processo sono aggiunti vari additivi quali anticrostante e deossigenante, oltre ad HCl (allo scopo di abbattere i carbonati) e NaOH (allo scopo mantenere il pH neutro).

### 8.2.2 Circuito ad Osmosi Inversa

Il sistema ad osmosi inversa viene utilizzato per la produzione di acqua a media e bassa salinità necessaria al funzionamento del DeSO<sub>x</sub> a partire da acqua di mare. L'impianto di trattamento, localizzato nell'area dei Gruppi 3 e 4, è composto da quattro sezioni predisposte ad altrettante funzioni del processo:

- presa, accumulo, distribuzione;



- filtrazione primaria;
- filtrazione secondaria;
- dissalazione.

La sezione di presa, accumulo e distribuzione provvede, oltre al prelievo dell'acqua di mare, alla sua sterilizzazione (tramite iniezione di ipoclorito di sodio) ed alla rimozione dei solidi sospesi sedimentabili in essa presenti.

L'acqua così pretrattata passa alla filtrazione primaria, dove si ha la rimozione dei solidi sospesi, ed in seguito alla filtrazione secondaria (o finale) in cui si ha la rimozione dei rimanenti solidi di dimensioni superiori ai 5 micron e all'eliminazione del cloro residuo con all'aggiunta di bisolfito di sodio, necessaria in quanto il cloro danneggerebbe le membrane della successiva sezione di dissalazione.

La sezione di dissalazione provvede alla separazione finale dell'acqua di mare, ormai purificata, dai sali in essa disciolti. Gli elementi di dissalazione sono divisi in due sezioni separati tra loro da una membrana semipermeabile. La sezione dell'acqua di mare è pressurizzata: in questo modo si determina il passaggio dell'acqua verso la sezione contenente acqua dolce, che è a pressione minore, mentre i sali si concentrano nella sezione pressurizzata.

L'impianto ad osmosi inversa è in grado di produrre fino a 42 m<sup>3</sup>/h di acqua a media salinità e 5 m<sup>3</sup>/h di acqua a bassa salinità.

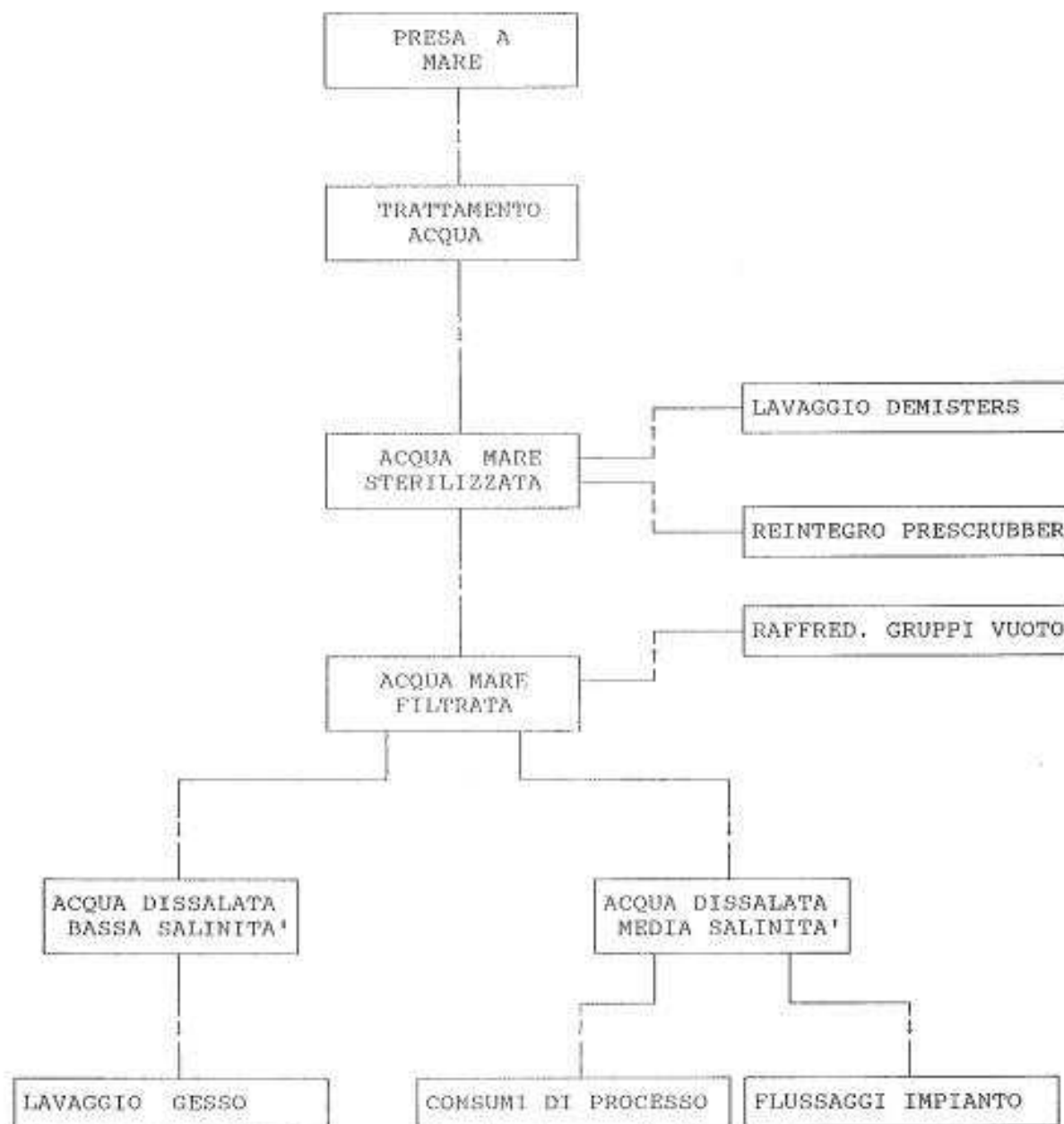
La portata complessiva delle pompe acqua mare che alimentano l'impianto è di 400 m<sup>3</sup>/h.

In *Figura 4* si illustra lo schema a blocchi dell'impianto di osmosi inversa, mentre nella *Figura B18.2c* fuori testo si riporta il fluogramma di processo che mostra le varie fasi del trattamento.





Figura 4: Schema a Blocchi dell'Impianto di Osmosi Inversa



### 8.3 RACCOLTA, TRATTAMENTO E RESTITUZIONE DELLE ACQUE REFLUE

La Centrale è dotata di una rete fognaria progettata al fine di raccogliere separatamente le varie tipologie di acque reflue.

Le acque reflue provenienti dalle varie sezioni della Centrale sono assimilabili a quattro differenti tipologie di scarico cui corrispondono sistemi dedicati di fognatura:

- acque industriali (acide-alcaline, oleose, spurghi desolforatore e ammoniacali);
- acque sanitarie;
- acque meteoriche (inquinabili e chiare);
- acque di raffreddamento.



Ai fini della restituzione nel corpo recettore (il mare) gli scarichi vengono suddivisi in due principali tipologie:

- scarichi diretti per la cui restituzione a mare non si ha necessità di trattamento, quali le acque meteoriche non inquinate e gli spurghi provenienti dagli evaporatori e dal impianto di osmosi. Per alcuni di questi punti di scarico è attivo il sistema di intercettazione rapido in caso di anomalie;
- scarichi indiretti la cui restituzione avviene solo dopo un adeguato trattamento chimico-fisico.

Una localizzazione degli scarichi presenti in Centrale è mostrata nell'Allegato B21 - *Planimetria delle Reti Fognarie, dei Sistemi di Trattamento, dei Punti di Emissione degli Scarichi Liquidi e della Rete Piezometrica*.

In Centrale ci sono quindi i seguenti punti di scarico finali:

- scarico SF1 che convoglia a mare le seguente correnti:
  - restituzione acqua condensatrice dei Gruppi 1 e 2 (indicato con "E" in planimetria B21);
  - restituzione evaporatore dei Gruppi 1 e 2;
  - convogliamento acque meteoriche provenienti dall'isola produttiva dei Gruppi 1 e 2;
- scarico SF2 che convoglia a mare le seguenti correnti:
  - restituzione acqua condensatrice dei Gruppi 3 e 4;
  - restituzione osmosi dei Gruppi 3 e 4;
  - restituzione evaporatori dei Gruppi 3 e 4;
  - convogliamento acque meteoriche dall'isola produttiva dei Gruppi 3 e 4 al canale di scarico (indicato con "L" in planimetria B21);
  - acque provenienti dagli impianti di trattamento dei Gruppi 3 e 4 (impianto di trattamento acque acide/alcaline, impianto di trattamento acque inquinabili da oli, impianto di trattamento acque sanitarie, impianto di trattamento Spurghi DeSOx).

Le acque meteoriche non inquinate sono anch'esse scaricate in mare. Nella planimetria dell'Allegato B21 tali punti di immissione sono indicati con le lettere A, B, C, D, F, G, H, I (le lettere E ed L corrispondono ad alcuni flussi rispettivamente degli scarichi finali SF1 e SF2):

- convogliamento acque meteoriche non inquinate da alcune delle aree secondarie della Centrale (indicati con "A", "B", "C" e "D" in planimetria B21);
- convogliamento acque meteoriche da monte della Centrale (indicati con "F" e "I" in planimetria B21);
- convogliamento acque meteoriche da monte zona confine Gruppi FO5 e FO6 (indicato con "G" in planimetria B21);
- convogliamento delle acque meteoriche raccolte nella zona a monte della Centrale scarico (indicato con "H" in planimetria B21 e corrispondente allo scarico vascone ex SIR).



Nell'area della Centrale è localizzato anche un altro scarico denominato Scarico vascone ex-SIR: questo scarico passa solamente all'interno del perimetro della Centrale, ma è di proprietà di una società terza, non è collegato al sistema di fognatura della Centrale che non lo gestisce in alcun modo. Si riporta in *Appendice B18.a* lo stralcio di un documento riservato indicante la proprietà della vasca.

Per il trattamento degli scarichi indiretti (costituiti dalle correnti di acque oleose, acque acide/alcaline, spurghi DeSO<sub>x</sub>, acque ammoniacali e acque sanitarie), nella Centrale sono presenti i seguenti impianti di trattamento:

- l'Impianto di Trattamento Acque Reflue (ITAR), che tratta le acque acide e alcaline, le acque inquinabili da olio e le acque sanitarie;
- l'Impianto di Trattamento Spurghi Ammoniacali (ITAA);
- l'Impianto di Trattamento Spurghi DeSO<sub>x</sub> (TSD).

Originariamente erano attivi degli impianti di trattamento sia sui Gruppi 1 e 2 sia sui Gruppi 3 e 4. Attualmente gli impianti di trattamento dei Gruppi 1 e 2 sono disattivati ed i reflui sono inviati per il trattamento a quelli dei Gruppi 3 e 4.

L'esercizio dei Gruppi Turbogas F.O.5 e F.O.6 in cui sono presenti gasolio, oli lubrificanti ed altre sostanze, determina la produzione di acque (meteoriche, da lavaggi, altro) inquinabili da oli e di acque acide e alcaline. Queste tipologie di reflui sono inviati tramite le rispettive fognature agli impianti di trattamento delle sezioni 3 e 4.

Nei Paragrafi seguenti sono descritti i sistemi di raccolta delle acque di processo e gli impianti di trattamento presenti in Centrale.

### *8.3.1 Raccolta delle acque di processo dai Gruppi 1 e 2*

Nei Gruppi 1 e 2, la raccolta delle acque di processo è effettuata mediante tre distinti sistemi fognari interessati rispettivamente da acque acide/alcaline, oleose e sanitarie.

Il sistema delle fogne acide e alcaline provvede a raccogliere ed inviare gli scarichi d'acqua potenzialmente inquinata da agenti chimici in una vasca (VA101), della capacità di circa 100 m<sup>3</sup>. Da questa vasca, le acque sono inviate all'impianto trattamento acque reflue acide e alcaline dei Gruppi 3 e 4.

In caso non sia possibile il trasferimento immediato all'impianto di trattamento, le acque acide ed alcaline possono essere accumulate nel serbatoio S101 della capacità di 1.280 m<sup>3</sup> in attesa del successivo invio al trattamento.

Le acque potenzialmente inquinate da oli sono convogliate nella vasca VA001 dove c'è una prima disoleazione; il refluo è poi inviato nella sezione di trattamento acque oleose dei Gruppi 3 e 4, mentre l'olio è inviato ad un serbatoio di separazione (S002) di 50 m<sup>3</sup>.



In caso non sia possibile il trasferimento immediato all'impianto di trattamento acque oleose esse possono essere accumulate nel serbatoio S101 della capacità di 1.280 m<sup>3</sup> in attesa del successivo invio al trattamento.

Le acque provenienti dagli scarichi sanitari sono raccolte in una vasca da 50 m<sup>3</sup> e da qui inviate alla sezione biologica dell'ITAR dei Gruppi 3 e 4.

### 8.3.2 *Raccolta delle acque di processo dai Gruppi 3 e 4*

Il sistema delle fogne acide e alcaline provvede a raccogliere l'acqua potenzialmente inquinata da agenti chimici ed a convogliarla nei serbatoi di accumulo e successivamente all'impianto di trattamento acqua acide/alcaline.

Un sistema di fogne oleose raccoglie l'acqua potenzialmente inquinata da oli e la convoglia alla vasca di accumulo per il successivo trattamento.

Le acque delle zone sotto caldaia, dal precipitatore elettrostatico, dalle tramogge riscaldatori aria (Ijungstroem) e dalle tramogge riscaldatori gas/gas (GGH), sono convogliate in una vasca di decantazione (una per gruppo) denominata "vasca acque con polveri", dotata di pompe di trasferimento del refluo normalmente allineate al trattamento spurghi DeSO<sub>x</sub> (TSD).

Le acque degli scarichi degli impianti della zona stoccaggio calcare e gesso, sono convogliate in vasche dalle quali, tramite pompe di rilancio, sono inviate alla linea TSD.

Le acque reflue delle zone stoccaggio ammoniaca sono convogliate in vasche dalle quali, tramite pompe di rilancio, sono trasferite alla linea ITAA.

Le acque degli scarichi sanitari sono convogliate all'accumulo della linea di trattamento biologico.

Le acque sanitarie della banchina sono trasferite all'impianto di trattamento della Centrale, mediante automezzo (autospurgo).

### 8.3.3 *Raccolta delle Acque Meteoriche Interessate al Perimetro di Centrale*

Per la raccolta delle acque meteoriche è previsto un doppio sistema fognario distinto per acque meteoriche non inquinate e acque meteoriche potenzialmente inquinate.

Le acque meteoriche non inquinate sono scaricate direttamente a mare, mentre quelle potenzialmente inquinate sono inviate agli impianti di trattamento.

### 8.3.4 *Trattamento delle Acque Acide/Alcaline*

Il sistema raccoglie le acque acide e/o alcaline provenienti dalle varie parti della Centrale e convogliate tramite una rete fognaria dedicata.

Le acque provenienti dal reticolo fognario sono inviate in due serbatoi di accumulo da 2.000 m<sup>3</sup> da qui sono inviate ad una vasca di neutralizzazione primaria e flocculazione.



La vasca di neutralizzazione primaria e flocculazione è suddivisa in tre scomparti, ciascuno avente una capacità di 75 m<sup>3</sup>. Nel primo scomparto confluiscono le acque provenienti dai serbatoi di accumulo dell'impianto di trattamento acque acide e alcaline, dall'ispessitore fanghi, dalle vasche di disoleazione a pacchi lamellari dell'impianto di trattamento acque oleose e da quelle in uscita dall'impianto di trattamento biologico.

In questo primo scomparto avviene il primo dosaggio di idrossido di calcio, la cui portata è funzione del set di pH prefissato, che ha lo scopo di alcalinizzare e favorire la precipitazione dei sali metallici contenuti nell'acqua.

Dal primo scomparto l'acqua confluisce nel secondo, dove viene effettuato il secondo dosaggio di idrossido di calcio per l'affinamento del pH e il dosaggio del cloruro ferrico che favorisce i processi di flocculazione. Il refluo è quindi inviato al terzo scomparto dove avviene il dosaggio del polielettrolita per facilitare la formazione dei fanghi.

Il refluo va quindi al chiarificatore (della capacità 900 di m<sup>3</sup>) che ha la funzione di separare, con azione meccanica, i fanghi dalle acque affluenti dalla vasca di neutralizzazione primaria e flocculazione. I fanghi sono estratti ed inviati una parte all'ispessitore e una parte riciccolati al primo scomparto della vasca di neutralizzazione primaria e flocculazione.

L'acqua chiarificata è inviata alla vasca di neutralizzazione, della capacità di 150 m<sup>3</sup> dove, tramite il dosaggio di acido cloridrico, vi è la correzione del pH; da qui l'acqua è scaricata a mare dalla vasca finale o recuperate come acqua industriale dalla vasca prefinale.

Nella vasca pre-finale, della capacità di circa 200 m<sup>3</sup>, confluiscono gli scarichi provenienti dal trattamento acque acide/alcaline, dalla filtrazione finale del trattamento acque inquinabili da oli, dall'impianto biologico quando lo stesso non è allineato al trattamento chimico fisico. La vasca permette il recupero dell'acqua trattata come acqua industriale se la conducibilità è inferiore a 2.000 microS/cm.

Nella vasca finale di raccolta, della capacità è di 300 m<sup>3</sup>, confluiscono le acque della vasca prefinale e le acque trattate dall'impianto trattamento spurghi DeSOx.

La vasca finale è corredata da una centralina di analisi per il controllo in continuo dei seguenti parametri: pH; conducibilità; temperatura; quantità di oli; torbidità delle acque; in uscita da successivo bacino di raccolta acqua trattata è poi presente uno strumento (TOC) per la misura in continuo del "carbonio organico totale".

Di norma il refluo del trattamento acque acide/alcaline, viene scaricato a mare o recuperato per utilizzarlo nel sistema acqua industriale.

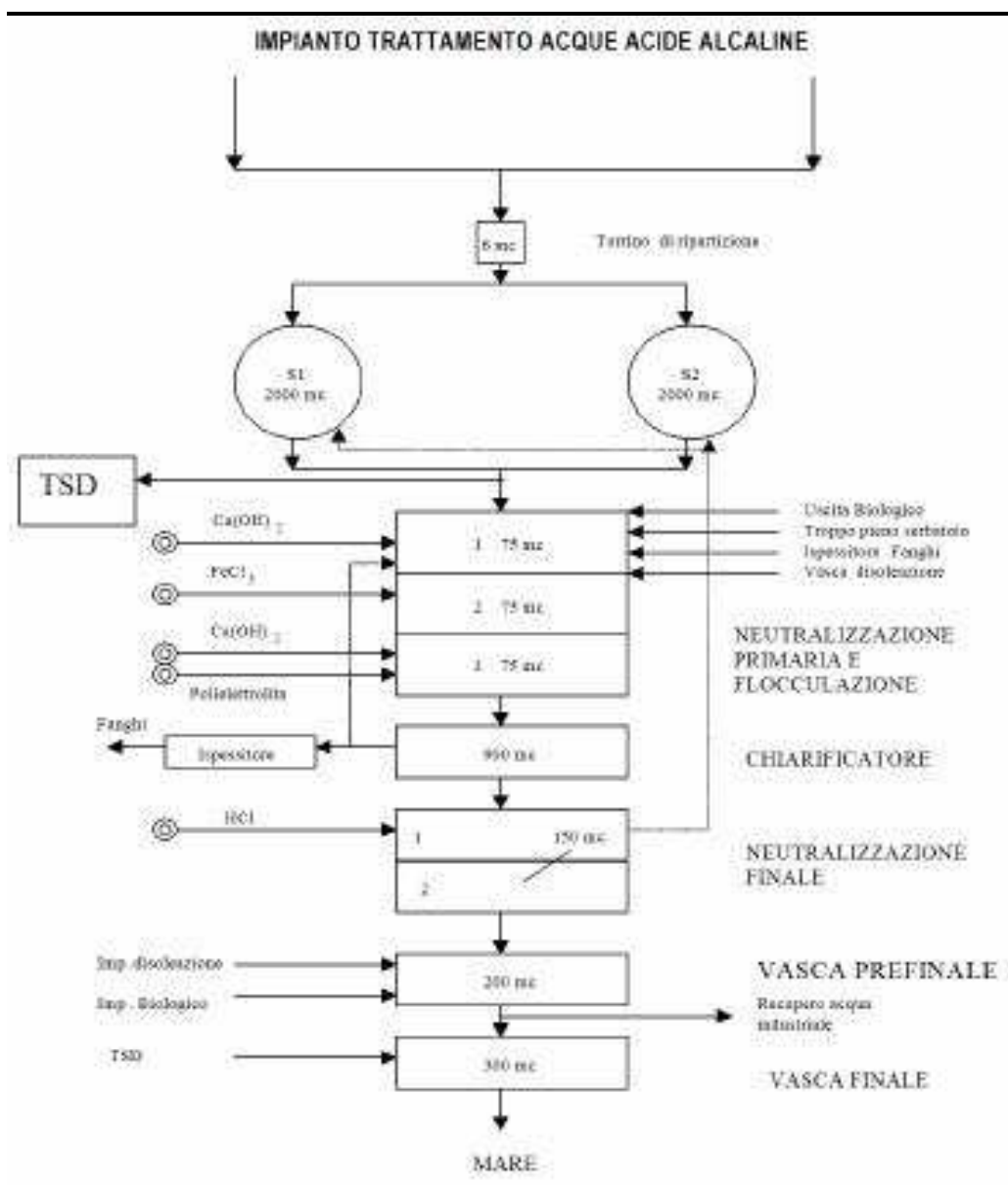
Qualora l'impianto di trattamento acque acide/alcaline sia indisponibile per problemi manutentivi, o le caratteristiche chimiche (es. alta conducibilità) non ne permettano il recupero e/o lo scarico, il refluo può essere inviato in testa all'impianto TAR o all'impianto TSD.

L'impianto è in grado di trattare fino a 300 m<sup>3</sup>/h di reflui.



Lo schema a blocchi dell'impianto di trattamento acque acide-alcaline è mostrato in *Figura 5*.

*Figura 5: Schema a Blocchi per l'Impianto di Trattamento Acque Acide ed Alcaline*



### 8.3.5 Trattamento Acque Inquinabili da Oli

L'impianto assolve alla funzione di disoleazione delle acque e di recupero degli oli, il refluo finale dopo il trattamento è inviato allo scarico o al recupero come acqua industriale.

Le acque potenzialmente inquinate da oli (provenienti dalla zona trasformatori, dalle aree scoperte interessate dalla movimentazione combustibili, dalle zone caldaia, turbina e sala macchine e meteoriche provenienti dal parco combustibili) sono convogliate ad una vasca di accumulo della capacità di 2.000 m<sup>3</sup>.



La vasca è divisa in tre scomparti comunicanti: nel primo e secondo scomparto sono installati dei sistemi di disoleazione a dischi rotanti; nel terzo sono installate 2 pompe che trasferiscono l'acqua così trattata alle successive vasche di disoleazione a pacchi lamellari.

Dai pacchi lamellari l'acqua viene normalmente inviata alla filtrazione finale composta da una batteria di filtri a sabbia e carboni attivi oppure può essere inviata al trattamento chimico.

I sistemi di disoleazione a dischi rotanti (Discoil) sono tenuti sempre in servizio: la loro capacità di recupero è funzione della densità e dello spessore dell'olio in galleggiamento.

L'olio recuperato dai due Discoil è trasferito al serbatoio di raccolta oli BL014X che ha una capacità pari a 7 m<sup>3</sup>/h. Il serbatoio è dotato di troppo pieno che scarica nella vasca di raccolta acque oleose.

Le vasche di disoleazione a pacchi lamellari hanno una capacità di trattamento di 150 m<sup>3</sup>/h: la separazione acqua-olio viene effettuata sia dall'azione meccanica delle lamine ondulate dei pacchi lamellari e sia dal diverso peso specifico tra acqua-olio. Il troppo pieno scarica alla vasca di raccolta acque oleose.

Il refluo è inviato, dopo ulteriore trattamento tramite filtri a sabbia e carboni attivi (che garantiscono normalmente un residuo di sostanze oleose inferiore a 5 ppm), allo scarico finale o al recupero acqua industriale. Il controlavaggio dei filtri avviene a rotazione con la batteria in esercizio.

L'olio separato dai pacchi lamellari è inviato al serbatoio di raccolta oli BL015X, della capacità di 7 m<sup>3</sup>/h, di troppo pieno che scarica alla vasca di raccolta delle acque oleose.

Nel serbatoio di raccolta oli BL017X, sempre della capacità di 7 m<sup>3</sup>/h, sono convogliati gli oli eventualmente presenti sulla superficie del chiarificatore e sfuggiti ai trattamenti di disoleazione. Il serbatoio è dotato di troppo pieno che scarica alla vasca di raccolta acque oleose.

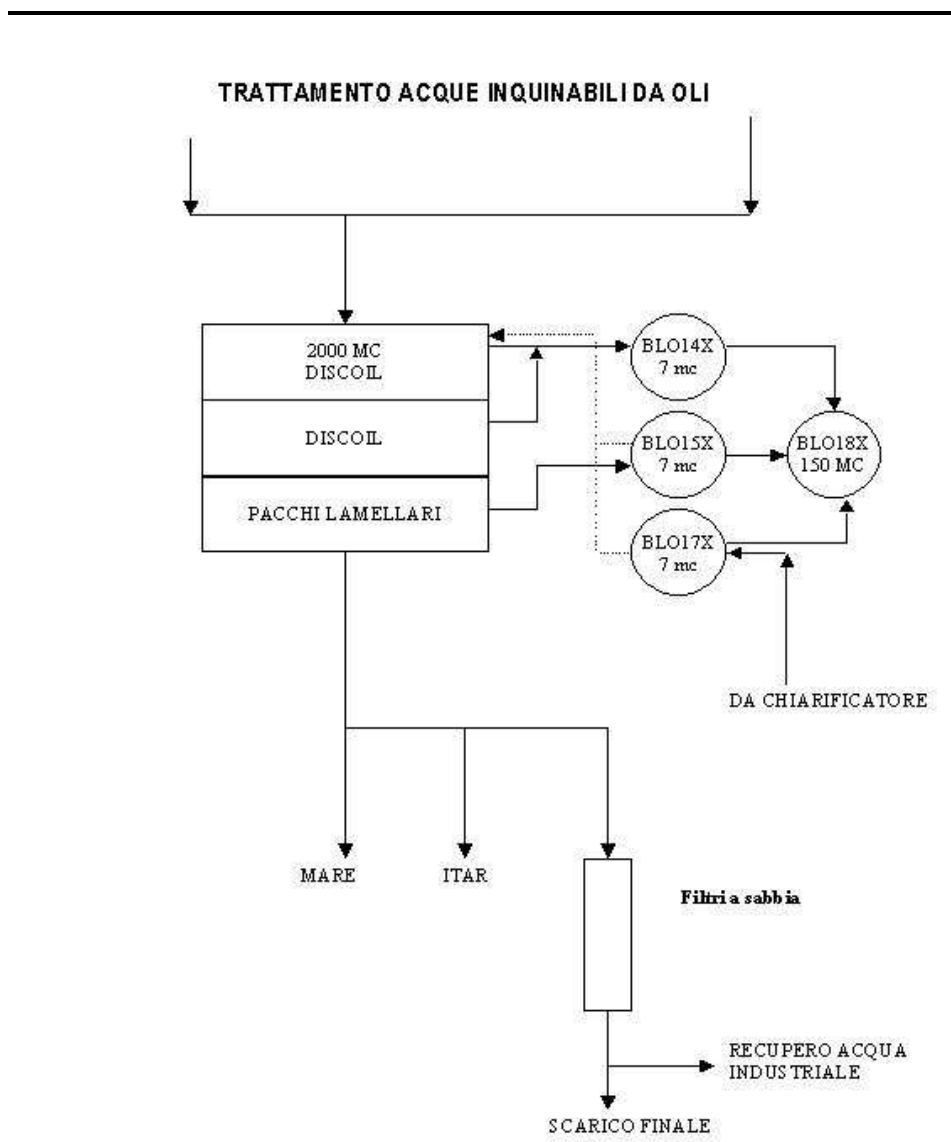
Nel serbatoio di separazione acqua – olio BL018X, della capacità di 150 m<sup>3</sup>, sono convogliati, per mezzo di due pompe volumetriche, gli oli provenienti dai serbatoi di raccolta oli separati BL014X, BL015X, BL017X. Il serbatoio è dotato di troppo pieno che scarica nella vasca di raccolta acque oleose.

In caso di necessità l'acqua può essere inviata alla sezione di trattamento acque acide ed alcaline.

Lo schema a blocchi dell'impianto di trattamento acque oleose è mostrato in *Figura 6*.



Figura 6: Schema a Blocchi per l'Impianto di Trattamento Acque Oleose



### 8.3.6 Trattamento Acque Sanitarie

E' la parte di impianto destinata al trattamento del refluo proveniente dagli scarichi biologici. Al sistema confluiscono, tramite rete fognaria dedicata, le acque biologiche prodotte all'interno della Centrale.

I liquami provenienti dalla rete fognaria idrosanitaria confluiscono nella vasca di accumulo acque biologiche della capacità di 80 m<sup>3</sup>, dalla quale sono inviati, tramite due pompe di sollevamento (una delle quali è di riserva), nella vasca di trattamento previo attraversamento di una griglia automatica (dotata di by-pass) e di un rototrituratore.

La vasca di trattamento è suddivisa in 3 bacini:

- bacino di pre-ossidazione;
- bacino di ossidazione;
- bacino di sedimentazione.





Nel primo bacino avviene la pre-ossidazione tramite l'immissione di aria compressa che assicura un rimescolamento continuo del fluido. Delle aperture mettono in comunicazione il primo bacino con il successivo bacino di ossidazione, nel quale è insufflata altra aria compressa dove vi è il trattamento biologico; nell'ultimo bacino vi è la sedimentazione dell'acqua chiarificata dai fanghi attivi. L'acqua depurata viene inviata allo scarico previo trattamento di disinfezione con ipoclorito e raggi UV mentre i fanghi sono riciclati ai bacini precedenti.

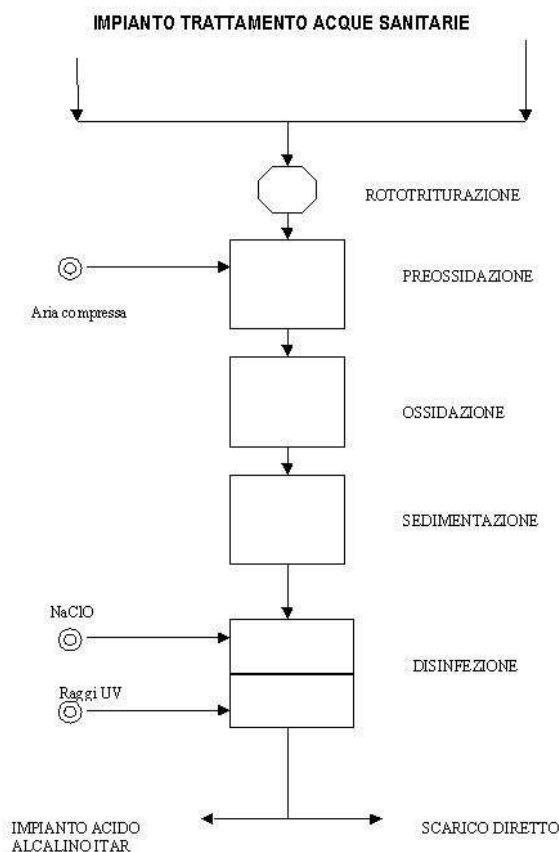
In caso di necessità l'acqua può essere inviata alla sezione di trattamento acque acide ed alcaline.

L'impianto di trattamento acque sanitarie può trattare fino a 100 m<sup>3</sup>/h di reflui.

Le acque in uscita sono sottoposte a controllo mensile, effettuato da un laboratorio esterno, dei parametri previsti dall'allegato V del D. Lgs. 152/06.

Lo schema a blocchi dell'impianto di trattamento acque sanitarie è mostrato in *Figura 7*.

*Figura 7: Schema a Blocchi per l'Impianto di Trattamento Acque Sanitarie*



### 8.3.7 Dati di Progetto all'Ingresso dell'Impianto ITAR

L'impianto ITAR è costituito dall'insieme delle sezioni di trattamento acque acide-alcaline, acque sanitarie e inquinabili da olio. I dati caratteristici, dei fluidi da trattare, di progetto all'ingresso di queste sezioni sono mostrati nella *Tabella 3*.



**Tabella 3: Dati di Progetto all'Ingresso delle varie sezioni dell'Impianto ITAR**

Caratteristiche		Valore
Acque inquinabili da oli	contenuto in oli	da 0 a 50 mg/l
Acque sanitarie	BOD5 pro-capite/giorno	40 kg
Acque acide o alcaline	presenza di HCl, NaOH	da 0 al 5 %

Si tiene a precisare che all'impianto di trattamento acque acide o alcaline arrivano principalmente le acque provenienti dalle rigenerazioni dei letti misti distillato e condensato; i reflui prodotti presentano un alto contenuto salino e con concentrazioni di NaOH di circa 0,4 % e NH<sub>4</sub>Cl di circa 0,3%.

### 8.3.8 Trattamento Spurghi dell'Impianto di Desolfurazione (TSD)

Questa parte dell'impianto di trattamento ha lo scopo di trattare le principalmente le acque provenienti dall'impianto di desolfurazione dei fumi dei Gruppi 3 e 4, ed è articolato su due linee, ciascuna in grado di trattare in continuo fino a 125 m<sup>3</sup>/h.

La portata minima trattabile per ciascuna linea è 45 m<sup>3</sup>/h. In caso di fuori servizio di una linea, è previsto che tutta la portata dell'effluente, fino ad un massimo di 125 m<sup>3</sup>/h, sia convogliata dalla linea in funzione.

Il refluo è accumulato nei serbatoi di stoccaggio e da qui inviato tramite pompe alle linee di trattamento.

Il sistema di trattamento spurghi è costituito da un trattamento primario per la omogeneizzazione, neutralizzazione, precipitazione e sedimentazione dell'acqua da trattare seguito da un trattamento secondario di precipitazione e sedimentazione.

Il trattamento primario è costituito dai seguenti componenti:

- serbatoi di accumulo ed omogeneizzazione;
- stazioni di sollevamento;
- vasche di neutralizzazione primaria;
- vasche di neutralizzazione secondaria e solforazione;
- vasche di desolfurazione e flocculazione;
- chiarificatori ed ispessitori;
- stazioni di ricircolo fanghi;
- sistemi di dosaggio reagenti.

I reflui sono inviati tramite varie stazioni di sollevamento ai due serbatoi di accumulo ed omogeneizzazione della capacità di 2.000 m<sup>3</sup> ciascuno, normalmente gestiti uno in accumulo e uno in trattamento.

Da questi serbatoi, i reflui sono inviati alle linee di trattamento. Sulle linee di alimento sono rilevati i valori di portata e di pH.



Nella vasca di neutralizzazione primaria è eseguita una prima correzione del valore di pH con dosaggio di latte di calce fino al raggiungimento del valore compreso tra 7 e 7,5. Nella vasca di neutralizzazione secondaria e solfurazione la misura di pH regola il dosaggio di latte di calce fino al raggiungimento del valore compreso tra 10,0 e 10,2 allo scopo di abbattere i metalli come idrossidi, mentre la misura di portata in ingresso alla linea regola il dosaggio di solfuro di Sodio che ha lo scopo di precipitare il mercurio e il cadmio come solfuri.

Nella vasca di desolfurazione e flocculazione sono dosati cloruro ferroso e polielettrolita allo scopo di precipitare gli ioni solfuro in eccesso e favorire la flocculazione di tutti i precipitati accrescendo l'efficacia del chiarificatore.

Un pozzetto di ripartizione ed interconnessione fra le due linee di trattamento primario provvede a ripartire gli scarichi fra i due chiarificatori. Nel chiarificatore, della capacità di 800 m<sup>3</sup>, avviene la separazione della fase liquida (limpida) da quella solida (fangosa). Il limpido stramazza dal bordo della vasca e tramite una canaletta di scarico è inviato al trattamento secondario, mentre il fango si deposita sul fondo del chiarificatore.

Da qui una parte del fango è ricircolata nella vasca di neutralizzazione primaria, la restante è inviata ad un ispessitore dove si ha l'ulteriore compattazione.

Il trattamento secondario è costituito dai seguenti componenti:

- vasca di coagulazione;
- vasca di flocculazione;
- vasche di correzione pH finale;
- sedimentatori a piastre ed ispessitori secondari;
- vasche di ossidazione e ricircolo;
- vasca di scarico finale;
- sistemi di dosaggio reagenti.

Nella prima vasca di trattamento secondario (vasca di coagulazione) è dosato del cloruro ferrico che in ambiente alcalino precipita come idrossido di ferro (III), inglobando i residui in sospensione e se eventualmente presente provoca la precipitazione del selenio.

Nella seconda vasca (vasca di flocculazione) è dosato il polielettrolita in funzione della portata di trattamento quale coadiuvante di precipitazione; nella terza vasca si ha la correzione del pH con idrossido di sodio o acido cloridrico, nella quarta vasca, sedimentatore a piastre, si ha la sedimentazione e separazione dei solidi sospesi formati nel trattamento secondario.

Il liquido sfiora in una successiva vasca di ossidazione, mentre il fango è inviato ad un ispessitore (secondario) per un primo trattamento di disidratazione. Il fango disidratato, insieme a quello proveniente dagli ispessitori primari, è inviato ai filtri pressa per un'ulteriore disidratazione, mentre l'acqua che sfiora dall'ispessitore viene riportata in ingresso al trattamento secondario.

Nella quinta vasca, di ossidazione, ha luogo l'abbattimento di solfiti e dei nitriti. In ingresso alla vasca sono dosati l'acido cloridrico e l'acqua ossigenata.



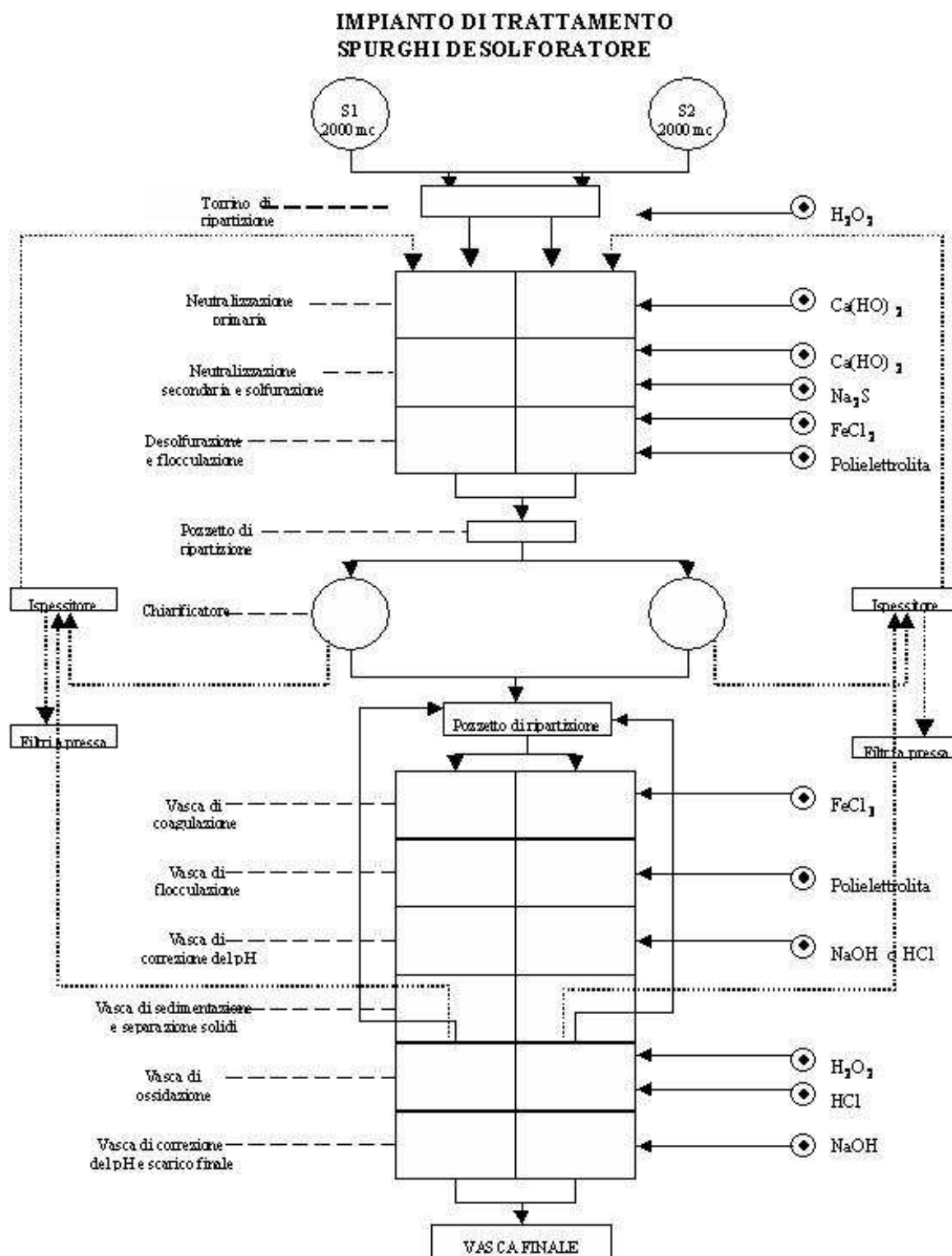
Nella sesta ed ultima vasca del trattamento secondario il refluo viene infine neutralizzato tramite dosaggio di idrossido di sodio, regolato in automatico in funzione del pH.

Le acque reflue in uscita da questa vasca confluiscono nella vasca finale che, come detto nel paragrafo relativo al trattamento acque acide alcaline, è corredata di una centralina di analisi per il controllo in continuo del pH, della conducibilità, della temperatura, della quantità degli oli e della torbidità.

Lo schema a blocchi dell'impianto di trattamento TSD è mostrato in *Figura 8*.



Figura 8: Schema a Blocchi per l'Impianto di Trattamento Spurghi dell'Impianto di Desolfurazione



I dati di progetto per l'Impianto TSD sono riportati in *Tabella 4*.



**Tabella 4: Dati di Progetto in Ingresso all'Impianto TSD**

<b>Caratteristiche</b>	<b>Valore</b>	<b>Unità di Misura</b>
Portata da trattare	200	m <sup>3</sup> /h
Solidi Sospesi	10	g/l
Calcio	2.100	ppm
Magnesio	2.100	ppm
Sodio	20.000	ppm
Potassio	800	ppm
Alluminio	10-50	ppm
Ferro	10-50	ppm
Silicio	10-50	ppm
Cloruri	38.000	ppm
Solfati	4.200	ppm
Fluoruri	100-300	ppm
Solfiti	10-200	ppm
COD	200	ppm O <sub>2</sub>
Arsenico	100-600	ppb
Bario	10.000-15.000	ppb
Cadmio	100-150	ppb
Cromo	500-1.000	ppb
Rame	300-500	ppb
Mercurio	100-300	ppb
Nichel	500-1.500	ppb
Piombo	500-1.000	ppb
Selenio	300-500	ppb
Zinco	1.000-3.000	ppb
Ricircoli interni ed Acque di Processo	50	m <sup>3</sup> /h

### 8.3.9 Trattamento Acque Ammoniacali (ITAA)

Lo scopo dell'impianto (ITAA) è di ridurre la concentrazione di ammoniaca presente in alcune acque reflue prodotte dalla Centrale. Tale obiettivo è raggiunto mediante l'utilizzo di torri di stripping, che consentono il recupero dell'ammoniaca contenuta nel refluo, successivamente inviata ai serbatoi di stoccaggio ammoniaca dell'impianto DeNO<sub>x</sub>, per il riutilizzo.

Le correnti potenzialmente contaminante da ammoniaca, trattabili dall'ITAA, sono quelle provenienti dalle seguenti apparecchiature:

- serbatoio di omogeneizzazione della zona stripping dell'ammoniaca dell'impianto DeNO<sub>x</sub>;
- serbatoio abbattitore statico impianto stoccaggio ammoniaca;
- vasca raccolta drenaggi zona serbatoi stoccaggio ammoniaca.

L'impianto, con possibilità di funzionamento in automatico o in manuale, è costituito da:

- pre-trattamento chimico, tramite reagenti, dei reflui in serbatoi e componenti vari (attualmente non utilizzato);



- strippaggio (utilizzato saltuariamente);
- ricezione, stoccaggio reagenti;
- produzione fanghi, movimentazione e invio all'esterno con automezzi (attualmente non utilizzato).

Lo scarico liquido è costituito da una soluzione con una concentrazione di ammoniaca inferiore ai 15 ppm.

Attualmente, poiché non si hanno reflui con significativa concentrazione di ammoniaca, gli stessi vengono inviati al trattamento del TSD che è ugualmente idoneo al trattamento di acque inquinate di ammoniaca con basse concentrazioni.

Gli scarichi in uscita da questo impianto di trattamento sono inviati al sistema di raccolta delle acque acide e alcaline, e pertanto sottoposti ai controlli in uscita a tale impianto.

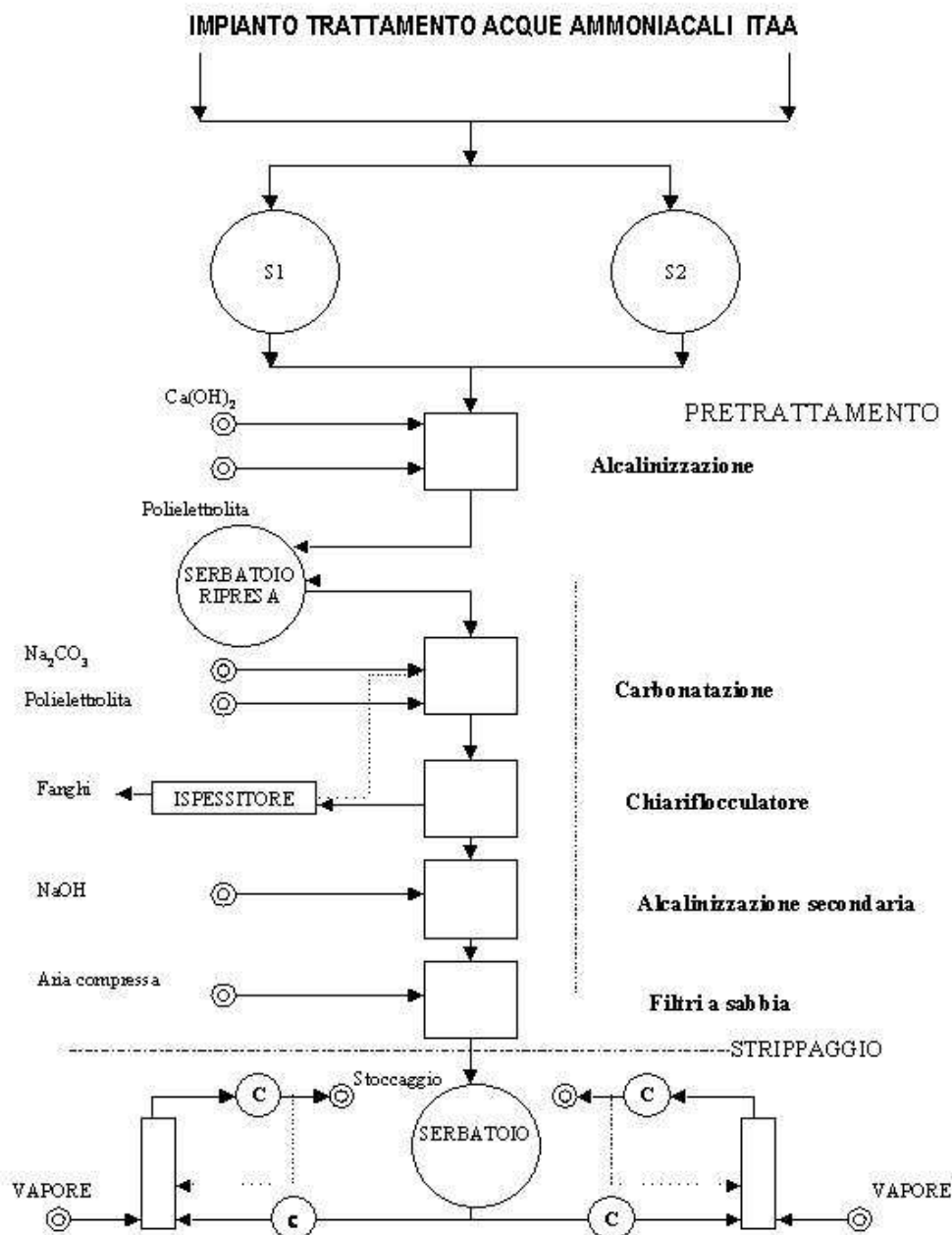
Lo schema a blocchi dell'Impianto ITAA è mostrato in **Figura 9** e la capacità di trattamento è di 15 m<sup>3</sup>/h e i dati di progetto in ingresso all'Impianto ITAA sono riportati in **Tabella 5**.

**Tabella 5: Dati di Progetto in Ingresso all'Impianto ITAA**

<b>Caratteristiche</b>	<b>Valore</b>	<b>Unità di Misura</b>
Ammoniaca	2	g/l
Solidi Sospesi	7	g/l
Ferro	7	g/l
Vanadio	2	g/l
Solfati	25	g/l
Magnesio	2	g/l
pH	10	-



Figura 9: Schema a Blocchi per l'Impianto di Trattamento Acque Ammoniacali ITAA



## 9 EMISSIONI IN ATMOSFERA

### 9.1 EMISSIONI IN ATMOSFERA DI TIPO CONVOGLIATO

Nella Centrale sono presenti 5 punti di emissione convogliata che fanno riferimento ai 4 camini asserviti ai vari Gruppi ed in particolare.

- un camino da 150 metri per le sezioni 1 e 2;
- un camino da 200 metri con due canne rispettivamente per le sezioni 3 e 4;
- due camini da 20 metri ciascuno per i turbogas.





La localizzazione dei punti di emissione convogliata è mostrata nell'Allegato B20 - *Planimetria dello Stabilimento con Individuazione dei Punti di Emissione in Atmosfera*.

I principali macroinquinanti rilasciati in atmosfera dai camini sono: SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, polveri, CO e CO<sub>2</sub>.

Per i gruppi 3 e 4 sono stati effettuati tra il 2005 e il 2007 dei monitoraggi dei seguenti microinquinanti, in particolare in corrispondenza dell'utilizzo di un diverso combustibile (esempio prove di co-combustione delle biomasse):

- arsenico, cadmio, cobalto, cromo, rame, mercurio, manganese, nichel, piombo, antimonio, stagno, tallio, vanadio, zinco e loro composti;
- metano;
- protossido di azoto;
- ammoniaca;
- composti organici totali;
- composti inorganici del cloro, del fluoro e del bromo espressi rispettivamente come acido cloridrico (HCl), acido fluoridrico (HF) e acido bromidrico (HBr);
- PTS e PM10;
- idrocarburi policiclici aromatici (IPA);
- policlorodibenzodiossine e policlorodibenzofurani (PCDD e PCDF).

In *Appendice B18.b* si riportano quindi i risultati finali di 3 campagne di monitoraggi dei microinquinanti effettuate come di seguito specifico:

- Gruppo 4, Dicembre 2005;
- Gruppo 3, Aprile 2006;
- Gruppo 4, Aprile 2006;
- Gruppo 4, Giugno 2007.

Dall'analisi dei risultati è evidente che tutti i parametri analizzati sono sempre ampiamente al di sotto dei rispettivi limiti di legge (quanto applicabile).

## 9.2 EMISSIONI DI SO<sub>2</sub>

Queste emissioni sono, a parità di energia prodotta ed in assenza di desolficatori, direttamente proporzionali al contenuto in zolfo nel combustibile bruciato.

I valori limite da non superare, sono i seguenti:

- 1.700 mg/Nm<sup>3</sup> come media delle 720 ore di normale funzionamento per le sezioni 1 e 2, valore rispettato mediante l'utilizzo di olio combustibile a basso tenore di zolfo (BTZ, con zolfo inferiore all'1%);
- 400 mg/Nm<sup>3</sup>, come media delle 720 ore di normale funzionamento per le sezioni 3 e 4 fino al 31/12/2007. Dal 1 gennaio 2008 sulla base del mese solare e delle 48 ore di normale funzionamento. Valore rispettato con l'impiego degli impianti di desolfurazione;



- 43 mg/Nm<sup>3</sup> per le sezioni Turbogas F.O.5 ed F.O.6, rispettati mediante l'utilizzo di gasolio con un contenuto di zolfo inferiore allo 0,1% (limite di zolfo previsto dal 1 gennaio 2008 secondo l'allegato X del D.Lgs. 152/06).

#### 9.2.1 Impianto di Desolfurazione dei Gruppi 3 e 4

L'impianto di desolfurazione è dimensionato per trattare i gas di combustione provenienti dal generatore di vapore: ogni gruppo termoelettrico è provvisto di un impianto di desolfurazione fumi che è suddiviso in due linee fumi A e B.

Ogni linea (semisezione), capace di trattare il 50% dell'intera portata dei fumi, è composta da un prescrubber di prelavaggio ed raffreddamento dei fumi e da un assorbitore per l'assorbimento dell'SO<sub>2</sub>, nonché dei sistemi di filtrazione gesso e preparazione sospensione calcare.

Per il trattamento, i fumi attraversano una prima torre di prelavaggio (prescrubber) in cui incontrano una pioggia di acqua di mare che ha lo scopo di abbattere la temperatura, gli eventuali acidi alogenidrici presenti (acido cloridrico e fluoridrico) ed il particolato solido residuo non trattenuto dai precipitatori elettrostatici.

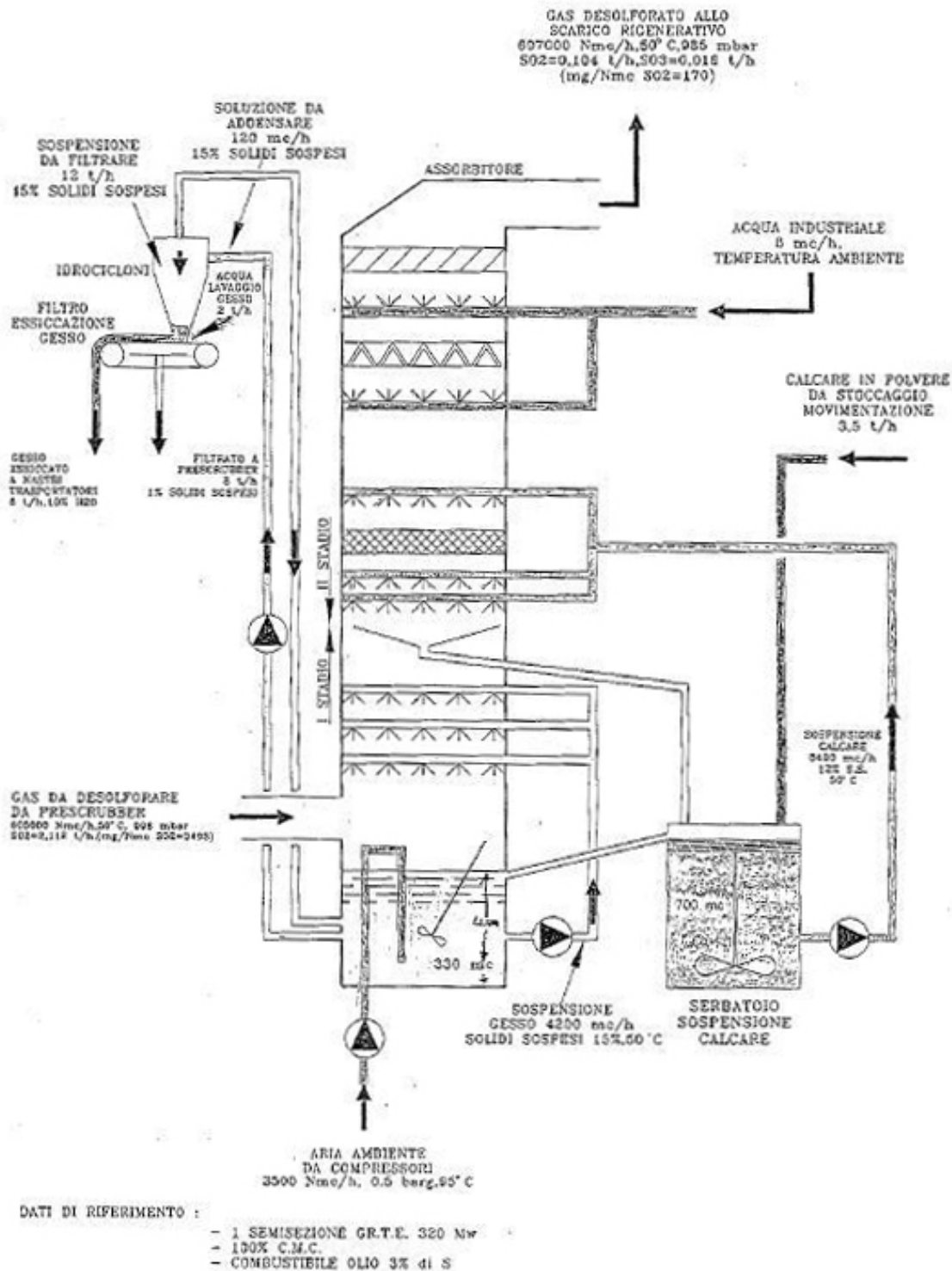
Questi trattamenti permettono di ottenere un prodotto finale, gesso, con elevate caratteristiche di purezza.

L'uso dell'acqua di mare nella torre di prelavaggio permette di contenere sensibilmente i consumi di acqua industriale.

I fumi attraversano quindi una seconda torre, detta di assorbimento, in cui avviene la rimozione dell'SO<sub>2</sub> presente, per effetto della sua reazione con il calcare in sospensione in acqua dolce, spruzzata in continuo tramite banchi sovrapposti di ugelli. La soluzione acquosa viene continuamente recuperata e ricircolata. In uscita dalla torre di assorbimento i gas vengono aspirati da un ventilatore, riscaldati nel riscaldatore di calore rigenerativo ed infine inviati all'atmosfera attraverso il camino.

Uno schema quantificato della sezione di assorbimento è mostrato nella *Figura 10*.



Figura 10: Schema Sezione di Assorbimento dell'Impianto DeSO<sub>x</sub>

All'interno della torre di assorbimento si forma solfito di calcio che viene ossidato a solfato di calcio bi-idrato tramite aria insufflata nella parte inferiore della torre. Il gesso prodotto è successivamente disidratato e quindi stoccato in un'area dedicata.



La sospensione di calcare in acqua impiegata nella torre d'assorbimento viene preparata in una apposita sezione dell'impianto e alimentata da un sistema specifico per la movimentazione e lo stoccaggio del calcare.

L'impianto è dimensionato per operare nelle condizioni di processo mostrate in *Tabella 6*.

*Tabella 6: Condizioni di Progetto per l'Impianto DeSO<sub>x</sub> dei Gruppi 3 e 4*

Caratteristica	Ingresso Pretrattamento	al Ingresso all'Assorbitore	Uscita dall'Assorbitore
<i>Combustione di Carbone al 100%</i>			
Portata Fumi (t/h)	873,5	884,9	886,6
Concentrazione SO <sub>x</sub> (% in peso)	0,14	0,14	0,014
<i>Combustione di Olio Combustibile al 100%</i>			
Portata Fumi (t/h)	758,1	772,1	775,3
Concentrazione SO <sub>x</sub> (% in peso)	0,28	0,27	0,014

Si osserva quindi come da progetto l'impianto abbia un'efficienza di rimozione di circa il 90%.

Il gesso prodotto dagli impianti di desolforazione dei fumi viene disidratato con filtri sotto vuoto, ed inviato con un sistema di trasferimento chiuso ad un capannone di stoccaggio. Il capannone, dotato di sistema interno di movimentazione meccanica.

### 9.3 EMISSIONI DI NO<sub>x</sub>

Il limite di emissione della concentrazione di NO<sub>x</sub> prevista per il Gruppi è di seguito riportata:

- 650 mg/Nm<sup>3</sup> per i Gruppi 1 e 2;
- 200 mg/Nm<sup>3</sup> per i Gruppi 3 e 4;
- 500 mg/Nm<sup>3</sup> per i Turbogas F.O.5 e F.O.6.

La diversità dei livelli emissivi tra i vari gruppi é dovuta al tipo di combustibile utilizzato ed alla differente tecnologia della camera di combustione.

#### 9.3.1 Controllo delle Emissioni di NO<sub>x</sub> nei Gruppi 1 e 2

Nei Gruppi 1 e 2 le caldaie sono dotate di 12 bruciatori frontali disposti su 3 piani; il contenimento degli NO<sub>x</sub> è realizzato con l'utilizzo della tecnologia BOOS (*Burner out of services*, bruciatori fuori servizio). Tale tecnologia è applicata passando da una combustione ripartita sui 12 bruciatori ad una combustione ripartita su 10 bruciatori, lasciando che gli altri due bruciatori (quelli centrali del terzo ed ultimo piano) immettano solo aria. All'interno della caldaia si creano pertanto due zone di combustione: nella prima tramite i 10 bruciatori si immette il combustibile e l'aria comburente in rapporto sottostechiometrico e nella seconda tramite i due bruciatori centrali del terzo piano si immette solo aria allo scopo di completare la combustione e allo stesso tempo ridurre la temperatura.



### 9.3.2 Controllo delle Emissioni di NO<sub>x</sub> nei Gruppi 3 e 4

Nei Gruppi 3 e 4 le caldaie sono dotate di 24 bruciatori tangenziali (agli angoli delle pareti delle caldaie) a carbone, 4 per ogni piano su 6 piani di caldaia. Ogni piano bruciatori è alimentato dal rispettivo mulino.

L'aria comburente per ogni bruciatore viene assicurata da un'insieme di serrande (a corredo di ogni bruciatore) denominate serrande aria comburente e ausiliaria, comandate in modo automatico dal sistema regolazione. Dopo l'ultimo piano bruciatori sono posizionate sui tre piani successivi (sempre agli angoli delle pareti della caldaia) le serrande OFA (*Over Fire Air*) che immettono aria per il contenimento degli NO<sub>x</sub>.

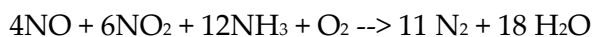
All'interno della caldaia si creano pertanto due zone di combustione: nella prima, tramite i 24 bruciatori, si immette il combustibile e tramite le serrande l'aria comburente in rapporto sottostechiometrico e nella seconda tramite le serrande OFA si immette aria allo scopo di completare la combustione e allo stesso tempo ridurre la temperatura.

Nel caso venga utilizzato come combustibile l'OCD i bruciatori ad esso dedicati sono corrispondenti a quelli utilizzati per il carbone tranne che per ultimo piano; vengono utilizzati solo 20 bruciatori tangenziali. Il sistema di riduzione degli ossidi di azoto è basato sull'utilizzo dell'OFA.

Le sezioni 3 e 4 sono state dotate, inoltre, di un sistema per l'abbattimento degli ossidi di azoto ossia del denitrificatore catalitico (DeNO<sub>x</sub>). L'Impianto di Denitrificazione Catalitica tratta i fumi prodotti dalla combustione, separata o mista, dei seguenti combustibili: carbone e olio.

Per ciascuna sezione termoelettrica il sistema SCR (*Selective Catalytic Reduction*) è realizzato su due linee che operano in parallelo, ogni linea tratta il 50% dei fumi provenienti dalle caldaie. Poiché per il corretto funzionamento del reattore catalitico la temperatura dei gas in ingresso deve essere superiore ad un valore minimo prefissato (per il carbone circa 305 °C e per l'OCD circa 320 °C), è previsto by-pass dell'economizzatore di caldaia da aprirsi ai carichi ridotti al fine di permettere il riscaldamento dei fumi da trattare.

I fumi provenienti dalla caldaia sono quindi convogliati al reattore SCR, dove vengono a contatto con il catalizzatore, disposto su 3 livelli, ed è iniettato l'agente riducente che è ammoniacca gassosa. Si ha quindi conversione degli ossidi di azoto contenuti nei fumi in azoto molecolare ed acqua secondo la seguente reazione:



La quantità di ammoniacca iniettata è funzione della concentrazione di NO<sub>x</sub> misurata al camino.

Il catalizzatore utilizzato è in forma di monoliti con struttura a nido d'ape o a piastre. I componenti principali dei catalizzatori sono TiO<sub>2</sub>, V<sub>2</sub>O<sub>5</sub>, WO<sub>3</sub> ed MoO<sub>3</sub>. Le temperature di esercizio del catalizzatore ha un minimo di 305 °C.



L'ammoniaca è approvvigionata in una soluzione acquosa al 24%, stoccata in due serbatoio dedicati della capacità di 250 m<sup>3</sup> ciascuno. Da questi è inviata alla colonna di strippaggio per la produzione dell'ammoniaca gassosa utilizzata nel reattore.

L'SCR ha un'efficienza complessiva superiore all'80%.

### 9.3.3 Slip d'Ammoniaca

La Centrale ha portato avanti delle campagne di ottimizzazione degli impianti SCR allo scopo di aumentare l'efficienza dell'impianto e ridurre lo slip di ammoniaca, l'ultima è stata effettuata nei primi mesi del 2006 con la messa a punto del sistema di dosaggio dell'ammoniaca. A seguito di questi interventi lo slip di ammoniaca risulta inferiore ad 1 mg/Nm<sup>3</sup> in uscita da tutti i reattori SCR presenti.

### 9.3.4 Controllo delle Emissioni di NOx nei Gruppi Turbogas

La limitazione delle emissioni di NOx dai Turbogas è effettuata mediante iniezione di acqua nell'iniettore del gasolio in modo da tenere limitata la temperatura di fiamma.

## 9.4 EMISSIONE DI PARTICOLATO

Il particolato è formato dalla frazione minerale (ceneri) presente nel combustibile e da particelle incombuste.

I limiti di emissione per il particolato associati ai Gruppi della Centrale sono i seguenti:

- gruppi 1 e 2: 50 mg/Nm<sup>3</sup>, autolimitato a 40 mg/Nm<sup>3</sup> a partire da novembre 2007;
- gruppi 3 e 4: 50 mg/Nm<sup>3</sup>;
- gruppi F.O.5 ed F.O.6: 25 mg/Nm<sup>3</sup>.

Allo scopo di limitare le emissioni di particolato e rispettare i limiti di emissioni precedentemente indicati, i Gruppi 1 e 2 ed i Gruppi 3 e 4 sono dotati di precipitatori elettrostatici con efficienza di rimozione del 99%. I precipitatori elettrostatici utilizzano le forze elettrostatiche per separare le particelle di polvere dal gas che deve essere depurato.

### 9.4.1 Precipitatori Elettrostatici Gruppi 1 e 2

Sono presenti due precipitatori elettrostatici, uno per Gruppo, allo scopo di trattare i gas di combustione provenienti dalle caldaie funzionanti ad olio combustibile.

Ogni precipitatore è un collettore elettrostatico a 2 camere, disposte in parallelo al flusso del gas, ognuna avente tre campi elettrici ad alta tensione disposti in serie.

I Campi elettrici ad Alta Tensione portano elettrodi di raccolta ceneri (o cortine) di dimensioni pari a 6' di larghezza e 36' di altezza, mentre i campi elettrici di Alta Tensione intermedi e di uscita dei gas portano elettrodi di raccolta di dimensioni pari a 9' di larghezza per 36' di altezza.



La struttura è composta da 3 sezioni captanti in serie composte da elettrodi di emissione e cortine di captazione alimentati con un sistema di trasformatori/raddrizzatori; la cenere caricata elettrostaticamente dagli elettrodi viene attirata dalle cortine, con carica elettrica di segno opposto, un sistema di vibrazione permette quindi alla cenere captata e adesa sugli elettrodi di precipitare nelle 12 tramogge di raccolta, per poi essere ricircolata in caldaia oppure trasferita, con sistema pneumatico, al silo di stoccaggio. I fumi depurati sono quindi convogliati al camino costituito da un'unica canna in comune ai Gruppi 1 e 2.

I livelli di tensione sono da 30 a 50 kV sul secondario con una corrente che va da 900 a 1100 mA.

Nel caso in cui i precipitatori elettrostatici non siano efficienti al 100% è utilizzato un additivo di combustione al fine di migliorare la combustione.

#### 9.4.2 Precipitatori Elettrostatici Gruppi 3 e 4

Sono presenti due precipitatori elettrostatici, uno per Gruppo.

I gas esausti sono inviati in una camera che contiene le piastre di captazione, cortine verticali di lamiera di acciaio, che creano un certo numero di passaggi paralleli al flusso dei gas.

In ognuno di questi passaggi sono situati dei telai con montati dei fili che rappresentano gli elettrodi di emissione.

L'effetto elettrostatico viene generato applicando un'alta tensione fornita da un trasformatore/raddrizzatore al sistema di emissione. L'alta tensione applicata agli elettrodi di emissione crea un campo elettrico denominato "effetto corona" che ionizza il gas creando grandi quantità di ioni positivi e negativi; gli ioni positivi sono immediatamente attratti dagli elettrodi di emissione, a polarità positiva, mentre gli ioni negativi vengono attratti dalle piastre di captazione a polarità negativa.

Sulle piastre di captazione si depositano quindi le particelle solide presenti nei gas ed in parte anche sugli elettrodi di emissione. La rimozione di queste particelle è effettuata mediante uno scuotimento periodico delle piastre di captazione tramite una serie di martelli. Per effetto dello scuotimento, la polvere si stacca dalle piastre e scivola lungo le pareti depositandosi nelle tramogge di raccolta (42 in totale). La polvere è poi trasferita con sistema pneumatico al silo di stoccaggio.

Ogni struttura è composta da 7 sezioni captanti in serie.

I fumi depurati sono quindi convogliati al camino costituito da una canna per ogni unità.

I livelli di tensione sono da 40 a 50 kV sul secondario con una corrente da 180 a 200 mA.



## 9.5 EMISSIONI DI CO

Il valore limite da non superare, come media mensile, è di 250 mg/Nm<sup>3</sup> per le sezioni 1, 2, 3 e 4. I quantitativi medi annui emessi di monossido di carbonio sono in funzione della qualità della combustione e sono dell'ordine di 7 mg/Nm<sup>3</sup> per le sezioni 1 e 2 e di 10 mg/Nm<sup>3</sup> per le sezioni 3 e 4.

## 9.6 ESERCIZIO IN CONDIZIONI NON NORMALI

Nella Centrale le condizioni operative sono considerate potenzialmente critiche se vengono superati i limiti mostrati in *Tabella 7*.

*Tabella 7: Soglie Emissive per l'Esercizio in Condizioni non Normali*

Specie	Soglia Sezioni 1-2	Soglia Sezioni 3-4
SO <sub>2</sub>	1700 mg/Nm <sup>3</sup>	400 mg/Nm <sup>3</sup>
NO <sub>x</sub>	650 mg/Nm <sup>3</sup>	200 mg/Nm <sup>3</sup>
Polveri	40 mg/Nm <sup>3</sup>	50 mg/Nm <sup>3</sup>
CO	250 mg/Nm <sup>3</sup>	250 mg/Nm <sup>3</sup>

In caso di superamento delle soglie sopraindicate sono presenti le misure descritte qui in seguito.

### SO<sub>2</sub>

Nelle sezioni 1 e 2 il superamento del limite è praticamente impossibile in quanto si utilizza combustibile con un tenore di zolfo inferiore o uguale al 1%.

Nelle sezioni 3 e 4 l'utilizzo del carbone necessita, per il contenimento delle emissioni di SO<sub>2</sub>, della disponibilità dell'impianto di desolforazione. Nel caso di anomalie di tale impianto, fuori servizio di una linea o altre anomalie che ne riducono l'efficienza si interviene anche riducendo la potenza elettrica fino a rientrare nei limiti legislativi (anche fermando l'unità).

### NO<sub>x</sub>

Si interviene riducendo la potenza elettrica della Centrale fino a rientrare nei limiti imposti (anche fermando l'unità).

### Particolato

Si considera condizione non normale il superamento dei limiti di legge, dovuti in primo luogo ad anomalie sui precipitatori elettrostatici o come successivamente detto per il superamento del limite di CO. In casi simili si interviene per rimuovere l'anomalia (anche fermando l'unità).

### CO

La quantità di ossido di carbonio emessa è un indice della qualità della combustione. Nel caso di un eventuale superamento del limite, dovuto essenzialmente ad uno sporcamento dei bruciatori o anomalie sulla regolazione combustibile/aria comburente, il personale interviene per rimuovere la causa (pulizia dei bruciatori o interventi sulla regolazione combustibile/aria comburente).





## 9.7 EMISSIONI DIFFUSE E FUGGITIVE

Ad oggi non sono state effettuate stime quantitative o campagne di rilevamento in relazione alle possibili emissioni in atmosfera di tipo non convogliato.

Le principali fonti di emissioni diffuse sono dovute alle operazioni di movimentazione di combustibili liquidi e solidi ed alla movimentazione di rifiuti e materie prime.

Durante le fasi di scarico, stoccaggio e trasporto delle polveri di carbone all'interno del sito sono adottate le seguenti misure di prevenzione:

- la benna che esegue lo scarico delle carboniere è stata sostituita nel 2003 con una di differente tipologia del tipo a bassa dispersione e le tramogge di raccolta sono dotate di sistema di abbattimento delle polveri a mezzo acqua nebulizzata;
- i nastri per il trasporto (sia interni che esterni alla centrale) sono completamente chiusi;
- il sistema di stoccaggio è gestito con azioni di compattazione e bagnatura dei cumuli che non superano l'altezza di 10-15 m.

Non si riscontrano evidenze oggettive di ricadute di polveri di carbone sia nelle aree dell'impianto che in quelle limitrofe.

Altre sostanze pulverulente (quelle che per maggiori quantità vengono prodotte/movimentate in impianto) sono:

- calcare e ceneri da carbone: sono contenute all'interno di impianti ed i silo di stoccaggio sono dotati di filtri verso l'atmosfera; le ceneri leggere da olio possono andare anche in vasche di accumulo nelle quali sono stoccate allo stato umido.
- gesso da desolfurazione fumi: viene movimentato all'interno di nastri chiusi allo stato umido e stoccato all'interno di un capannone chiuso.
- fanghi da trattamento acque reflue: vengono movimentati e stoccati ad umido.

Sono inoltre presenti impianti per la movimentazione e lo stoccaggio di combustibili liquidi (OCD e gasolio): il combustibile è contenuto all'interno di componenti chiusi salvo i serbatoi di OCD a tetto galleggiante per i quali il contatto fra tetto e pareti è consentito per mezzo di idonea tenuta.

Sono presenti in impianto altri punti da cui si hanno emissioni diffuse ma trattasi di emissioni molto ridotte e che non si reputano significative al fine degli effetti sull'ambiente; ciò in considerazione del fatto che trattasi di emissioni puntuali e di bassa entità relativi a sfiati da sistemi deputati al trasporto ed al contenimento di liquidi. Si riporta nel seguito un elenco dei punti illustrati nella planimetria B20 - *Planimetria dello Stabilimento con Individuazione dei Punti di Emissione in Atmosfera*.

- |      |  |
|------|--|
| n. 2 | sfiati serbatoi servizio OCD (punto 3)   |
| n. 4 | sfiati serbatoi gasolio (punto 4)  |
| n. 6 | scarichi motori diesel pompe antincendio (punto 5 )                                |
| n. 6 | scarichi motori diesel gruppi elettrogeni (punto 6)                                |
| n. 4 | sfiati estrattori vapori olio lubrificazione turbina sezioni 1, 2, 3 e 4 (punto 7) |



- n. 12 sfiati estrattori gas olio tenuta idrogeno alternatori sezioni 1, 2, 3 e 4 (punto 8)
- n. 3 sfiati idrogeno alternatori sezioni 1, 2, 3 e 4 (punto 9)
- n. 1 sfiato serbatoio raccolta condense riscaldatori OCD (punto 10)
- n. 4 sfiato finale caldaia (punto 11)
- n. 2 scarico pompe del vuoto filtro a nastro del gesso, impianto DeSOx (punto 12 e 30)
- n. 1 Impianto I.T.A.A. (punto 13)
- n. 2 sfiati pompe del vuoto sezioni 3 e 4 (punto 14)
- n. 6 scarichi estrattori locali batterie sezioni 1, 2, 3 e 4, DeSOx e TG (punto 15)
- n. 4 sfiati serbatoi spurghi intermittenti sezioni 1, 2, 3 e 4 (punto 16)
- n. 4 sfiati degasatori sezioni 1, 2, 3 e 4 (punto 17)
- n. 4 tubi camino di turbina per vapore scarichi turbina ed eiettori di avviamento sezioni 1, 2, 3 e 4 (punto 18)
- n. 4 sfiati incondensabili dei condensatori vapore tenute turbina sezioni 1, 2, 3 e 4 (punto 18)
- n. 4 spurgo vapore principale (punto 19)
- n. 4 scarico eiettori vuoto condensatore sezioni 1, 2, 3 e 4 (punto 20)
- n. 1 serbatoio metabisolfito di sodio (punto 21)
- n. 1 serbatoio ipoclorito di sodio OCD (punto 22)
- n. 4 precipitatori elettrostatici (punto 23)
- n. 1 vasca acqua con polveri (punto 24)
- n. 3 silo stoccaggio ceneri leggere (punto 25)
- n. 8 silo ceneri leggere di gruppo (punto 25)
- n. 4 scarichi esaustori estrazione ceneri leggere sezioni 1, 2, 3 e 4 a condotto fumi (punto 25)
- n. 5 sfiati silo calcare (punto 26)
- n. 1 sfiati silo ossido di magnesio (punto 27)
- n. 6 silos calce (ITAR, TSD, ITAA) (punto 28)
- n. 1 silo carbonato di sodio (punto 29)
- n. 1 Locale gessi (punto 30)
- n. 1 vasca accumulo ceneri leggere da OCD (punto 31)
- n. 2 vasche accumulo fanghi (punto 32)
- n. 1 impianto ITAR (punto 33)
- n. 1 impianto TSD (punto 34)
- n. 1 vasca arrivo acque oleose area sezioni 1 e 2 (punto 35)
- n. 1 serbatoio accumulo acque oleose area sezioni 1 e 2 (punto 36)
- n. 1 serbatoio recupero oli area sezioni 1 e 2 (punto 37)
- n. 1 vasca arrivo acque acide alcaline area sezioni 1 e 2 (punto 38)
- n. 1 serbatoio accumulo acque acide alcaline area sezioni 1 e 2 (punto 39)
- n. 1 serbatoio spiazzamento oleodotto (punto 40)
- n. 3 serbatoio stoccaggio OCD (punto 41)
- n. 1 serbatoio stoccaggio OCD (punto 42)
- n. 1 impianto stoccaggio ammoniacca (punto 43)



- n. 4 sfiati cassa olio pompa alimento (punto 44)
- n. 2 serbatoio ammoniaca (punto 45)
- n. 1 serbatoio carboidrazide (punto 46)
- n. 6 serbatoio acido cloridrico (punto 47)
- n. 1 serbatoio solfuro di sodio (punto 48)
- n. 2 serbatoio accumulo acque ammoniacali (punto 49)
- n. 1 sfiato serbatoio gasolio turbogas (punto 52)
- n. 1 movimentazione e stoccaggio carbone (punto 54)
- n. 2 camino cappa aspirante laboratorio sezioni 1, 2, 3 e 4 (punto 55)
- n. 14 camini cappe aspiranti laboratorio reparto (punto 55)
- n. 2 sfiati vapori olio lubrificazione TG (punto 56)
- n. 2 sfiati serbatoi acqua di raffreddamento statore alternatore sezioni 3 e 4 (punto 57)
- n. 5 sfiati vapore torri di raffreddamento sezioni 3 e 4 (punto 58)
- n. 2 sfiati vapore torri di raffreddamento serbatoi nafta 3 e 4 (punto 59)
- n. 18 scarichi aeratori edifici isola produttiva sezioni 1, 2, 3 e 4 (punto 60)
- n. 1 sfiato con guardia idraulica serbatoio acqua ossigenata (TSD) (punto 61)

## 10 GESTIONE ALTRI ASPETTI AMBIENTALI E BILANCI

### 10.1 BILANCIO IDRICO

Nella *Tabella 8* sono riportati i dati relativi al bilancio idrico del 2007.

*Tabella 8: Prelievi e Scarichi Idrici nel 2007*

Acqua prelevata - 2007	m <sup>3</sup> /anno
Acqua potabile da rete idrica	47.867
Acqua da pozzi	461.870
Acqua demineralizzata acquisita da terzi	70.166
Acqua da mare per uso industriale	13.184.000
Acqua da mare per raffreddamento (acqua di circolazione)	1.062.300 x 10 <sup>3</sup>
Recupero da acque reflue	195 x 10 <sup>3</sup>
Acqua scaricata - 2007	m <sup>3</sup> /anno
Impianti di trattamento acque reflue	894.380
Acqua scaricata dopo scambio termico	1.074.761 x 10 <sup>3</sup>

Per quanto riguarda l'acqua di circolazione, la portata prelevata è funzione del fattore di carico degli impianti.

In condizione di pieno carico (carico massimo continuo) la portata di acqua circolazione, che alimenta anche il raffreddamento dell'acqua servizi in ciclo chiuso, corrisponde a 5,5 m<sup>3</sup>/s per ciascuna delle unità 1 e 2, e 13 m<sup>3</sup>/s ciascuno per le unità 3 e 4.



L'acqua di mare, prelevata per raffreddamento dei condensatori, perviene integralmente alla restituzione.

L'acqua di mare per usi industriali viene utilizzata dagli evaporatori, per la produzione di acqua distillata, il 10% dell'acqua di alimentazione evaporatori viene trasformata in acqua dolce, la parte restante serve per la condensazione e viene restituita allo scarico.

Uno schema dettagliato del bilancio idrico è riportato tra gli schemi a blocchi dell'Allegato A25.

## 10.2 COMBUSTIBILI

L'olio combustibile utilizzato dalle sezioni 1 e 2 è classificato BTZ (contenuto di zolfo inferiore all'1%).

Nelle sezioni 3 e 4, che sono fornite di desolforazione dei fumi, viene bruciato olio combustibile in fase di avviamento fino a circa il 40% del carico, al fine di sostenere la combustione del carbone.

Viene inoltre utilizzato su tutti i gruppi gasolio, quale combustibile secondario per le fasi di accensione caldaie e per l'alimentazione delle torce pilota dei bruciatori principali.

Il gasolio viene utilizzato anche come unico combustibile per l'alimentazione dei turbogas. Le prescrizioni ministeriali in fase di autorizzazione vincolano le caratteristiche di questo combustibile, che ha un tenore di zolfo inferiore allo 0,1% a partire dal 01/01/2008. Il gasolio viene approvvigionato tramite autobotti.

I consumi di combustibile, nelle condizioni di carico nominale, e riferiti ai combustibili di progetto, sono i seguenti:

- Gruppi 1 e 2:
  - Olio combustibile: circa 37 t/h per ogni sezione.
- Gruppi 3 e 4:
  - Carbone: circa 120 t/h per ogni sezione;
  - Olio combustibile: circa 70 t/h per sezione in condizioni di massimo consumo (quando è utilizzato in alternativa al carbone).
- Turbogas:
  - Gasolio (%S max 0,1%): circa 8,5 t/h per sezione.

## 10.3 ALTRI MATERIALI DI CONSUMO

Altri materiali di consumo sono i reagenti chimici utilizzati per gli impianti di trattamento dei fumi e per il trattamento dell'acqua.

Il sistema di desolforazione utilizza principalmente calcare, il sistema di denitrificazione utilizza ammoniaca in soluzione acquosa in concentrazione inferiore al 24%, i sistemi di produzione acqua demineralizzata e trattamento acque reflue impiegano reagenti chimici, tra cui acido cloridrico, soda, carbonato di calcio, flocculanti e deossigenanti.

I consumi dei diversi reagenti, relativi all'esercizio dell'anno 2007, sono riportati nella **Tabella 9**.



Tabella 9: Altri Materiali di Consumo. Anno 2007

Sostanza	Quantità (t/anno) - 2007	Processo / componente
Acido cloridrico	645	Produzione acqua demineralizzata e trattamento acque reflue
Idrossido di sodio	232	Produzione acqua demineralizzata e trattamento acque reflue
Anti-incrostante	2,8	Produzione acqua demineralizzata
Idrossido di calcio	1.478	Trattamento acque reflue
Flocculante	10	Trattamento acque reflue
Deossigenante	22	Trattamento ciclo acqua-vapore
Ammoniaca 24%	7.174	Trattamento ciclo acqua-vapore e DeNO <sub>x</sub>
Calcare	28.584	DeSO <sub>x</sub>

#### 10.4 ENERGIA ELETTRICA

L'impianto eroga energia elettrica sulla rete nazionale. L'energia elettrica necessaria per i servizi ausiliari di impianto è autoprodotta per oltre il 99%.

Il bilancio energetico relativo alla Centrale nella configurazione alla capacità produttiva, riferito al Carico Nominale Continuo, è riportato nella seguente Tabella 10.

Tabella 10: Sintesi delle Prestazioni Energetiche della Centrale di Fiume Santo - Configurazione Attuale alla capacità produttiva

Sezione	Energia primaria				Potenza Elettrica		Perdite			Rendimento Elettrico netto [%]
	Combustibile			Potenza termica [MW]	lorda [MW]	netta [MW]	Auto-consumi [MW]	Condensazione [MW]	Varie [MW]	
	Carbone [t/h]	Olio [t/h]	Gasolio [t/h]							
1	0	37	0	400	160	150	10	202	38	37,5
2	0	37	0	400	160	150	10	202	38	37,5
3	120	70	0	800	320	290	30	399	81	36,5
4	120	70	0	800	320	290	30	399	81	36,5
F.O.5	0	0	8,5	110	40	39	~ 1	-	-	25
F.O.6	0	0	8,5	110	40	39	~ 1	-	-	25
<b>Totale</b>	<b>240</b>	<b>214</b>	<b>17</b>	<b>2620</b>	<b>1040</b>	<b>958</b>	<b>~ 82</b>	<b>1.202</b>	<b>238</b>	<b>-</b>

#### 10.5 RIFIUTI E SOTTOPRODOTTI SOLIDI

I principali rifiuti generati dal funzionamento della Centrale, sono classificabili in pericolosi (per esempio ceneri leggere prodotte dalla combustione ad olio delle sezioni 1 ed 2) e non pericolosi (per esempio ceneri da carbone e gessi dall'impianto di desolforazione - considerate sottoprodotti e come tali vendute, o fanghi da trattamento acque).



La Centrale è dotata di aree di stoccaggio temporaneo (deposito preliminare e deposito temporaneo) dedicati alle varie tipologie dei rifiuti prodotti, una disposizione di queste aree di stoccaggio è riportata nell'*Allegato B22 - Planimetria dello stabilimento con individuazione delle aree per lo stoccaggio di materie e rifiuti*.

La gestione dei rifiuti e dei sottoprodotti, dalla produzione allo smaltimento, è regolata da apposite procedure interne che garantiscono la corretta applicazione della normativa vigente.

I principali prodotti solidi del sistema di combustione (gesso e ceneri da carbone) possono essere riutilizzati in attività produttive. Vengono pertanto immagazzinati in area di Centrale e da qui conferiti agli utilizzatori con i mezzi di trasporto più idonei (via nave o automezzi). Le ceneri da olio sono viceversa classificate come rifiuto pericoloso e come tale vengono raccolte, immagazzinate e smaltite.

Le ceneri da carbone estratte a secco dalle tramogge elettrofiltri e dal fondo caldaia vengono inviate con un sistema pneumatico ai silos di stoccaggio.

I silos di stoccaggio presenti in Centrale sono i due delle sezioni 3 e 4, della capacità di 1.800 m<sup>3</sup> ciascuno, e due silos stagionali decentrati, anch'essi collegati al sistema di trasporto pneumatico, della capacità di 3.000 m<sup>3</sup> ciascuno.

Il gesso prodotto dagli impianti di desolforazione dei fumi viene disidratato con filtri sotto vuoto, ed inviato con un sistema di trasferimento chiuso al capannone di stoccaggio. Il capannone, dotato di sistema interno di movimentazione meccanica, è completato da due silos e da un sistema a tramoggia per il caricamento degli automezzi di trasporto.

In passato, una parte del gesso prodotto è stato recuperato (autorizzazione della Provincia di Sassari n° 3/04 del 29/01/04) come rilevato per la predisposizione della collina frangivento ubicata presso il parco carbone, avente capacità di circa 125.000 m<sup>3</sup>.

I quantitativi di rifiuti prodotti nell'esercizio attuale della Centrale, sono riportati nella *Tabella 11*.

**Tabella 11: Produzione di Rifiuti - Situazione 2007**

Codice CER	Descrizione	Quantità annua prodotta (kg)
100102	Ceneri leggere di carbone	131.976.410
100105	Rifiuti solidi derivanti da reazione a base di calcio nei processi di desolforazione dei fumi	37.858.454
100121	Fanghi prodotti dal trattamento in loco degli effluenti	22.437.534
150102	Plastica a recupero	640
150203	Assorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi, diversi da quelli di cui alla voce 150202	8.020
160216	Componenti rimossi da apparecchiature fuori uso	2.250
160304	Rifiuti inorganici	228.160
161106	Rivestimenti e materiali refrattari provenienti da lavorazioni non metallurgiche	500
170203	Plastica	112.380



Codice CER	Descrizione	Quantità annua prodotta (kg)
170302	Miscele bituminose diverse da quelle di cui alle voce 170301	285.100
170402	Alluminio	5.340
170405	Ferro e acciaio	191.720
170411	Cavi diversi da quelli di cui alla voce 170410	7.820
170504	Terre e rocce	189.380
170904	Rifiuti misti dell'attività di costruzione e demolizione, diversi da quelli di cui alle voci 170901, 170902 e 170903	385.660
190501	Parte di rifiuti urbani e simili non compostata	5.620
190805	Fanghi prodotti dal trattamento delle acque reflue urbane	11.140
190904	Carbone attivo esausto	440
190905	Resine a scambio ionico saturate o esaurite	140
200101	Carta e cartone	3.120
200138	Legno	13.000
200301	Rifiuti urbani non differenziati	72.080
080317*	Toner per stampa esauriti, contenenti sostanze pericolose	200
100104*	Ceneri leggere di olio combustibile e polveri di caldaia	450.972
130205*	Scarti di olio minerale per motori, ingranaggi e lubrificazione, non clorurati	14.530
150110*	Imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose	740
150202*	Assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri dell'olio non specificati altrimenti), stracci e indumenti protettivi, contaminati da sostanze pericolose	6.970
160504*	Gas in contenitori a pressione, contenenti sostanze pericolose	420
160601*	Batterie al piombo	1.657
160602*	Batterie al Ni-Cd	45
160708*	Rifiuti contenenti olio	39.600
161001*	Soluzioni acquose di scarto contenenti sostanze pericolose	225.000
170503*	Terre e rocce contenenti sostanze pericolose	25.220
170603*	Altri materiali isolanti contenenti o costituiti da sostanze pericolose	14.670
200121*	Tubi fluorescenti ed altri rifiuti contenenti mercurio	1.006

I rifiuti sono raccolti, registrati e smaltiti e/o recuperati in maniera differenziata a seconda delle tipologie nella **Tabella** precedente.

Dal punto di vista quantitativo i principali rifiuti prodotti dalla Centrale sono le ceneri di combustione, i rifiuti generati durante i processi di desolforazione e i fanghi prodotti dal trattamento delle acque di scarico. Questi rifiuti, in generale classificati come non pericolosi, sono correlati al normale esercizio dei vari Gruppi. Altre tipologie di rifiuti sono invece prodotti anche nelle attività di manutenzione.



## 10.6 RUMORE

La Centrale di Fiume Santo è stata oggetto di diverse misure di caratterizzazione acustica, la più importante delle quali del 1998, anno in cui ENEL, nel settembre, effettuò una indagine per valutare il rumore al confine della Centrale e presso i ricettori esterni.

Successivamente sono state svolte numerose altre campagne che hanno avuto per lo più valore di conferma della campagna precedente. L'ambiente esterno alla Centrale non ha infatti subito fino a tale data alcuna modifica (rilevante o meno), mentre le modifiche di Centrale sono state, in termini di impatto acustico e sino al 2004 (in precedenza all'installazione dei turbogas), modeste.

La stima dell'impatto acustico della Centrale nel suo assetto attualmente autorizzato (gruppi 1, 2, 3, 4 e gruppi F.O.6 e F.O.5 in funzione) è stata effettuata in occasione della recente redazione dello Studio di Impatto Ambientale per la realizzazione del nuovo Gruppo 5, alimentato a carbone. E' stata effettuata una campagna di propagazione del rumore è stata stimata con il codice di calcolo *Sound Plan*.

Di recente (marzo 2008) è stata effettuata una ulteriore rilevazione del clima acustico nella zona circostante l'impianto che non evidenzia superamenti dei limiti previsti.

Per maggiori informazioni si faccia riferimento alla **Scheda B.14** e agli **Allegati B24 Identificazione e Quantificazione dell'Impatto Acustico** e **B23 Planimetria dello Stabilimento con Individuazione dei Punti di Origine e delle Zone di Influenza delle Sorgenti Sonore**.

## 11 AVVIAMENTO E TRANSITORIO

I transitori, nei quali si ha un funzionamento diverso dalle condizioni nominali di impianto, sono relativi alle fasi di avviamento delle unità termoelettriche a seguito di fermata.

Le fermate degli impianti possono aversi per cause accidentali oppure a seguito di programmazione; la differenza da un punto di vista operativo è che in caso di fermata programmata si ha in genere un diminuzione graduale del carico fino al minimo e poi lo spegnimento dei bruciatori residui, viceversa in caso di evento accidentale si può avere lo spegnimento immediato di tutti i bruciatori.

Gli avviamenti delle unità, nell'ambito termoelettrico, si suddividono, per convenzione, in funzione della durata della fermata che li ha preceduti e sono così denominati:

- avviamento da freddo (durata 15 - 16 ore) per fermate superiori a 6 giorni;
- avviamento da tiepido (durata 6 - 8 ore) per fermate comprese tra le 48 ore e 6 giorni;
- avviamento da caldo (durata 4 - 5 ore) per fermate inferiori a 48 ore.





Le durate sopra riportate sono indicative di tempistiche minime di avviamento in condizioni standard e di ottime prestazioni dei macchinari. In condizioni di normale funzionamento e soprattutto in caso di imprevisti o di eventuali incidenti, tali durate sono certamente superiori.

Nelle sezioni 1 e 2 da 160 MW gli avviamenti vengono effettuati direttamente ad olio combustibile con un piccolo contributo di gasolio; negli avviamenti da freddo viene utilizzato gasolio per le prime 4 ore.

Nelle sezioni da 320 MW si utilizza, negli avviamenti da freddo, il gasolio per le prime 4 ore, quindi olio combustibile fino a 150 MW, quindi inizia la procedura di accensione a carbone con l'inserimento graduale dei bruciatori a carbone che si conclude dopo aver raggiunto i 200 MW. La stessa procedura vale sia per gli avviamenti da tiepido che da caldo.

E' evidente che quanto sopra è valido se non intervengono problemi/anomalie che allungano le procedure.

Si riportano a titolo di esempio le tabelle relative un avviamento da freddo da tiepido e da caldo per una sezione da 160 MW e una sezione da 320 MW con i relativi dati estrapolati dal sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME) e con i consumi di combustibile; i dati dello SME sono dati medi orari al di sotto del minimo tecnico. I dati sono relativi a casi reali. L'avviamento si considera "tecnicamente" terminato alla presa di carico in quanto nello step orario successivo si raggiunge immediatamente il minimo tecnico.



## Tabelle SME riepilogative avviamenti

AVVIAMENTO DA FREDDO SEZIONE 1													
		media oraria		media oraria		media oraria		media oraria		media oraria		media oraria	
		O <sub>2</sub> %		NO <sub>x</sub> mg/Nmc		SO <sub>2</sub> mg/Nmc		CO mg/Nmc		POLV. mg/Nmc		CARICO MW	
27/08/07	14.00	10	V	0	N	-	N	1	N	-	N	0	V
27/08/07	15.00	10	V	0	N	-	N	1	N	-	N	0	V
27/08/07	16.00	10	V	0	N	-	N	1	N	-	N	0	V
27/08/07	17.00	10	V	0	N	-	N	1	N	-	N	0	V
27/08/07	18.00	10	V	13	N	16	N	84	N	-	N	0	V
27/08/07	19.00	10	V	38	N	49	N	232	N	-	N	0	V
27/08/07	20.00	10	V	50	N	36	N	158	N	-	N	0	V
27/08/07	21.00	10	V	59	N	30	N	122	N	-	N	0	V
27/08/07	22.00	10	V	83	N	32	N	122	N	-	N	0	V
27/08/07	23.00	10	V	112	N	33	N	126	N	-	N	0	V
27/08/07	0.00	10	V	190	N	189	N	177	N	-	N	0	V
28/08/07	1.00	10	V	358	N	465	N	28	N	-	N	0	V
28/08/07	2.00	10	V	382	N	475	N	19	N	-	N	0	V
28/08/07	3.00	10	V	383	N	480	N	19	N	-	N	0	V
28/08/07	4.00	10	V	375	N	465	N	19	N	-	N	0	V
28/08/07	5.00	10	V	345	N	427	N	26	N	-	N	0	V
28/08/07	6.00	10	V	325	N	407	N	89	N	-	N	1	V

Consumo OCD: t 50

Consumo gasolio: t 12

AVVIAMENTO DA TIEPIDO SEZIONE 1													
		media oraria		media oraria		media oraria		media oraria		media oraria		media oraria	
		O <sub>2</sub> %		NO <sub>x</sub> mg/Nmc		SO <sub>2</sub> mg/Nmc		CO mg/Nmc		POLV. mg/Nmc		CARICO MW	
26/06/07	0.00	10	V	240	V	578	V	77	V	62	V	15	V
27/06/07	1.00	10	V	0	N	1	N	195	N	159	N	0	V
27/06/07	2.00	10	V	-	N	-	N	161	N	154	N	0	V
27/06/07	3.00	10	V	-	N	0	N	102	N	142	N	0	V
27/06/07	4.00	10	V	318	N	436	N	293	N	156	N	0	V
27/06/07	5.00	10	V	360	N	497	N	247	N	162	N	0	V
27/06/07	6.00	10	V	450	N	729	N	74	N	143	N	8	V

Consumo OCD: t 15

Consumo gasolio: t 1



AVVIAMENTO DA CALDO SEZIONE 1													
		media oraria		media oraria		media oraria		media oraria		media oraria		media oraria	
		O <sub>2</sub> %		NO <sub>x</sub> mg/Nmc		SO <sub>2</sub> mg/Nmc		CO mg/Nmc		POLV. mg/Nmc		CARICO MW	
27/12/07	0.00	O <sub>2</sub> %	N	35	N	-	N	216	N	8	N	0	V
28/12/07	1.00	10	V	269	N	342	N	197	N	13	N	0	V
28/12/07	2.00	10	V	322	N	394	N	142	N	18	N	0	V
28/12/07	3.00	10	V	284	N	351	N	203	N	19	N	0	V
28/12/07	4.00	10	V	328	N	398	N	123	N	20	N	0	V
28/12/07	5.00	5	N	282	N	368	N	45	N	12	N	0	V

Consumo OCD: t 24

Consumo gasolio: t 0,4

AVVIAMENTO DA FREDDO SEZIONE 4													
		media oraria		media oraria		media oraria		media oraria		media oraria		media oraria	
		O <sub>2</sub> %		NO <sub>x</sub> mg/Nmc		SO <sub>2</sub> mg/Nmc		CO mg/Nmc		POLV. mg/Nmc		CARICO MW	
13/05/07	9.00	20	V	19	N	69	N	33	N	10	N	-	V
13/05/07	10.00	19	V	22	N	73	N	42	N	19	N	-	V
13/05/07	11.00	19	V	23	N	74	N	44	N	26	N	-	V
13/05/07	12.00	19	V	24	N	74	N	42	N	21	N	-	V
13/05/07	13.00	19	V	43	N	119	N	101	N	14	N	-	V
13/05/07	14.00	19	V	76	N	197	N	-	N	15	N	-	V
13/05/07	15.00	19	V	69	N	216	N	-	N	13	N	-	V
13/05/07	16.00	19	V	69	N	214	N	219	N	11	N	-	V
13/05/07	17.00	19	V	70	N	214	N	193	N	11	N	-	V
13/05/07	18.00	19	V	72	N	214	N	185	N	11	N	-	V
13/05/07	19.00	20	V	48	N	160	N	109	N	11	N	-	V
13/05/07	20.00	21	V	10	N	66	N	8	N	8	N	-	V
13/05/07	21.00	20	V	36	N	150	N	-	N	16	N	-	V
13/05/07	22.00	18	V	75	N	260	N	-	N	14	N	-	V
13/05/07	23.00	19	V	73	N	252	N	-	N	13	N	-	V
13/05/07	0.00	18	V	506	N	1.748	N	-	N	67	N	16	V

Consumo OCD: t 58

Consumo gasolio: t 43



AVVIAMENTO DA TIEPIDO SEZIONE 4													
		media		media		media		media		media		media	
		oraria		oraria		oraria		oraria		oraria		oraria	
		O <sub>2</sub>		NO <sub>x</sub>		SO <sub>2</sub>		CO		POLV.		CARICO	
		%		mg/Nmc		mg/Nmc		mg/Nmc		mg/Nmc		MW	
25/10/07	2.00	21	V	51	N	17	N	983	N	1.269	N	-	V
25/10/07	3.00	18	V	90	N	37	N	-	N	53	N	-	V
25/10/07	4.00	18	V	134	N	49	N	-	N	33	N	-	V
25/10/07	5.00	18	V	210	N	269	N	570	N	50	N	-	V
25/10/07	6.00	19	V	585	N	1.282	N	-	N	51	N	-	V
25/10/07	7.00	16	V	371	V	727	V	129	V	34	V	35	V

Consumo OCD: t 14

Consumo gasolio: t 24

AVVIAMENTO DA CALDO SEZIONE 4													
		media		media		media		media		media		media	
		oraria		oraria		oraria		oraria		oraria		oraria	
		O <sub>2</sub>		NO <sub>x</sub>		SO <sub>2</sub>		CO		POLV.		CARICO	
		%		mg/Nmc		mg/Nmc		mg/Nmc		mg/Nmc		MW	
25/11/07	18.00	21	V	45	N	1.221	N	242	N	529	N	-	V
25/11/07	19.00	20	V	91	N	225	N	969	N	258	N	-	V
25/11/07	20.00	19	V	114	N	178	N	-	N	137	N	-	V
25/11/07	21.00	19	V	134	N	203	N	-	N	56	N	-	V
25/11/07	22.00	19	V	182	N	306	N	-	N	151	N	-	V
25/11/07	23.00	19	V	420	N	1.245	N	-	N	99	N	-	V
25/11/07	0.00	18	V	438	N	1.321	N	-	N	90	N	-	V
26/11/07	1.00	19	V	319	N	1.334	N	-	N	61	N	-	V
26/11/07	2.00	19	V	351	N	1.275	N	-	N	61	N	-	V
26/11/07	3.00	19	V	401	N	1.269	N	-	N	66	N	-	V
26/11/07	4.00	19	V	408	N	1.247	N	-	N	71	N	6	V

Consumo OCD: t 56

Consumo gasolio: t 21

Si riportano di seguito le tabelle riepilogative delle fermate occorse alle unità termoelettriche negli ultimi 5 anni, suddivise per sezione e per tipologia di fermata e di avviamento relativo, da cui si rileva:

- fermate programmate: una media di circa 5 per i gruppi da 160 MW e di circa 4 fermate per i gruppi da 320 MW;
- fermate accidentali: una media di circa 33 per i gruppi da 160 MW e di circa 39 per i gruppi da 320 MW.

Si può ipotizzare che questi dati possano essere indicativi anche per gli anni futuri.



**Tabelle riepilogative delle fermate****Anno 2003**

	Totale fermate	Totale fermate programmate	Avviamenti da caldo	Avviamenti da tiepido	Avviamenti da freddo
Sezione 1	20	3	17	1	2
Sezione 2	15	3	13	1	1
Sezione 3	43	3	37	3	3
Sezione4	32	3	27	2	3

**Anno 2004**

	Totale fermate	Totale fermate programmate	Avviamenti da caldo	Avviamenti da tiepido	Avviamenti da freddo
Sezione 1	17	2	15	1	1
Sezione 2	11	1	10	0	1
Sezione 3	21	2	19	1	1
Sezione4	9	2	6	2	1

**Anno 2005**

	Totale fermate	Totale fermate programmate	Avviamenti da caldo	Avviamenti da tiepido	Avviamenti da freddo
Sezione 1	20	1	15	4	1
Sezione 2	15	1	10	4	1
Sezione 3	26	2	25	0	1
Sezione4	22	1	18	3	1

**Anno 2006**

	Totale fermate	Totale fermate programmate	Avviamenti da caldo	Avviamenti da tiepido	Avviamenti da freddo
Sezione 1	23	1	19	2	2
Sezione 2	25	4	22	2	1
Sezione 3	9	1	7	1	1
Sezione4	17	1	16	0	1

**Anno 2007**

	Totale fermate	Totale fermate programmate	Avviamenti da caldo	Avviamenti da tiepido	Avviamenti da freddo
Sezione 1	21	1	19	0	2
Sezione 2	21	1	17	3	1
Sezione 3	16	2	14	2	0
Sezione4	20	3	16	3	1

Con riferimento all'anno 2007, per l'avviamento dei Gruppi sono stati consumati 1.195 t di gasolio.



Per quanto attiene i tempi di avviamento ed i transitori dei TG si considera un tempo di avviamento di 15 minuti ed una fermata immediata.

## 12 MANUTENZIONE

La Centrale dispone di un piano di manutenzione programmata, in accordo ad esso vengono regolarmente effettuati interventi di manutenzione periodica con le cadenze di seguito riportate:

- turbina: interventi parziali con cadenza annuale, biennale, triennale e revisione generale con cadenza esennale;
- alternatore: e revisione generale con cadenza esennale;
- caldaia: interventi parziali con cadenza annuale, biennale, triennale e di legge a scadenza;
- precipitatore elettrostatico: Interventi parziali con cadenza annuale e biennale; lavaggio, ispezione e revisione con cadenza triennale;
- sistema monitoraggio emissioni; interventi con cadenza annuale;
- DeSO<sub>x</sub>: interventi parziali con cadenza annuale, biennale, triennale e quadriennale;
- DeNO<sub>x</sub>: interventi parziali con cadenza annuale, biennale, triennale e quadriennale.

Si tratta principalmente di operazioni pulizia, revisione e messa a punto delle varie apparecchiature presenti.

In generale lo svolgimento di queste operazioni di manutenzione programmata non porta a particolari criticità ambientali.

Si possono comunque evidenziare alcune attività rilevanti (in quanto determinano particolari produzioni di acque reflue o rifiuti) che si eseguono in occasione delle fermate degli impianti per manutenzione, con cadenze dipendenti dalle condizioni impiantistiche, di cui in particolare:

- lavaggi:
  - riscaldatori Ljumstrong (scambiatori di calore fra aria in ingresso caldaia e fumi in uscita);
  - riscaldatori GGH (scambiatori di calore fumi in ingresso DeSO<sub>x</sub> e fumi in uscita DeSO<sub>x</sub>);
  - assorbitori DeSO<sub>x</sub>;
  - caldaia;
  - ciminiera;
  - precipitatori Elettrostatici.

Sono eseguiti utilizzando acqua industriale o acqua di mare; il refluo viene poi inviato ai serbatoi di accumulo dell'ITAR o del TSD per il successivo trattamento.

- pulizie:
  - vasche;
  - condotti fumi e tramogge;



- opera di presa (vasche da cui aspirano le pompe acqua mare condensatrice).

La pulizia delle vasche (ad esempio le vasche di raccolta acque provenienti dalla zona dell'isola produttiva delle unità 3 e 4) avviene di norma con raccolta di quanto presente all'interno con utilizzo di mezzi meccanici (con caratterizzazione del rifiuto per il suo smaltimento) e successivo lavaggio della vasca con invio dei reflui ai serbatoi di accumulo dell'impianto di trattamento.

La pulizia dei condotti fumi e tramogge avviene mediante aspirazione, evitando per quanto possibile raschiamenti o operazioni con produzione di polveri, con aspiratori industriali e successivo smaltimento del rifiuto.

La pulizia dell'opera di presa consiste nella rimozione di mitili e similari mediante aspirazione a mezzo "sorbona" o similare e successivo smaltimento del rifiuto.

- operazioni di sabbiatura.

Le sabbiature possono avvenire su componenti di impianto di diverse dimensioni e caratteristiche. Sono eseguite sul posto o smontando il pezzo ed eseguendo l'operazione in luogo all'uopo costruito. In particolare:

- per la sabbiatura di una condotta si opera isolando la stessa ed installando sistemi di contenimento assoluto;
- per la sabbiatura dei componenti della turbina (in occasione ad esempio di revisione generale) si installa, di norma, un capannone dedicato e dotato di sistemi di filtrazione dell'aria.

Il rifiuto prodotto viene successivamente inviato a smaltimento.

