



ERG Nuove Centrali S.p.A.
Priolo Gargallo (SR)
Rel. T50097/7024

DOMANDA DI AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE

ERG Nuove Centrali Impianti Nord

**ALLEGATO B18 – RELAZIONE TECNICA DEI PROCESSI
PRODUTTIVI**

INDICE

1	INTRODUZIONE ED INFORMAZIONI GENERALI	1
1.1	Identificazione del Complesso IPPC	1
1.2	Descrizione del Complesso IPPC	1
1.3	Evoluzione nel tempo del Complesso IPPC	2
2	DESCRIZIONE DEL CICLO PRODUTTIVO	3
2.1	Centrale termoelettrica a condensazione (CTE)	4
2.1.1	Gruppo termoelettrico a condensazione n. 1 (CT1)	5
2.1.1.1	Descrizione del processo	5
2.1.1.2	Capacità produttiva massima di progetto	7
2.1.2	Gruppo termoelettrico a condensazione n.2 (CT2)	8
2.1.3	Gruppo termoelettrico a condensazione n. 3 (CT3)	9
2.1.3.1	Descrizione	9
2.1.3.2	Capacità produttiva.....	10
2.2	Centrale termoelettrica a contropressione (SA1/Nord).....	11
2.2.1	Gruppo termoelettrico a contropressione n. 1 (SA1/N 1).....	12
2.2.1.1	Descrizione	12
2.2.1.2	Capacità produttiva.....	14
2.2.2	Gruppo termoelettrico a contropressione n. 2 (SA1/N 2).....	15
2.2.2.1	Descrizione	15
2.2.2.2	Capacità produttiva.....	17
2.2.3	Gruppo termoelettrico a contropressione n. 3 (SA1/N 3).....	18
2.2.3.1	Descrizione	18
2.2.3.2	Capacità produttiva.....	19
2.3	Impianto per la produzione di acqua demineralizzata (SA9).....	21
2.3.1	Descrizione	21
2.3.2	Capacità produttiva.....	25
2.4	Rete di distribuzione dell'energia elettrica (SA2)	26
3	MATERIE PRIME E PRODOTTI.....	27
3.1	Approvvigionamento e movimentazione	27
3.2	Stoccaggio.....	27
4	COMBUSTIBILI UTILIZZATI.....	34
5	CONSUMO RISORSE IDRICHE	36
6	BILANCIO ENERGETICO.....	37
7	EMISSIONI IN ACQUA	39
7.1	Tipologie di reflui	39
7.1.1	Acque di raffreddamento	39
7.1.2	Acque piovane	40
7.1.3	Acque dall'impianto di demineralizzazione delle acque.....	40
7.1.4	Acque civili	41

7.2	Quantità.....	41
7.3	Qualità.....	41
8	EMISSIONI IN ATMOSFERA	44
9	RIFIUTI.....	48
10	GESTIONE DEL COMPLESSO	51
10.1	Controlli in assetto di marcia	51
10.1.1	Caldaie	51
10.1.2	Turbine.....	51
10.1.3	Alternatori.....	51
10.2	Fermata caldaie	51
10.2.1	Fermata con raffreddamento	52
10.2.2	Fermata temporanea (con caldaia in pressione).....	52
10.2.3	Fermata caldaia per rottura tubi in camera di combustione..	52
10.3	Avviamento.....	52
10.3.1	Caldaie	52
10.3.1.1	Avviamento a freddo.....	52
10.3.1.2	Avviamento a caldo	53
10.3.2	Turbine.....	53
10.3.2.1	Avviamento a freddo	53
10.3.2.2	Avviamento a caldo	54
10.4	Interventi di manutenzione e pulizia.....	54
10.4.1	Manutenzione.....	54
10.4.2	Pulizia	54
10.5	Sistemi di controllo	55
10.5.1	Piani analitici di controllo.....	55
10.6	Rete di monitoraggio.....	56
10.7	Dispositivi Antincendio	56
10.8	Dispositivi di protezione	57
10.8.1	Dispositivi di protezione individuale.....	57
10.8.2	Dispositivi di protezione collettivi.....	57

Tabelle

Tabella a	Consumo materie prime ed ausiliarie del 2005
Tabella b	Elenco e dati dei serbatoi
Tabella c	Combustibili impiegati dal Complesso
Tabella d	Combustibili consumati nel 2005
Tabella e	Consumo risorse idriche nel 2005
Tabella f	Energia termica prodotta nel 2005

Tabella g	Energia elettrica prodotta nel 2005
Tabella h	Energia termica ed elettrica consumata nel 2005
Tabella i	Acque di raffreddamento: Concentrazioni medie annuali degli inquinanti rilevati durante le campagne di monitoraggio nelle acque di scarico nel 2005
Tabella j	Acque oleose: Concentrazioni medie annuali degli inquinanti rilevati durante le campagne di monitoraggio nelle acque di scarico nel 2005
Tabella k	Caratteristiche dei camini
Tabella l	Emissioni convogliate da monitoraggio discontinuo– 2005
Tabella m	Tipologia e quantità dei rifiuti prodotti nell'anno 2005
Tabella n	Parametri di controllo negli impianti termici
Tabella o	Parametri di controllo in impianto SA9

Allegati

Allegato B18 Planimetria generale dello stabilimento

1 INTRODUZIONE ED INFORMAZIONI GENERALI

La presente relazione descrive in modo sintetico l'evoluzione nel tempo dell'impianto, il ciclo produttivo, i flussi in ingresso ed in uscita dal medesimo e costituisce l'Allegato B18 – Relazione tecnica dei processi produttivi - della Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) di ERG Nuove Centrali Impianti Nord (Complesso) di Priolo Gargallo (SR) di ERG Nuove Centrali S.p.A.

1.1 Identificazione del Complesso IPPC

Ai sensi dell'Allegato 1 del D.Lgs. 59/05 il Complesso ricade, per quanto riguarda l'attività energetica, nella categoria 1.1 – Impianti di combustione con potenza termica di combustione di oltre 50 MW. Il Complesso ha una potenza termica di combustione, intesa come potenza termica al focolare, pari a 1286 MWt e pertanto, ai sensi dell'Allegato V del medesimo Decreto, è soggetto ad AIA statale.

Il Complesso è situato all'interno del comprensorio industriale (stabilimento) di Priolo, Melilli e Augusta che è autorizzato all'esercizio dall'Assessorato Industria della Regione Sicilia con D.A. n. 140 del 18/02/97 con validità pari a 20 anni decorrenti dal 21/05/93.

1.2 Descrizione del Complesso IPPC

Lo stabilimento all'interno del quale è ubicato il Complesso include la Raffineria Nord di ERG Raffinerie Mediterranee S.p.A. (Raffineria), Polimeri Europa S.p.A., Syndial S.p.A., Air Liquide Sicilia ed Eni S.p.A.

Il Complesso è costituito da una centrale termoelettrica a condensazione (CTE), ed una centrale termoelettrica a contropressione (SA1/Nord).

All'interno dell'area in cui sorge l'impianto SA1/Nord sono ubicati l'impianto di produzione di acqua demineralizzata (SA9) e la sottostazione elettrica SS2.

All'interno dell'area dell'impianto CTE è ubicata la sottostazione elettrica SS3.

Gli impianti CTE e SA1/Nord sono fisicamente separati e distanti circa 2 km l'uno dall'altro; in particolare la CTE risulta a valle flusso del canale "Vallone della Neve", utilizzato dal Complesso e dagli altri impianti dello stabilimento per attingere e scaricare le acque di raffreddamento.

Le attività del Complesso sono strettamente connesse a quelle della Raffineria, in quanto i combustibili, necessari al funzionamento delle centrali

termiche, sono forniti dalla Raffineria, che riceve in cambio energia sotto forma di vapore ed elettricità ed acqua demineralizzata.

Inoltre, il vapore, l'elettricità e l'acqua demineralizzata prodotte sono utilizzate da altri impianti dello stabilimento; una quota dell'energia elettrica è anche ceduta ad Enel.

Oltre alle aree delle due centrali termiche, le seguenti altre aree fanno parte del Complesso:

- Area di deposito temporaneo dei rifiuti (di proprietà ERG, data in comodato d'uso al Complesso);
- Area con 2 vasche di ispessimento fanghi, a circa 250 m ad ovest di SA1/Nord;
- sottostazione elettrica SS1, a circa 1,3 km a sud di CTE.

1.3 Evoluzione nel tempo del Complesso IPPC

Di seguito si riportano le modifiche significative apportate al Complesso:

- 1961, entrata in esercizio di SA1/N 1;
- 1962, entrata in esercizio di CT1;
- 1963, entrata in esercizio di CT2;
- 1968, entrata in esercizio di CT3 e SA1/N 2;
- 1978, costruzione SA1/N 3;
- 1988-1989, modifiche all'impianto di combustione CT3, CT1 e SA1/N3 per utilizzo olio ad alta viscosità;
- 1990-1992, ringiovanimento tecnologico con installazione del *Distribuite Control System* (DCS) su CT1-CT2;
- 1995, passaggio da Praoil ad Agip Petroli;
- 1995, richiesta nulla osta per installazione di precipitatore elettrostatico presso la centrale termoelettrica CT1;
- Ringiovanimento tecnologico del primo gruppo della centrale SA1/Nord. Tale gruppo è stato autorizzato in regime di CIP 6 con alimentazione a solo gas di raffineria per assimilazione dello stesso a fonte rinnovabile;
- 2002, cambio di proprietà da Agip Petroli ad ERG Raffinerie Mediterranee;
- 2004, voltura da ERG Raffinerie Mediterranee a ERG Nuove Centrali.

2 DESCRIZIONE DEL CICLO PRODUTTIVO

La centrale termoelettrica a condensazione (CTE) e la centrale termoelettrica a contropressione (SA1/Nord) sono costituite da 3 gruppi termoelettrici ciascuna (CT1, CT2 e CT3 per la CTE, SA1/N 1, SA1/N 2 ed SA1/N 3 per la SA1/Nord).

Ciascun gruppo termoelettrico (a condensazione ed a contropressione) è costituito da una caldaia per la produzione di vapore surriscaldato ed una turbina, accoppiata ad un alternatore, raffreddato ad idrogeno (ad eccezione di SA1/N 1-2 che sono raffreddati ad aria), per l'espansione del vapore e conseguente produzione di energia elettrica.

La differenza sostanziale tra la CTE e la SA1/Nord è la presenza, nella prima, di un condensatore di raccolta del vapore espanso all'interno della turbina.

Le trasformazioni energetiche che si verificano all'interno delle centrali termoelettriche sono le seguenti:

- trasformazione dell'energia termica del combustibile in energia entalpica del vapore nella caldaia;
- trasformazione del salto entalpico del vapore in energia meccanica nella turbina;
- trasformazione dell'energia meccanica in energia elettrica nell'alternatore.

Le trasformazioni termodinamiche sono, nell'ordine:

- vaporizzazione dell'acqua di alimento a temperatura e pressione costante nell'evaporatore;
- surriscaldamento a pressione costante del vapore saturo secco nei surriscaldatori;
- espansione del vapore nel corpo di alta pressione della turbina;
- risurriscaldamento in caldaia del vapore spillato dal corpo ad alta pressione della turbina (solo CT 1-2-3);
- espansione del vapore nel corpo di media e bassa pressione della turbina;
- condensazione del vapore nel condensatore (solo CTE);
- preriscaldamento del condensato, a spese del calore degli spillamenti, nei preriscaldatori e preriscaldamento dell'acqua alimento a spese del calore dei fumi nell'economizzatore.

In aggiunta alle unità di processo, il Complesso include le seguenti unità ausiliarie:

- impianto per la produzione di acqua demineralizzata (SA9);
- rete di distribuzione dell'energia elettrica, costituita dalle sottostazioni elettriche SS1, SS2 ed SS3 e cabine elettriche, alcune di proprietà, altre solamente gestite per conto della Raffineria.

2.1 Centrale termoelettrica a condensazione (CTE)

La CTE ha lo scopo di produrre principalmente energia elettrica e come sottoprodotto vapore per gli usi tecnologici dei vari impianti dello stabilimento petrolchimico di Priolo. La CTE comprende a sua volta le seguenti unità:

- gruppo termoelettrico a condensazione n. 1 (CT1);
- gruppo termoelettrico a condensazione n. 2 (CT2);
- gruppo termoelettrico a condensazione n. 3 (CT3).

Di seguito è riportato l'elenco degli impianti dello stabilimento di Priolo alimentati (impianti interconnessi) dall'elettricità e dal vapore prodotti nell'impianto CTE (in grassetto sono riportate le unità del Complesso IPPC).

<i>Sigla unità</i>	<i>Descrizione Unità</i>
SA1/N	Centrale termoelettrica a contropressione
CTE	Centrale termoelettrica a condensazione
SA2	Reparto distribuzione energia elettrica
CR30	Impianto di distillazione atmosferica (<i>Topping</i>)
CR32	Impianto di trattamento acque acide, recupero sode fenoliche, ossidazione sode solfuree
CR33	Impianto <i>Visbreaking</i>
CR34	Impianto produzione zolfo
CR35	Impianto produzione MTBE
CR36	Impianto alchilazione
CR37 acido	Impianto rigenerazione acido solforico
CR37 Dea	Impianto lavaggio gas
PR1	Impianto produzione cumene
CR3/4	Stoccaggi
CR10/15	Stoccaggi semilavorati prodotti petroliferi
CR20	Impianto di distillazione atmosferica (<i>Topping</i>)
CR26	Impianto di frazionamento sotto vuoto (<i>Vacuum</i>)
CR27	Impianto di Cracking Catalitico (FCC)
CR29	Lavorazione GPL
SA9	Impianto H₂O demi
SG12	Parco serbatoi n°1
SG13	Stoccaggi
SG14	Stoccaggio prodotti petrolchimici
LLDPE	Impianto produzione polietilene
CR11/14/16/23	Impianti trattamento idrocarburi aromatici
ET1	Impianto produzione etilene

<i>Sigla unità</i>	<i>Descrizione Unità</i>
(*) CS2	Impianto conversione energia elettrica alternata in continua per impianto clorosoda
(*) CS3	Impianto clorosoda
(*) DL	Impianto produzione dicloroetano
(*) CS9	Impianto carbonati sodici
(*) CS	Impianto di demercurizzazione reflui
(*) AC19	Impianto produzione aldeide acetica
(*) PO	Impianto produzione ossido di propilene
(*) OD	Impianto produzione ossido di etilene
SG11 Criogenico	Parco serbatoi di stoccaggio criogenico
SA11/SA4 Air- Liquid	Reparto compressione idrogeno- aria
BAN	Super pontile

(*) impianti attualmente fermi e in fase di dismissione

2.1.1 Gruppo termoelettrico a condensazione n. 1 (CT1)

2.1.1.1 Descrizione del processo

Il CT1 è costituito dalle seguenti unità principali:

- caldaia monotubolare *Sulzer*, del tipo a circolazione forzata, che produce vapore all'interno dell'evaporatore e lo surriscalda all'interno del surriscaldatore;
- turbina *Siemens* a tre corpi (rispettivamente di alta, media e bassa pressione);
- alternatore *Siemens*, accoppiato alla turbina, per la produzione di elettricità;
- condensatore, per il recupero delle condense generate dall'espansione del vapore all'interno della turbina.

La caldaia è alimentata da olio combustibile a medio tenore di zolfo (MTZ, avente un contenuto massimo di S pari a 1,7%), oppure da olio combustibile a basso tenore di zolfo (BTZ, avente un contenuto massimo di S pari a 1%) alimentati rispettivamente da due serbatoi DA 305 (2000 m³) e DA 700 (1500 m³).

I serbatoi sono a loro volta alimentati dal parco serbatoi di Raffineria (SG 12).

Il gruppo CT1 può anche essere alimentato da gas di raffineria (*fuel gas*¹) direttamente dalla rete di Raffineria.

¹ *Fuel gas*, depurato dai composti dello zolfo.

Il vapore surriscaldato è totalmente utilizzato in turbina, accoppiata all'alternatore, per la produzione di elettricità. L'energia elettrica prodotta viene inviata alla rete di distribuzione (SA2) e da qui distribuita allo stabilimento e ad Enel tramite due linee ad alta tensione a 150 kV. Sono inoltre presenti due reti a media tensione da 30 kV e 10 kV per le utenze interne al Complesso.

L'alternatore è raffreddato ad idrogeno che, rispetto all'aria, consente un aumento di potenza ed un simultaneo miglioramento del rendimento.

Dallo scarico del corpo di alta pressione (AP) della turbina, il vapore surriscaldato può essere inviato direttamente a due reti di stabilimento a 18 ate e 5 ate.

Dopo l'espansione in turbina, il vapore è scaricato al condensatore raffreddato con acqua di mare. Il condensato, raccolto nel pozzo caldo del condensatore, è inviato nuovamente in caldaia dopo preriscaldamento mediante ciclo rigenerativo a sette spillamenti.

In pratica, dalla turbina viene spillato una parte del vapore da sette punti, uno nel corpo AP, quattro nel corpo a media pressione (MP) e due dal corpo a bassa pressione (BP). Il vapore spillato dai corpi MP e BP viene utilizzato per preriscaldare l'acqua di alimento caldaia, quello del primo spillamento viene inviato alla rete di stabilimento, attraverso valvole riduttrici di pressione.

Il ciclo rigenerativo permette di aumentare il rendimento dell'impianto recuperando parte del calore di condensazione che altrimenti sarebbe disperso al condensatore. Il calore recuperato è utilizzato per preriscaldare l'acqua di alimento alla caldaia. In tal modo si riduce la quantità di combustibile da consumare per produrre vapore.

Un altro vantaggio derivante dallo spillamento di una parte del vapore è quello di avere un corpo di bassa pressione della turbina ed un condensatore di dimensioni ridotte, dal momento che essi sono attraversati da una minore quantità di vapore ad alto volume specifico.

Per reintegrare la quantità di acqua persa sotto forma di vapore, in alimentazione alla caldaia viene introdotta acqua demineralizzata, derivata dalla rete di stabilimento, depurata in apposito impianto (impianto SA9), ulteriormente affinata con letti misti e stoccata in appositi serbatoi da 500 m³ ciascuno (310/A per acqua affinata e 310/B per acqua demineralizzata: uno dei due serbatoi è attualmente fuori servizio).

L'acqua è quindi preriscaldata e degasata, per eliminare l'ossigeno e l'anidride carbonica con il vapore spillato dai corpi a media e bassa pressione (MP e BP) della turbina.

Il calore residuo dei fumi di combustione è recuperato per preriscaldare l'aria comburente all'interno di un preriscaldatore (preriscaldatore *Ljungström*) in modo da migliorare la combustione e quindi il rendimento dell'impianto.

I gas di combustione della caldaia sono emessi in atmosfera dal camino CT1, previo passaggio attraverso elettrofiltro per la captazione delle polveri.

Gli effluenti liquidi sono costituiti da acqua mare (fluido di raffreddamento) e da una quota di acqua di spurgo della caldaia e di espansione degli spurghi del gruppo che sono inviati al Vallone della Neve e quindi allo scarico 20.

Lo schema semplificato del gruppo CT1 è riportato in Allegato A.25.1.

2.1.1.2 Capacità produttiva massima di progetto

La caldaia è alimentata da 17 t/h di MTZ (fino a 8 t/h di *fuel gas*, nel caso di alimentazione a *fuel gas*), ed ha una potenzialità di 250 t/h di vapore surriscaldato alla temperatura di 530°C ed alla pressione di 140 ate.

La portata massima di vapore erogabile alle reti a 5 ate e a 18 ate è pari a 60 t/h. Circa 10 t/h di acqua costituiscono lo spurgo di caldaia, mentre il condensatore è raffreddato attraverso un flusso di 11.000 m³/h di acqua mare.

La potenza termica al focolare della caldaia è pari a 197 MW.

L'alternatore *Siemens* ha una potenzialità di 93,5 MVA (75 MW).

La potenzialità elettrica del gruppo CT1 è la seguente:

- 75 MW, assumendo 0 t/h di vapore alle reti di stabilimento;
- 68 MW, assumendo 35 t/h di vapore alle reti di stabilimento.

La seguente tabella riassume il processo che avviene nell'Unità CT1:

UNITA' CT1	Gruppo termoelettrico a condensazione n.1
INGRESSO	Acqua demineralizzata Olio combustibile denso MTZ Olio combustibile denso BTZ Fuel Gas Gasolio Aria compressa (servizi e strumenti) Azoto Idrogeno Energia elettrica Acqua mare/pozzi/antincendio Prodotti chimici (manutenzione impianti)
USCITA	Energia elettrica Vapore a 18 ate Vapore a 5 ate
PROCESSI	Combustione, evaporazione ed espansione del vapore in turbina
RILASCI AERIFORMI	Camino CT1
RILASCI LIQUIDI	Spurgo caldaia e acque di raffreddamento dei condensatori

2.1.2 Gruppo termoelettrico a condensazione n.2 (CT2)

Il CT2 ha le stesse caratteristiche del CT1 in termini di descrizione e di capacità produttiva, ad eccezione dei seguenti aspetti:

- il gruppo CT2 è provvisto di due serbatoi da 200 m³ ciascuno di alimento dell'olio combustibile DA 2460 e DA 2480, che a loro volta prelevano l'olio dai serbatoi DA 305 e DA 700 del CT1;
- i gas di combustione della caldaia vengono emessi in atmosfera dal camino CT2, senza passaggio attraverso elettrofiltro.

Lo schema semplificato del gruppo CT2 è riportato in Allegato A.25.2.

La seguente tabella riassume il processo che avviene nell'Unità CT2:

UNITA' CT2	Gruppo termoelettrico a condensazione n.2
INGRESSO	Acqua demineralizzata Olio combustibile denso MTZ Olio combustibile denso BTZ Fuel Gas Gasolio Aria compressa (servizi e strumenti) Azoto Idrogeno Energia elettrica Acqua mare/pozzi/antincendio Prodotti chimici (manutenzione impianti)
USCITA	Energia elettrica Vapore a 18 ate Vapore a 5 ate
PROCESSI	Combustione, evaporazione ed espansione del vapore in turbina
RILASCI AERIFORMI	Camino CT2
RILASCI LIQUIDI	Spurgo caldaia e acque di raffreddamento dei condensatori

2.1.3 Gruppo termoelettrico a condensazione n. 3 (CT3)

2.1.3.1 Descrizione

Il CT3 è costituito dalle seguenti unità:

- caldaia *Tosi* alimentata con olio combustibile, che produce vapore all'interno dell'evaporatore e lo surriscalda all'interno del surriscaldatore;
- turbina a tre corpi *Siemens* (alta, media e bassa pressione);
- alternatore *Marelli*, accoppiato alla turbina, per la produzione di elettricità;
- condensatore, per il recupero delle condense generate dall'espansione del vapore all'interno della turbina.

La caldaia è alimentata da MTZ o BTZ.

Il gruppo CT3 può anche essere alimentato da un mix di combustibili costituito da *fuel gas* (direttamente dalla rete di raffineria) e olio combustibile.

Il vapore surriscaldato è totalmente utilizzato in turbina, accoppiata all'alternatore, per la produzione di elettricità.

Come per i gruppi CT1 e CT2, il vapore spillato dal corpo AP viene risurriscaldato in caldaia prima di essere inviato nuovamente in turbina per espandersi all'interno dei corpi MP e BP.

Dall'ingresso del corpo MP della turbina una quota di vapore può essere spillata per essere inviata alle due reti da 5 ate e 18 ate.

Il vapore spillato dai corpi MP e BP viene recuperato per riscaldare l'acqua di alimento (all'interno di due serie di preriscaldatori), costituita dalle condense raccolte dal condensatore della turbina e dalle altre parti del gruppo, e da acqua affinata derivata dall'impianto SA9. Inoltre, la condensa è preriscaldata con il vapore dai labirinti della turbina.

L'energia elettrica prodotta viene inviata alla rete di distribuzione (SA2) e da qui distribuita allo stabilimento e ad Enel tramite una rete ad alta tensione a 150 kV. Sono inoltre presenti due reti a media tensione da 30 kV e 10 kV per le utenze interne al Complesso ed alla Raffineria.

L'olio combustibile di alimento caldaia è preriscaldato da una quota di vapore spillato dalla turbina o, in alternativa, da vapore da rete 18 ate.

Il calore residuo dei fumi di combustione è recuperato per preriscaldare l'aria comburente all'interno di un preriscaldatore *Ljungström*.

I gas di combustione della caldaia sono emessi in atmosfera dal camino CT3 senza pretrattamento dei fumi.

Lo schema semplificato del gruppo CT3 è riportato in Allegato A.25.3.

2.1.3.2 Capacità produttiva

La caldaia *Tosi* è alimentata da 18 t/h di olio combustibile MTZ/BTZ (fino a 18 t/h di *fuel gas*), con possibilità di ricevere anche un'alimentazione mista olio combustibile – gas di raffineria, ha una potenzialità di 260 t/h di vapore surriscaldato alla temperatura di 538 °C ed una pressione di 141 ate.

L'alternatore *Marelli* ha una potenza di 82 MVA (70 MWe).

La portata massima di vapore risurriscaldato prodotta ed inviata al corpo MP è pari a 189,7 t/h.

La potenza termica al focolare della caldaia è pari a 219 MWt.

La potenzialità elettrica del gruppo CT3 è la seguente:

- 80 MW, con 0 t/h di vapore alle reti di stabilimento;
- 60 MW, con 100 t/h di vapore alle reti di stabilimento.

La seguente tabella riassume il processo che avviene nell'Unità CT3:

UNITA' CT2	Gruppo termoelettrico a condensazione n.3
INGRESSO	Acqua demineralizzata Olio combustibile denso MTZ Olio combustibile denso BTZ Fuel Gas Gasolio Aria compressa (servizi e strumenti) Azoto Idrogeno Energia elettrica Acqua mare/pozzi/antincendio Prodotti chimici (manutenzione impianti)
USCITA	Energia elettrica Vapore a 18 ate Vapore a 5 ate
PROCESSI	Combustione, evaporazione ed espansione del vapore in turbina
RILASCI AERIFORMI	Camino CT3
RILASCI LIQUIDI	Spurgo caldaia e acque di raffreddamento dei condensatori

2.2 Centrale termoelettrica a contropressione (SA1/Nord)

La SA/Nord produce principalmente vapore per gli usi tecnologici dei vari impianti dello stabilimento e come sottoprodotto energia elettrica. La SA1/Nord comprende a sua volta le seguenti unità:

- gruppo termoelettrico a contropressione n.1 (SA1/N 1);
- gruppo termoelettrico a contropressione n.2 (SA2/N 2);
- gruppo termoelettrico a contropressione n.3 (SA3/N 3).

Di seguito è riportato l'elenco degli impianti dello stabilimento alimentati (impianti interconnessi) dall'elettricità e dal vapore prodotti nell'impianto SA1/Nord (in grassetto sono riportate le unità del Complesso IPPC).

<i>Sigla unità</i>	<i>Descrizione Unità</i>
SA1/N	Centrale termoelettrica a contropressione
CTE	Centrale termoelettrica a condensazione
SA2	Reparto distribuzione energia elettrica
CR30	Impianto di distillazione atmosferica (Topping)
CR32	Impianto di trattamento acque acide, recupero sode fenoliche, ossidazione sode solfuree
CR33	Impianto Visbreaking
CR34	Impianto produzione zolfo
CR35	Impianto produzione MTBE
CR36	Impianto alchilazione
CR37 acido	Impianto rigenerazione acido solforico
CR37 Dea	Impianto lavaggio gas
PR1	Impianto produzione cumene
CR3/4	Stoccaggi
CR10/15	Stoccaggi semilavorati prodotti petroliferi
CR20	Impianto di distillazione atmosferica (Topping)
CR26	Impianto di frazionamento sotto vuoto (Vacuum)
CR27	Impianto di Cracking Catalitico (FCC)
CR29	Lavorazione GPL
SA9	Impianto H₂O demi
SG12	Parco serbatoi n°1
SG13	Stoccaggi
SG14	Stoccaggio prodotti petrolchimici
LLDPE	Impianto produzione polietilene
CR11/14/16/23	Impianti trattamento idrocarburi aromatici
ET1	Impianto produzione etilene
(*) CS2	Impianto conversione energia elettrica alternata in continua per impianto clorosoda
(*)CS3	Impianto clorosoda
(*)DL	Impianto produzione dicloroetano
(*)CS9	Impianto carbonati sodici
(*)CS	Impianto di demercurizzazione reflui
(*)AC19	Impianto produzione aldeide acetica
(*)PO	Impianto produzione ossido di propilene
(*)OD	Impianto produzione ossido di etilene
SG11	Parco serbatoi di stoccaggio criogenico
SA11/SA4 air liquid	Reparto compressione aria-idrogeno
BAN	Super pontile

(*) impianti attualmente fermi e in fase di dismissione

2.2.1 Gruppo termoelettrico a contropressione n. 1 (SA1/N 1)

2.2.1.1 Descrizione

Il gruppo SA1/N 1 è costituito da:

- una caldaia *Tosi*, del tipo a circolazione naturale, per la produzione di vapore surriscaldato;
- una turbina *Siemens* a contropressione, alimentata dal vapore prodotto in caldaia;
- un alternatore *Siemens*.

La caldaia è alimentata normalmente da *fuel gas*, con possibilità di ricevere in alternativa un'alimentazione mista ad olio combustibile MTZ/BTZ. L'olio è stoccato in un serbatoio da 500 m³ (D7) e uno da 1.000 m³ (D 66).

Per l'accensione dei bruciatori è utilizzato gasolio stoccato in un serbatoio di 30 m³ (D8).

L'acqua di alimento caldaia è prelevata dalla rete di acqua demineralizzata ed è stoccata all'interno di un serbatoio da 120 m³ che provvede anche all'alimentazione del secondo gruppo.

Il vapore surriscaldato si espande nella turbina a tre corpi (AP, MP e BP) a cui è accoppiato un alternatore per la produzione di energia elettrica.

Dalla turbina viene spillato vapore che è distribuito alle due reti di vapore a 18 ate da corpo AP, 5 ate da corpo MP. In alternativa, il vapore surriscaldato dalla caldaia può essere inviato, *by-passando* in testa il turboalternatore, nel collettore da 120 ate e da qui, attraverso desurriscaldamento e riduzione della pressione, alle reti di stabilimento a 18 ate e 5 ate. Sempre in configurazione di *by-pass*, è inoltre possibile alimentare la rete a 35 ate.

Prima di essere inviato in rete, il vapore cede parte del calore all'interno di due desurriscaldatori (uno per vapore AP e l'altro per vapore MP), che utilizzano come fluido refrigerante l'acqua demineralizzata destinata ad alimentare il gruppo SA1/N 2.

Il desurriscaldamento genera a sua volta vapore che viene utilizzato per riscaldare l'olio combustibile in ingresso al gruppo.

L'acqua di alimento caldaia viene sottoposta nell'ordine ai seguenti passaggi:

- preriscaldamento, con il vapore residuo dopo l'espansione nel corpo BP della turbina, all'interno di 2 preriscaldatori;
- degasaggio, insieme alle condense recuperate all'interno del gruppo, all'interno di un degasatore con vapore a bassa pressione;
- preriscaldamento, con vapore ad alta pressione spillato dalla turbina, all'interno di un preriscaldatore.

Azionando un *by-pass* presente in testa al turboalternatore, il vapore surriscaldato dalla caldaia può essere inviato direttamente, attraverso valvole riduttrici della pressione, alle reti di 18 e 5 ate.

L'impianto genera due tipi di effluenti liquidi:

- acqua di raffreddamento, scaricata nel Vallone della Neve (scarico n. 327);
- spurgo caldaia, a recupero in SA9.

Il calore residuo dei fumi è recuperato per preriscaldare l'aria comburente (preriscaldatore *Ljungström*) in modo da migliorare la combustione e quindi il rendimento dell'impianto.

Le emissioni in atmosfera dell'impianto avvengono dal camino SA1/N 1. È inoltre presente una torcia (B2) a cui sono convogliate le eventuali emissioni delle rete *fuel gas*.

Lo schema semplificato del gruppo SA1/N 1 è riportato in Allegato A.25.4.

2.2.1.2 Capacità produttiva

La caldaia è alimentata da 12 t/h di olio combustibile MTZ/BTZ (fino a 12 t/h di *fuel gas*).

La caldaia ha una potenzialità di 170 t/h di vapore surriscaldato alla temperatura di 530°C ed una pressione di 120 ate.

L'alternatore ha una potenza di 21,5 MWe (31,5 MVA, $\cos\phi$ 0,68).

La portata della rete a 18 ate è pari a 81 t/h, a cui corrisponde una portata della rete a 5 ate di 30 t/h.

In configurazione normale (turboalternatore in funzione e *by-pass* escluso) la potenza elettrica erogata è pari a 21,5 MW, ed il vapore spillato dalla turbina ha una portata di 81 t/h sulla rete a 18 ate e di 30 t/h sulla rete a 5 ate. L'energia elettrica si riduce in funzione delle portate di vapore alle reti di stabilimento.

La potenza termica al focolare è di 139 MW.

La seguente tabella riassume il processo che avviene nell'Unità SA1/N 1:

UNITA' SA1/N 1	Gruppo termoelettrico a contropressione n.1
INGRESSO	Acqua demineralizzata Olio combustibile denso MTZ Olio combustibile denso BTZ Fuel Gas Gasolio Aria compressa (servizi e strumenti) Azoto Condensa aromatici Energia elettrica Acqua mare/pozzi Prodotti chimici (manutenzione impianti)
USCITA	Energia elettrica Vapore a 120 ate Vapore a 35 ate Vapore a 18 ate Vapore a 5 ate
PROCESSI	Combustione, evaporazione ed espansione del vapore in turbina
RILASCI AERIFORMI	Camino SA1/N 1
RILASCI LIQUIDI	Spurgo caldaia e acqua di raffreddamento dei condensatori

2.2.2 Gruppo termoelettrico a contropressione n. 2 (SA1/N 2)

2.2.2.1 Descrizione

Il gruppo è costituito da:

- caldaia *Tosi*, del tipo a circolazione naturale, che produce vapore surriscaldato;
- turbina a contropressione *Tosi*;
- alternatore *T.I.B.B.*.

La caldaia è alimentata da olio combustibile MTZ/BTZ o, in alternativa, da *fuel gas*. L'olio combustibile è stoccato all'interno di un serbatoio da 500 m³ (D7) ed uno (D66) da 1000 m³. Per l'avviamento dei bruciatori viene utilizzato gasolio, prelevato a sua volta da un serbatoio da 30 m³ (D8).

Il vapore prodotto dalla caldaia si espande in una turbina a tre corpi (AP, MP e BP), accoppiata all'alternatore, per produrre energia elettrica.

Dal corpo AP sono prelevati due spillamenti, il primo per preriscaldare l'acqua di alimento caldaia con vapore alla pressione di 40 ate, il secondo per preriscaldare l'acqua d'alimento e per inviare a rete 18 ate, previo desurriscaldamento.

Dal corpo MP è spillato vapore da inviare a rete 5 ate, previo desurriscaldamento.

Dal corpo BP il vapore è recuperato per preriscaldare l'acqua di alimento.

In alternativa, il vapore surriscaldato dalla caldaia può essere inviato, *by-passando* in testa il turboalternatore, nel collettore da 120 ate e da qui, attraverso desurriscaldamento e riduzione della pressione, alle reti di stabilimento a 18 ate e 5 ate. Sempre in configurazione di *by-pass*, è inoltre possibile alimentare la rete a 35 ate.

L'acqua di alimento caldaia, prelevata dalla rete di acqua demi, è stoccata in un serbatoio da 200 m³ e viene sottoposta a:

- preriscaldamento, all'interno di tre preriscaldatori posti in serie, con il vapore a bassa pressione delle tenute e quello derivante dall'espansione nel corpo a bassa pressione della turbina;
- degasaggio, grazie al calore ottenuto dalle condense recuperate;
- preriscaldamento con vapore ad alta pressione spillato dal corpo AP della turbina.

Dai corpi ad AP e a MP sono derivate due aliquote di vapore che alimentano rispettivamente le reti a 18 ate e a 5 ate, previo desurriscaldamento. Altre due aliquote di vapore ad AP e a MP vengono derivate per preriscaldare l'acqua di alimento caldaia.

Il vapore derivato dal corpo a BP viene utilizzato per preriscaldare l'acqua demineralizzata di reintegro (da SA9) prima che questa venga inviata al degasatore, a sua volta riscaldato dall'espansione degli spurghi della caldaia, insieme alle condense raccolte dall'impianto. Il flusso in uscita dal degasatore costituisce l'alimento caldaia.

Una quota di vapore a BP viene utilizzato per preriscaldare l'aria da inviare alla caldaia.

Il calore residuo dei fumi è recuperato per preriscaldare l'aria comburente (preriscaldatore *Ljungström*) in modo da migliorare la combustione e quindi il rendimento dell'impianto.

Le emissioni in atmosfera dell'impianto avvengono dal camino SA1/N 2. È inoltre presente una torcia (B2) a cui sono convogliate le emissioni di emergenza.

Lo schema semplificato del gruppo SA1/N 2 è riportato in Allegato A.25.5.

2.2.2.2 Capacità produttiva

La caldaia è normalmente alimentata da 18 t/h di MTZ/BTZ (fino a 11 t/h di gas di raffineria nel caso di un'alimentazione mista ad olio combustibile e gas di raffineria).

La caldaia, del tipo a circolazione naturale, ha una potenzialità di 300 t/h di vapore surriscaldato alla temperatura di 538°C ed una pressione di 134 ate. L'alternatore T.I.B.B. ha una potenza di 55 MVA (47,3 MW) ($\cos\phi$ 0,86).

La portata massima di vapore erogabile sulla rete a 5 ate è pari ad 135 t/h, a cui corrisponde una portata di 55 t/h sulla rete a 18 ate. Le portate massime di vapore per ciascuna rete sono:

- rete 5 ate: 123,6 t/h
- rete 18 ate: 65 t/h
- rete a 35 ate: 40t/h

Nel caso di configurazione in *by-pass* del turboalternatore, la portata massima di vapore erogabile sulle reti di 5 ate e 18 ate è, rispettivamente, di 68 t/h e 80 t/h.

La potenza elettrica è di 47,3 MW, ottenibili con una portata di 65 t/h sulla rete a 18 ate e 124 t/h sulla rete a 5 ate. L'energia elettrica si produce in funzione delle portate di vapore alle reti di stabilimento.

La potenza termica al focolare della caldaia è di 209 MWt.

La seguente tabella riassume il processo che avviene nell'Unità SA1/N 2:

UNITA' SA1/N 2	Gruppo termoelettrico a contropressione n.2
INGRESSO	Acqua demineralizzata Olio combustibile denso MTZ Olio combustibile denso BTZ Fuel Gas Gasolio Aria compressa (servizi e strumenti) Azoto Condensa aromatici Energia elettrica Acqua mare/pozzi Prodotti chimici (manutenzione impianti)
USCITA	Energia elettrica Vapore a 120 ate Vapore a 35 ate Vapore a 18 ate Vapore a 5 ate
PROCESSI	Combustione, evaporazione ed espansione del vapore in turbina
RILASCI AERIFORMI	Camino SA1/N2
RILASCI LIQUIDI	Spurgo caldaia e acqua di raffreddamento dei condensatori

2.2.3 Gruppo termoelettrico a contropressione n. 3 (SA1/N 3)

2.2.3.1 Descrizione

Il SA1/N 3 è costituito da:

- caldaia modello *Breda*, del tipo a circolazione naturale, che produce vapore;
- turbina a contropressione *Tosi*;
- alternatore ASGEN.

La caldaia riceve un'alimentazione di olio combustibile MTZ/BTZ e può ricevere un'alimentazione mista costituita da *fuel gas* e olio combustibile. L'olio combustibile è stoccato all'interno di due serbatoi D203 A/B (1000 m³ ciascuno) e, prima di entrare in caldaia, viene preriscaldato con una parte del vapore prodotto prelevato dalla rete a 18 ate.

Il vapore prodotto dalla caldaia è inviato alla turbina a tre corpi (AP, MP, BP) all'interno dei quali si espande. Alla turbina è accoppiato l'alternatore.

Dal corpo AP della turbina viene spillato vapore in due punti: un'aliquota per preriscaldare l'acqua di alimento caldaia, l'altra da inviare alla rete a 18 ate.

Dal corpo MP viene spillato vapore da inviare alla rete a 5 ate, mentre il vapore spillato dal corpo BP preriscalda l'acqua demineralizzata in ingresso all'impianto.

In alternativa, il vapore surriscaldato dalla caldaia può essere inviato, *by-passando* in testa il turboalternatore, nel collettore da 120 ate e da qui, attraverso desurriscaldamento e riduzione della pressione, alle reti di stabilimento a 18 ate e 5 ate. Sempre in configurazione di *by-pass*, è inoltre possibile alimentare la rete a 35 ate.

L'acqua di alimento caldaia è prelevata dalla rete acqua demineralizzata e stoccata nel serbatoio D201.

Prima di entrare in caldaia, l'acqua viene nell'ordine:

- preriscaldata con vapore a bassa pressione prelevato dal corpo BP della turbina;
- degasata con vapore prelevato dalla rete a 5 ate;
- pompata dalla G201 (pompa principale azionata da apposita turbina a vapore FT201);
- preriscaldata con vapore ad alta pressione prelevato dal corpo AP della turbina.

Il calore residuo dei fumi è recuperato per preriscaldare l'aria comburente (preriscaldatore *Ljungström*) in modo da migliorare la combustione e quindi il rendimento dell'impianto.

Le emissioni in atmosfera dell'impianto avvengono dal camino SA1/N 3. È inoltre presente una torcia (B2) a cui sono convogliate le eventuali emissioni delle rete *fuel gas*.

Il camino della caldaia è dotato di un sistema di analisi fumi per controllare, in continuo, le emissioni al camino SA1/N 3. Tale sistema consente la determinazione delle concentrazioni di ossido di carbonio, biossido di zolfo, ossidi di azoto, polveri e, tramite un sistema computerizzato, effettua le medie orarie e giornaliere delle emissioni.

Lo schema semplificato del gruppo SA1/N 3 è riportato in Allegato A.25.6.

2.2.3.2 Capacità produttiva

La caldaia è normalmente alimentata da 29 t/h di olio combustibile MTZ/BTZ (in alternativa fino a 29 t/h di *fuel gas*).

La caldaia ha una potenzialità di 480 t/h di vapore surriscaldato alla temperatura di 540°C ed una pressione di 134 kg/cm². L'alternatore ha una potenza di 100 MVA.

Il vapore si espande in turbina fino alla pressione di 18 ate e 5 ate.

La portata massima di vapore erogabile sulla rete a 5 ate è pari ad 180 t/h, a cui corrisponde una portata di 80 t/h sulla rete a 18 ate. Nel caso di massima portata alla rete a 18 ate, pari a 200 t/h, la portata erogata alla rete a 5 ate è di 60 t/h: pertanto la portata complessiva in entrambi i casi è di 260 t/h.

Nel caso di configurazione in *by-pass* del turboalternatore, la portata massima di vapore erogabile sulla rete di 5 ate è di 200 t/h, sulla rete a 18 ate è di 200 t/h.

Il vapore prodotto direttamente dalla caldaia può alimentare anche le due reti di vapore a 120 ate e 35 ate, con una portata massima di 100 t/h riducendo la disponibilità di vapore per le reti a 5 e 18 ate.

La potenza elettrica è di 72 MW, ottenibili con assetto di marcia con turbopompa alimento ed una portata di 77 t/h sulla rete a 18 ate e 180 t/h sulla rete a 5 ate. L'energia elettrica si produce in funzione delle portate di vapore alle reti di stabilimento.

La potenza termica al focolare è di 325 MWt.

La seguente tabella riassume il processo che avviene nell'Unità SA1/N 3:

UNITA' SA1/N 3	Gruppo termoelettrico a contropressione n.3
INGRESSO	Acqua demineralizzata Olio combustibile denso MTZ Olio combustibile denso BTZ Fuel Gas Gasolio Aria compressa (servizi e strumenti) Azoto Condensa aromatici Energia elettrica Acqua mare/pozzi idrogeno Prodotti chimici (manutenzione impianti)
USCITA	Energia elettrica Vapore a 120 ate Vapore a 35 ate Vapore a 18 ate Vapore a 5 ate
PROCESSI	Combustione, evaporazione ed espansione del vapore in turbina
RILASCI AERIFORMI	Camino C2
RILASCI LIQUIDI	Spurgo caldaia e acqua di raffreddamento dei condensatori

2.3 Impianto per la produzione di acqua demineralizzata (SA9)

2.3.1 *Descrizione*

L'impianto produce acqua demineralizzata per le centrali termoelettriche e per gli usi tecnologici degli impianti petrolchimici dello stabilimento di Priolo.

L'acqua grezza utilizzata nel processo di demineralizzazione è una miscela di acqua di falda, estratta da pozzi, ed acqua superficiale prelevata dal bacino Ogliastro, Cava Mulini, San Cusumano, bacino Lentini.

L'impianto è costituito dalle seguenti sei sezioni:

1. **Sezione di chiarificazione e di addolcimento**, costituita da un chiariflocculatore R102 in cui viene dosato idrossido di calcio per abbattere la durezza temporanea (bicarbonati di calcio e magnesio) e cloruro ferrico.

Oltre ad un controllo strumentale di pH e torbidità, finalizzati ad ottimizzare il trattamento di chiariflocculazione, è presente un sistema di dosaggio di ipoclorito di sodio per la sterilizzazione dell'acqua in alimentazione all'impianto.

L'acqua addolcita si suddivide in due flussi, uno che alimenta la **Sezione a Scambio Ionico**, l'altro che alimenta la **Sezione ad Osmosi Inversa**.

2. **Sezione a Scambio Ionico**, dotata di 7 filtri a sabbia orizzontali (D601-607), posti in parallelo. A monte dei filtri è previsto un sistema di dosaggio di acido solforico e bisolfito di sodio allo scopo di evitare precipitazione di carbonati sui filtri a sabbia e di eliminare il cloro libero residuo presente nell'acqua, che danneggerebbe le resine a scambio ionico.

A valle del sistema di filtrazione vi sono 8 linee di resine a scambio ionico, composte da:

- 8 filtri contenenti una resina cationica forte, in parallelo fra loro (CF1-8). Le resine cationiche sono costituite da una matrice polimerica sulla quale sono inseriti gruppi ionici solfonici che trattengono i cationi disciolti (sodio, calcio, magnesio etc.). Per la rigenerazione delle resine viene utilizzata una soluzione di acido cloridrico diluito all'8% (in futuro acido solforico al 1,5%).
- Degasatori (C1D-C4D), sottovuoto, che hanno lo scopo di eliminare la CO₂ e l'O₂ presenti nell'acqua.

- 8 coppie di filtri anionici in parallelo fra loro (AD/AF1-8). Ciascuna coppia è costituita da un filtro in resina anionica debole posto in serie ad un filtro in resina anionica forte. Le resine anioniche deboli sono costituite da una matrice stirolica sulla quale sono inseriti gruppi amminici terziari che trattengono gli anioni disciolti (cloruri, solfati, nitrati etc.). Le resine anioniche forti sono caratterizzate dalla presenza di gruppi di scambio trialchil-benzil-ammonio che presentano la massima basicità e permettono di rimuovere la SiO_2 presente nell'acqua. Le resine anioniche sono rigenerate con una soluzione di soda caustica diluita al 4%.

L'acqua trattata da tali resine risulta idonea all'utilizzo in caldaie aventi una pressione massima di 60 ate, e viene inviata alla sezione di stoccaggio e rilancio nella rete di acqua demineralizzata dello stabilimento di Priolo.

3. **Sezione ad Osmosi Inversa**, basata sull'impiego di membrane semipermeabili che lasciano passare l'acqua trattenendo le sostanze che essa contiene in soluzione.

A seguito dell'osmosi inversa si ottengono due flussi:

- Soluzione diluita;
- Soluzione concentrata ("concentrato").

In tale sezione l'acqua è dapprima pre-acidificata con acido solforico, per evitare precipitazioni di carbonati, e successivamente filtrata in 3 filtri a sabbia (A001-3), di tipo verticale.

A valle dei filtri, l'acqua viene nell'ordine:

- acidificata con acido solforico, per evitare la precipitazione del carbonato di calcio anche nel concentrato (in cui la concentrazione degli ioni è quasi quattro volte quella dell'acqua in ingresso);
- addizionata di bisolfito di sodio, allo scopo di eliminare il cloro libero non tollerabile dalle membrane;
- additivata con un antincrostante, per prevenire la precipitazione di carbonato e solfato di calcio e solfati di stronzio e bario mantenendo supersatura la soluzione, agendo cioè come dispersore di cariche elettriche ed interferendo nella formazione dei cristalli molecolari.

Un successivo stadio di filtrazione di sicurezza a cartucce (A004-6) protegge le membrane di osmosi da eventuali fughe di sospensioni dai filtri a sabbia o impurezze presenti nei reagenti chimici utilizzati.

La dissalazione dell'acqua avviene in due unità di osmosi inversa (treno A e B), in parallelo, con una conversione del 75% ad acqua trattata (soluzione diluita) e 25% di concentrato.

Le membrane sono realizzate in poliammide, con struttura a fogli avvolti a spirale, e consentono una rimozione di oltre il 99% dei sali. Per ottenere la conversione del 75% le membrane sono poste in due stadi in "*Reject Staging*":

- il primo stadio, costituito da 12 *vessels* contenenti ciascuno 6 membrane, ha una conversione di circa il 50% ed il suo concentrato alimenta il secondo stadio;
- il secondo stadio, costituito da 6 *vessels* contenenti ciascuno 6 membrane, ha una conversione del 50% e porta la conversione globale fino al 75%.

In totale le membrane installate in ciascuna linea sono 108, suddivise in 72 nel primo stadio e 36 nel secondo stadio. Le membrane hanno una vita media di circa 5 anni e richiedono pulizie periodiche con soluzioni acide e/o alcaline in funzione del tipo di sporramento.

Il concentrato finale è immesso nella rete acqua pozzi di stabilimento.

L'acqua prodotta dalle unità di osmosi inversa viene inviata ad un degasatore sottovuoto (A007) e quindi alla successiva sezione di trattamento a scambio ionico denominata a "Letti Misti", al fine di ottenere acqua che può essere utilizzata nella centrale termica SA1/N.

4. ***Sezione Trattamento a "Letti Misti"***, in cui l'acqua, prodotta dalle sezioni a Scambio Ionico ed Osmosi Inversa, per essere utilizzata in caldaie a pressioni superiori a 60 ate, come quelle dell'impianto SA1/N, deve essere ulteriormente depurata in filtri a scambio ionico denominati "Letti Misti" in quanto contengono resine cationiche ed anioniche.

I filtri a "Letto Misto" sono quattro (LM 1-4) (in futuro sette), in parallelo, ed hanno una portata nominale di 200 m³/h ciascuno. I filtri permettono di ottenere acqua demineralizzata di elevata purezza (0,1 µS/cm, 15 ppb di SiO₂).

5. ***Sezione Stoccaggio e rilancio acqua demineralizzata***, in cui l'acqua prodotta dalla sezione a Scambio Ionico viene inviata in un serbatoio

di stoccaggio da 1000 m³ (D6) e successivamente pompata nella rete acqua demineralizzata dello stabilimento di Priolo.

La sezione è dotata anche di uno stoccaggio di emergenza composto da 3 serbatoi da 1000 m³ (D1-D3), posizionati in area ex Enichem Agricoltura, dotati di una apposita stazione di pompaggio che permette di rinalzare la rete acqua demineralizzata.

L'acqua demineralizzata filtrata sui letti misti è inviata ai seguenti serbatoi:

- D65 (200 m³), che alimenta la SA1/N 2;
- D6 (120 m³), che alimenta la SA1/N 1;
- D202A, D202B (500 m³ ciascuno) e D201 (150 m³) che alimentano la SA1/N 3.

6. **Sezione Trattamento reflui**, in cui convogliano i reflui delle rigenerazioni delle resine anioniche e cationiche (rispettivamente basici e acidi) per essere neutralizzati prima dello scarico.

La neutralizzazione avviene in apposita vasca di capacità utile di circa 245 m³, in cui vengono miscelati fra loro i due flussi (acido e basico).

L'eccesso finale di acidità o basicità viene neutralizzato con dosaggio, in controllo automatico di pH, di acido cloridrico o soda caustica.

Lo scarico dell'acqua di lavaggio delle resine è il 328/A.

Di seguito è riportato l'elenco degli impianti dello stabilimento alimentati dall'impianto SA9.

<i>Sigla</i>	<i>Descrizione unità</i>
SA1/Nord	Centrale termoelettrica a contropressione (Complesso IPPC)
CTE	Centrale termoelettrica a condensazione (Complesso IPPC)
SA2	Reparto distribuzione energia elettrica
CR30	Impianto di distillazione atmosferica (<i>Topping</i>)
CR32	Impianto ecologico di tratt.acque acide, sode fenoliche,sode solfuree
CR33	Impianto Visbreaking
CR34	Impianto produzione zolfo
CR35	Impianto produzione MTBE
CR36	Impianto alchilazione
CR37 acido	Impianto rigenerazione acido solforico
CR37 Dea	Impianto lavaggio gas
PR1	Impianto produzione cumene
CR20	Impianto di distillazione atmosferica (<i>Topping</i>)
CR26	Impianto di frazionamento sotto vuoto (<i>Vacuum</i>)
CR27	Impianto di Cracking Catalitico (FCC)
LAC	Laboratorio chimico
CR 3/4	Parco serbatoi di stoccaggio raffineria
LLDPE	Impianto produzione polietilene
CR14/23	Impianti trattamento idrocarburi aromatici
ETI	Impianto produzione etilene
(*)CS	Impianto clorosoda
(*)CS2	Impianto conversione energia elettrica da alternata in continua imp.CS
(*)DL	Impianto produzione dicloroetano
(*)CS9	Impianto produzione carbonati sodici
(*)PO	Impianto produzione ossido di propilene
(*)OD	Impianto produzione ossido di etilene
SG11 Criogenico	Parco serbatoi di stoccaggio criogenico
SA11/SA4	Impianto compressione aria e idrogeno
ACO	Recupero gas torcia

(*) impianti attualmente fermi e in fase di dismissione

2.3.2 Capacità produttiva

La potenzialità dell'impianto SA9 è di circa 1200 m³/h di acqua demineralizzata. Le caratteristiche di ciascuna unità in cui è suddiviso l'impianto sono come segue:

- potenzialità del chiariflocculatore: 1800 m³/h;
- potenzialità di ciascuno dei 7 filtri a sabbia (Sezione a Scambio Ionico): 200 m³/h;
- potenzialità di ciascuno degli 8 filtri di demineralizzazione (Sezione a Scambio Ionico): 200 m³/h;
- portata totale di trattamento dei degasatori (Sezione a Scambio Ionico): 1000 m³/h (2 da 400 m³/h e 1 da 200 m³/h) +1 da 200 m³/h per la sezione ad Osmosi Inversa;

- portata nominale di ciascuna coppia di filtri anionici (Sezione a Scambio Ionico): 200 m³/h;
- potenzialità di ciascuno dei 3 filtri a sabbia (Sezione ad Osmosi Inversa): 100 m³/h;
- portata di acqua demineralizzata prodotta dalle due unità di Osmosi Inversa: 200 m³/h;
- portata di concentrato finale immesso nella rete acqua pozzi di stabilimento: circa 67 m³/h;
- portata nominale di ciascuno dei quattro filtri a letto misto: 200 m³/h;
- portata massima di pompaggio di acqua demineralizzata in rete: 1200 m³/h.

2.4 Rete di distribuzione dell'energia elettrica (SA2)

La rete di distribuzione dell'energia elettrica è costituita da 3 sottostazioni SS1, SS2 e SS3 secondo la seguente configurazione:

1. SS1 ed SS2 sono dotate dei collegamenti diretti con la RTN (rete elettrica nazionale);
2. SS3 è collegata ad SS1 ed SS2, via linea interrata con cavo da 150 kV;
3. SS1 è collegata ad SS2, via linea aerea da 150 kV;
4. ad SS3 confluisce l'energia prodotta da CTE, mentre ad SS2 confluisce l'energia prodotta da SA1/N;
5. ciascuna sottostazione è provvista di trasformatori di tensione con relative cabine a tensione da 150 kV, a 30 kV e 10 kV (media tensione);
6. SS1-2-3 forniscono elettricità alle utenze interne dello stabilimento.

Alla rete elettrica sono connesse circa 100 cabine elettriche, di cui alcune sono di proprietà del Complesso, altre sono gestite da ERG Nuove Centrali per conto di ERG e Polimeri Europa.

3 MATERIE PRIME E PRODOTTI

Nella **Tabella a** sottostante si riporta il consumo delle materie prime ed ausiliarie relativi al 2005.

Tabella a - Consumo materie prime ed ausiliarie del 2005

MATERIE PRIME E AUSILIARIE	TONNELLATE/ANNO
Olio combustibile	393.062
Fuel gas	47.933
Gasolio	554
Totale materie prime	441.549
Acido solforico	69
Soda caustica	1.815
Bisolfito di sodio	37
Deossigenante	3,2
Nalco 7028 (soluzione di idrossido di sodio e fosfato trisodico)	3.164
Acido cloridrico	7.682
Alcalinizzante	8,6
Cloruro ferrico	502
Calce	2.007
Ipoclorito di sodio	74
Anitincrostante	11

3.1 Approvvigionamento e movimentazione

L'olio combustibile è fornito dal parco serbatoi della Raffineria SG 12 attraverso oleodotto gestito dalla Raffineria.

Il *fuel gas* proviene dalla Raffineria tramite gasdotto gestito dalla Raffineria.

Il gasolio è approvvigionato ai serbatoio DA307, D8 e D204 tramite autobotte.

Le sostanze chimiche utilizzate in piccole quantità (la maggior parte) sono movimentate e stoccate in *bulk* della capacità di 1 m³ ciascuno, quelle di consumo più ampio sono stoccate in serbatoi fissi (calce, idrossido di sodio, acidi, ecc.).

3.2 Stoccaggio

I combustibili liquidi (olio combustibile e gasolio) sono stoccati all'interno di serbatoi fuori terra provvisti di pozzetti di raccolta di liquidi sversati accidentalmente da essi.

Tutti i serbatoi principali sono cilindrici verticali.

La seguente tabella riporta l'elenco dei serbatoi adibiti allo stoccaggio di materie prime, combustibili e sostanze chimiche all'interno del Complesso.

Tabella b - Elenco e dati dei serbatoi

Sigla	Descrizione	Tipo	Capacità (m ³)	Diametro (mm)	Altezza (mm)	Altro
CTE						
DA-305	Olio combustibile MTZ	Verticale	2.000	13.760	14.640	Atmosferico
DA-700	Olio combustibile BTZ	Verticale	1.500	13.730	10.250	Atmosferico
DA-307	Gasolio prima accensione CT1-CT2-CT3	Verticale	50	3.500	5.500	
DA-2460	Olio combustibile MTZ per CT2	Verticale	200	5.000	10200	Atmosferico
DA-2480	Olio combustibile BTZ per CT2	Verticale	200	5.000	10.200	Atmosferico
DP-1	Acqua con tracce di olio acqua di lavaggio Ljungstrom	Orizzontale	171	3.217	3.217	
DA-307/1	Gasolio torce pilota	Verticale	2	1.100	2.200	Atmosferico
DA-150	Soluzione acido cloridrico	Verticale	20	2.500	5.150	3 ate
DA-155	Soluzione idrossido di sodio	Verticale	20	2.500	5.150	3 ate
D-103	Raccolta condense gas	Orizzontale	11,7	1.800	4.650	
D130	Acqua con tracce di olio (lavaggio Ljungstrom)	n.d.	500	n.d.	n.d.	
DA 470*	Olio combustibile	Verticale	500	n.d.	n.d.	

* serbatoio in via di realizzazione.

Tabella b - Elenco e dati dei serbatoi (continua)

Sigla	Descrizione	Tipo	Capacità (m ³)	Diametro (mm)	Altezza (mm)	Altro
SA1/N						
D8	Gasolio	Verticale	30	2.800	5.000	Atmosferico
D 66	Olio combustibile	Verticale a tetto fisso	1.000	10.400	11.880	
D7	Olio combustibile BTZ	Verticale a tetto fisso	500	8500	9.200	
D203 A	Olio combustibile	Verticale a tetto fisso	1.000	12.192	9.140	Atmosferico
D203 B	Olio combustibile	Verticale a tetto fisso	1.000	12.192	9.140	Atmosferico
D204	Gasolio	Verticale a tetto fisso	80	3.200	8.880	Atmosferico
D210	Olio turbina principale FT200	Asimmetrico	8,5	n.d.	n.d.	Atmosferico
D217	NaOH per lavaggio Ljungstrom	Cilindrico verticale	3	1.360	n.d.	
D218	Serbatoio principale olio degasificato tenuta idrogeno	Cilindrico	n.d.	n.d.	n.d.	
D219 A	Serbatoio principale olio degasificato tenuta alternatore	Cilindrico	n.d.	n.d.	n.d.	
D219 B	Serbatoio principale olio degasificato tenuta alternatore	Cilindrico	n.d.	n.d.	n.d.	
D223	Separatore gas combustibile	Cilindrico verticale	4,7	n.d.	n.d.	

Tabella b - Elenco e dati dei serbatoi (continua)

Sigla	Descrizione	Tipo	Capacità (m ³)	Diametro (mm)	Altezza (mm)	Altro
SA9						
A008	H ₂ SO ₄	Cilindrico Verticale	6	1.616	3.500	
A007	Serbatoio Acqua Permeata	Cilindrico Orizzontale	40	3.000	4.740	
A009	Serbatoio Dissoluzione NaHSO ₃ e Antincrostante	Cilindrico Verticale	5	1.412	3.000	
A010	Serbatoio Dosaggio Antincrostante	Cilindrico Verticale	3	1.210	2.500	
A011	Serbatoio Dosaggio NaHSO ₃	Cilindrico Verticale	10	1.862	3.500	
A012	Serbatoio Lavaggio Chimico	Cilindrico Verticale	5	1.800	2.200	
A014	Ipoclorito di Sodio	Cilindrico Orizzontale	35	n.d.	n.d.	
D1	Serbatoio acqua demi	Cilindrico Verticale	1.000	n.d.	n.d.	
D2	Serbatoio acqua demi	Cilindrico Verticale	1.000	n.d.	n.d.	
D3	Serbatoio acqua demi	Cilindrico Verticale	1.000	n.d.	n.d.	
D3 B	Serbatoio di servizio di idrossido di sodio	Verticale	2	1.300	1.500	
D3 A	Serbatoio di stoccaggio di idrossido di sodio	Cilindrico Verticale	40	2.800	6.500	

Tabella b - Elenco e dati dei serbatoi (continua)

Sigla	Descrizione	Tipo	Capacità (m ³)	Diametro (mm)	Altezza (mm)	Altro
SA9						
D4	Serbatoio di servizio di acido cloridrico	Verticale	8	n.d.	n.d.	
D108	Serbatoio di stoccaggio del polielettrolita	Verticale cilindrico	4	1.500	2.500	
D109 A/B	Silos della calce	Verticale cilindrico	80	3.100	9.000	
D112 A/B	Serbatoio del bisolfito sodico	Verticale cilindrico	1,1	1.000	1.430	
D113	Serbatoio di servizio del cloruro ferrico	Verticale cilindrico	n.d.	n.d.	n.d.	
A6	Vasca acqua chiarificata	Rettangolare in cemento	n.d.	n.d.	n.d.	
R102	Vasca di flocculazione	Circolare cemento	400	32.000	500	
D4 A/ B/C	Serbatoio di stoccaggio acido cloridrico	Verticale	40	2.000	6.000	
D6	Serbatoio dell'acqua demineralizzata	Verticale tetto fisso	1.000	12.192	9.140	
D202A	Serbatoio dell'acqua demineralizzata	Verticale	1.000	n.d.	n.d.	
D202B	Serbatoio dell'acqua demineralizzata	Verticale	1.000	n.d.	n.d.	
D201	Serbatoio dell'acqua demineralizzata	Verticale	150	n.d.	n.d.	

Tabella b - Elenco e dati dei serbatoi (continua)

Sigla	Descrizione	Tipo	Capacità (m ³)	Diametro (mm)	Altezza (mm)	Altro
SA9						
D101	Serbatoio di servizio del solfato ferroso	Serbatoio verticale	0,6	780	1.200	
D102	Serbatoio di servizio del solfato ferroso	Rettangolare	10	3.900	1.600	
D105 A/B	Serbatoio di stoccaggio del cloruro ferrico	Verticale cilindrico	20	2.250	4.320	
D107	Serbatoio polielettrolita concentrato	Verticale cilindrico	4	1.500	2.500	
A1	Vasca recupero delle condense degli eiettori del sistema vuoto dei degasatori	Cemento armato	180	10.000 x 6.000	3000	
A2	Vasca recupero acqua di lavaggio filtri a sabbia	Cemento armato	150	8.000 x 6.000	3000	
A3	Vasca della salamoia	Cemento armato	10	1.500 x 4.000	2000	
A4	Vasca dell'acqua di pulizia dei filtri a sabbia	Cemento armato	200	9.500 x 7.000	3000	
A5	Vasca deneutralizzazione scarichi	Cemento armato	245	24.000 x 8000	2000	
A7	Vasca fanghi	Cemento armato	8	200 (lato)	200	

4 COMBUSTIBILI UTILIZZATI

I combustibili utilizzati dal Complesso sono rappresentati dall'olio combustibile e dal *fuel gas* prodotti dalla Raffineria e consumati dagli impianti CTE e SA1/Nord.

L'olio combustibile utilizzato si differenzia in BTZ e MTZ: il BTZ è olio a basso tenore di zolfo (<1%), l'MTZ è olio a medio tenore di zolfo (<1,7%).

Di seguito si riportano i poteri calorifici inferiori (p.c.i.) dei combustibili impiegati:

- p.c.i. *fuel gas*: 10072 kcal/kg;
- p.c.i. olio combustibile: 9638 kcal/kg;
- p.c.i. gasolio: 10235 kcal/kg.

Nella **Tabella c** sono riportati i consumi massimi di combustibile utilizzato dalle centrali CTE e SA1/Nord, calcolati a partire dal p.c.i. di ciascun combustibile per la potenza termica di ciascuna centrale.

Tabella c - Combustibili impiegati dal Complesso

IMPIANTO/SERVIZIO	OLIO COMBUSTIBILE ⁽¹⁾ (t/h max)	FUEL GAS ⁽¹⁾ (t/h max)
Centrale termoelettrica (CTE) (F1)	52 ⁽²⁾	34 ⁽²⁾
Centrale termoelettrica SA1/N (F2)	59 ⁽²⁾	59 ⁽²⁾

⁽¹⁾ I consumi massimi di combustibile sono stati calcolati assumendo che tutti i gruppi termoelettrici siano in funzione.

⁽²⁾ Ipotizzando di produrre il 100% della potenza termica o con solo olio combustibile o con solo *fuel gas*.

Considerando un funzionamento massimo annuale di 8.760 ore, si ottiene un consumo massimo annuale di olio combustibile pari a 972.360 t (814.680 t di *fuel gas*).

Nella **Tabella d** si riporta la quantità di combustibili effettivamente consumata nell'anno 2005.

Tabella d: Combustibili consumati nel 2005

IMPIANTO/SERVIZIO	OLIO COMBUSTIBILE (t/anno)	FUEL GAS (t/anno)	GASOLIO (t/anno)
CTE (F1) + SA1/Nord (F2)	393.062	48.393	554

5 CONSUMO RISORSE IDRICHE

L'approvvigionamento idrico del Complesso è costituito da una quota di acqua dolce e da una di acque salate (acqua di mare).

L'acqua dolce è prelevata dalla rete di raffineria ed è costituita da:

- acqua derivata dai pozzi di raffineria (uso industriale);
- acqua derivata dal bacino Ogliaastro (4.300.000 metri cubi), Cava Mulini, San Cusumano (uso industriale).

Da queste due fonti l'acqua convoglia in un'unica condotta che approvvigiona il Complesso.

L'acqua dolce per uso industriale (Q max circa 1800 m³/h, 7.000.000 m³/anno) è inviata all'impianto SA9 per la produzione di acqua demineralizzata da cui a sua volta viene prodotto vapore all'interno delle centrali termiche.

L'acqua demineralizzata prodotta all'interno dell'impianto SA9 (circa 6.000.000 m³/anno) è utilizzata sia all'interno sia all'esterno del Complesso.

L'acqua mare è utilizzata dal Complesso come acqua di raffreddamento. L'acqua mare è prelevata dalle prese a mare CM1, CM3, CM5 e CM6 per un quantitativo pari a circa 800 Mm³/anno: circa 70% è utilizzato dalla Raffineria e da Polimeri Europa, il restante 30% (pari a circa 240 Mm³/anno) è utilizzato dal Complesso.

Nella **Tabella e** sottostante si riporta il consumo di risorse idriche del Complesso nel 2005.

Tabella e: Consumo risorse idriche nel 2005

RISORSA IDRICA	APPROVVIGIONAMENTO (m³/anno)
Acqua industriale	8.917.078
Acqua mare	215.406.044
Acqua potabile	24.060
TOTALE	224.347.182

6 BILANCIO ENERGETICO

L'energia termica consumata è derivante dal consumo di olio combustibile (OC) e *fuel gas* (FG) da parte della CTE e della SA1/Nord. L'energia elettrica consumata in parte è acquistata dalla rete Enel, in parte è una quota parte dell'energia elettrica prodotta dalle centrali.

Nella **Tabella f** è riportata la produzione di energia termica riferita all'anno 2005. Il calcolo è stato effettuato tenendo conto della produzione di vapore, riportata in tonnellate (t) ed in tonnellate equivalenti di petrolio (tep)², per l'anno 2005.

Tabella f - Energia termica prodotta nel 2005

Impianto /Servizio	Apparecchiatura	Combustibile Utilizzato	Potenza Termica al Focolare (kW)	Energia Termica Prodotta (MWh)	Quota Ceduta (MWh)
CTE (F1)	Caldaie CT1/CT2/CT3	OC e FG	603.000	140.861	140.861
SA1/Nord (F2)	Caldaie SA1/1, SA1/2, SA1/3	OC e FG	673.000	1.886.461	1.886.461
Totale			1.276.000	2.027.322	2.027.322³

(1) Dato tratto da file della dichiarazione IRE ed LT⁴ dell'anno 2005.

Nella **Tabella g** è riportata la produzione di energia elettrica riferita all'anno 2005.

² Per la conversione da tep a kcal è stato utilizzato un fattore di conversione pari a 10.000.000.

³ Al lordo di 57.942 MWh autoconsumati dalle unità del Complesso CTE (centrale termica), SA9 (impianto di demineralizzazione dell'acqua) e SA2 (centrali di trasformazione e rete interna di distribuzione).

⁴ L'indice IRE e l'indice LT costituiscono i principali indicatori di riferimento della Deliberazione 42/02 dell'AEEG "Condizioni per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione ai sensi dell'articolo 2, comma 8, del Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n.79".

Tabella g - Energia elettrica prodotta nel 2005

Impianto /Servizio	Apparecchiatura	Potenza Elettrica Nominale (kVA)	Energia Elettrica Prodotta (MWh)	Quota Ceduta a Terzi (MWh)
CTE (F1)	Alternatori CTE	269.000	580.391	524.462
SA1/Nord (F2)	Alternatori SA1/Nord	186.500	400.919	350.877
Totale		455.500	981.310	875.339⁵

Nella **Tabella h** sono riportati i consumi di energia termica ed elettrica del Complesso nel 2005.

I consumi di energia termica sono stati calcolati a partire dalle quantità di ciascun combustibile consumato moltiplicato per i rispettivi p.c.i. (vedi Capitolo 4), più la quantità di energia termica consumata sotto forma di vapore.

Inoltre è stata presa in considerazione la quantità di energia termica consumata a partire dal gasolio che alimenta il gruppo elettrogeno.

I consumi di energia elettrica sono stati calcolati sommando le quantità di energia elettrica acquistate ed autoconsumate dal Complesso.

Tabella h: Energia termica ed elettrica consumata nel 2005

Impianto/Servizio	Energia Termica Consumata (MWh)	Energia Elettrica Consumata (MWh)
CTE	2.000.460 ⁽¹⁾	55.929 ⁽¹⁾
SA1/Nord	2.547.669 ⁽¹⁾	50.042 ⁽¹⁾
Servizi ausiliari	57.942 (vapore)	10.041
	19.476 (gasolio)	
Totale	4.625.548,051	116.012

⁽¹⁾ Dato tratto da file della dichiarazione IRE ed LT dell'anno 2005.

⁵ Al lordo dell'energia elettrica ceduta agli impianti ausiliari SA9 (produzione acqua demineralizzata) e SA2 (centrali di trasformazione e rete interna di distribuzione) facenti parti del Complesso pari a 10.041.385 kWh.

7 EMISSIONI IN ACQUA

7.1 Tipologie di reflui

Il Complesso produce le seguenti tipologie di reflui:

- acque di raffreddamento, costituite dagli scarichi di acqua mare per il raffreddamento nei condensatori a valle delle turbine a vapore (scarichi continui);
- acque piovane potenzialmente oleose, raccolte dalle aree di impianto in cui è possibile la presenza di sostanze organiche (pozzetti e vasche raccolta di colaticci di natura oleosa, condensate di processo);
- acque piovane raccolte da altre aree del Complesso (scarichi discontinui);
- scarichi degli impianti di pretrattamento ed affinamento delle acque in alimento ai gruppi termici e reflui dalla rigenerazione delle resine a scambio ionico ed a letto misto dell'impianto SA9 (carichi discontinui);
- Acque civili, dai servizi.

Inoltre il Complesso genera acque oleose a seguito degli interventi di lavaggio e manutenzione delle aree di impianto.

7.1.1 *Acque di raffreddamento*

Tutte le acque di raffreddamento recapitano al canale Vallone della Neve, eccetto le acque di raffreddamento dalla centrale CT3 che convoglia direttamente a mare tramite lo scarico 24.

Sono presenti i seguenti punti di scarico delle acque di raffreddamento:

1. scarico 327 di acqua mare di raffreddamento dagli impianti SA1/N/1 e SA1/N/2, a Vallone della Neve (scarico diretto);
2. scarico 328 di acqua mare di raffreddamento dall'impianto da SA1/N/3, a Vallone della Neve (scarico diretto);
3. scarico 353 di acqua mare di raffreddamento dall'impianto CT1 e CT2, a Vallone della Neve (scarico diretto);
4. scarico 24 di acqua mare di raffreddamento dall'impianto CT3 a mare (scarico diretto).

Il Vallone della Neve scarica a sua volta le acque a mare attraverso lo scarico 20, scarico per il quale il Complesso e la Raffineria hanno richiesto alle Autorità Competenti la cointestazione dell'autorizzazione allo scarico, attualmente intestata alla sola Raffineria.

7.1.2 Acque piovane

Le acque piovane potenzialmente contaminate raccolte nell'area degli impianti di CTE sono convogliate in una vasca di raccolta che le rilancia, tramite pompe, ad una condotta della Raffineria a cui affluiscono altri reflui dello stabilimento.

Il punto di scarico dal Complesso alla condotta è il S1. La condotta di Raffineria confluisce a sua volta in una vasca di disoleazione (TAS) e da qui all'impianto di trattamento consortile (IAS).

La vasca di raccolta a monte di S1 è provvista di un troppo pieno per lo scarico diretto, in condizioni di eccessiva portata del refluo, allo scarico 24.

Per definizione il suddetto scarico è indiretto. Il contributo stimato dello scarico indiretto del Complesso rispetto al volume di acqua che entra al TAS è di circa il 2%.

Le acque piovane dall'area di SA1/Nord sono raccolte da più pozzetti e da qui sono pompate e trasportate via autobotte al TAS, ad eccezione di un unico pozzetto, ubicato in prossimità del gruppo SA1/N2, da cui l'acqua è pompata allo scarico S2 e da qui alla fogna oleosa di stabilimento.

Attualmente sono in corso lavori per collegare tutti i pozzetti di SA1/Nord alla fogna oleosa.

Le acque piovane raccolte dalle aree non occupate da impianti sono convogliate ai seguenti punti di scarico:

1. scarico 329 delle acque piovane raccolte da SA1/Nord e SA9 (Vallone della Neve);
2. scarico 325A delle acque piovane di SS2 (Vallone della Neve).

7.1.3 Acque dall'impianto di demineralizzazione delle acque

Le acque acide, provenienti dalla rigenerazione delle resine a scambio ionico e dei letti misti, convogliano all'interno di vasche di neutralizzazione (vedi descrizione impianto SA9), e da qui, attraverso una condotta interrata in vetroresina, confluiscono allo scarico 328/A.

I reflui di lavaggio delle resine a letto misto dell'impianto di affinamento dell'acqua in ingresso alla CTE vengono convogliati allo scarico 24, previo passaggio in una piccola vasca di neutralizzazione.

Infine le acque scaricate dal troppo pieno del chiariflocculatore di SA9 sono convogliate allo scarico 325C (Vallone della Neve).

7.1.4 Acque civili

Il Complesso non è provvisto di una rete di raccolta delle acque civili che sono convogliate con le acque piovane allo Scarico 24 e Vallone della Neve. E' in corso di realizzazione a cura ENI un sistema di raccolta delle acque civili con invio a fogna oleosa e quindi ad IAS.

7.2 Quantità

Nel 2005 il Complesso ha scaricato le seguenti quantità di reflui:

- scarichi acqua mare a Vallone della Neve: 215.406.044 m³;
- scarichi acque oleose a TAS: 94.862 m³.

7.3 Qualità

Nella **Tabella i** sono riportate le concentrazioni medie annuali degli inquinanti rilevati durante le campagne di monitoraggio degli scarichi diretti di acque di raffreddamento.

Tabella i: Acque di raffreddamento: Concentrazioni medie annuali degli inquinanti rilevati durante le campagne di monitoraggio nelle acque di scarico nel 2005

Parametro	Concentrazioni medie annuali (mg/l)
Azoto totale	0,250
Fosforo totale	0,063
As	0,035
Cd	0,005
Cr totale	0,011
Cu	0,012
Hg	0,001
Ni	0,011
Pb	0,010
Zn	0,031
AOX ⁽¹⁾	0,100
BTEX ⁽²⁾	0,050
Benzo(a)pirene	0,001
IPA di Borneff ⁽³⁾	0,003
Nonilfenolo	5,000
Composti organostannici	0,050
Fenoli	0,010
COT ⁽⁴⁾	54,670
Cloruri	21.240
Cianuri	0,050
Fluoruri	1,188

⁽¹⁾ AOX: composti organici alogenati

⁽²⁾ BTEX: benzene, toluene, etilbenzene, cilene

⁽³⁾ IPA: Idrocarburi policiclici aromatici

⁽⁴⁾ COT: carbonio organico totale

Nella **Tabella j** sono riportate le concentrazioni medie annuali degli inquinanti rilevati durante le campagne di monitoraggio dello scarico indiretto di acque oleose.

Tabella j: Acque oleose: Concentrazioni medie annuali degli inquinanti rilevati durante le campagne di monitoraggio nelle acque di scarico nel 2005

Parametro	Concentrazioni medie annuali (mg/l) ⁽¹⁾
Azoto totale (N)	24,89
Arsenico	0,0096
Cadmio	< l.r. ⁽²⁾
Cromo totale	0,0003
Nichel	0,0177
Piombo	0,0040
Rame	0,0074
Zinco	0,0318
Mercurio	0,0011
Cromo esavalente (Cr VI)	0,0275
Cianuri totali (CN-)	< l.r.
Cloruri (Cl-)	< l.r.
Fluoruri (F-)	1,1037
Fosforo totale (come P)	0,2638
Fenoli	3,4017
COT ⁽³⁾	38,0108
BTEX ⁽⁴⁾	10,954
Sommatoria Solventi Clorurati	<l.r.
IPA ⁽⁵⁾	0,141

(1) Le concentrazioni riportate sono riferite al flusso in ingresso al depuratore IAS, su cui è stato calcolato il contributo del Complesso (pari al 2%).

(2) <l.r.: concentrazione inferiore al limite di rilevabilità strumentale.

(3) COT: carbonio organico totale

(4) BTEX: benzene, toluene, etilbenzene, cilene

(5) IPA: Idrocarburi policiclici aromatici

8 EMISSIONI IN ATMOSFERA

Il Complesso è provvisto di 6 camini, uno per ciascuno gruppo termico, che convogliano le emissioni in atmosfera

Il camino di CT1 è munito di elettrofiltro per l'abbattimento delle polveri. Le polveri separate sono trasferite in un silo, in cui sono insaccate, e da qui smaltite in discarica (10 t/mese).

Le caratteristiche dei camini sono riportate in **Tabella k**.

Tabella k - Caratteristiche dei camini

Camino	CT1	CT2	CT3	SA1/N1	SA1/N2	SA1/N3
Altezza da quota terra (m)	50	50	50	47	50	160
Diametro del camino al punto di prelievo delle emissioni (m)	3,5	3,5	3,5	3,0	3,5	6
Portata massima (Nm ³ /h al 3% di ossigeno)	199.000	199.000	211.000	130.000	210.000	357.000
Portata massima autorizzata	199.000	199.000	211.000	130.000	210.000	357.000
Temperatura (°C)	144	159	151	159,5	140	159

I sei impianti di combustione a cui sono collegati i sei camini sono autorizzati dalla Regione Sicilia (D.R.S. n. 125 del 19 marzo 2002). L'autorizzazione in oggetto riporta:

- limiti di emissione per SO_x, NO_x, CO, composti organici volatili (COV) e polveri calcolati come rapporto ponderato tra la sommatoria delle masse di inquinanti emesse e la sommatoria dei volumi di effluenti emessi dalla Raffineria ("bolla");
- limiti per i parametri solfuro di idrogeno, composti a base di cloro, ammoniacale e sostanze inorganiche.

L'autorizzazione prevede altresì per i titolari i seguenti obblighi (riportiamo solo i requisiti applicabili al Complesso):

- il contenuto di zolfo nei combustibili deve essere non superiore al 3%;
- i serbatoi di stoccaggio devono rispettare le disposizioni del DM 12/07/90;
- il monitoraggio delle emissioni va eseguito su base semestrale.

Le concentrazioni degli inquinanti rilevate nel 2005 a seguito delle campagne di monitoraggio su ciascun camino sono riportate in **Tabella I**.

Tabella I - Emissioni convogliate da monitoraggio discontinuo – 2005 ⁽¹⁾

Parametro	u.m.	CT1	CT2	CT3	SA1/N1	SA1/N2	SA1/N3
Portata	Nm ³ /anno	864.481.461	992.821.237	234.824.882	671.062.000	757.719.680	1.703.571.896
CO	mg/Nm ³	14,300	83,885	5,000	8,600	5,000	271,525
NOx	mg/Nm ³	207	311,315	248,000	432,500	351,000	737,550
NH3	mg/Nm ³	1,000	1,150	1,800	1,000	1,450	3,150
SOx	mg/Nm ³	1842,000	2583,435	1563,000	631,000	1340,000	1433,650
COVNM ⁽²⁾	mg/Nm ³	1,800	3,500	1,550	0,760	1,750	12,265
PM	mg/Nm ³	53,900	159,965	48,200	2,350	44,450	47,185
PM10	mg/Nm ³	28,750	49,600	25,600	n.d. ⁽²⁾	20,867	19,000
Benzene	mg/Nm ³	0,0410	0,256	0,032	0,020	0,022	0,188
IPA di Borneff ⁽³⁾	mg/Nm ³	0,003	0,002	0,003	0,003	0,003	0,002
Benzo(a)pirene	mg/Nm ³	0,0005	0,0003	0,0005	0,0005	0,0005	0,0003
Cloro e composti inorganici	mg/Nm ³	2,400	4,615	1,000	1,700	4,100	7,235
Fluoro e composti inorganici	mg/Nm ³	1,000	1,000	1,000	1,000	3,000	1,000
As	mg/Nm ³	0,012	0,019	0,005	0,003	0,003	0,011
Cd	mg/Nm ³	0,002	0,011	0,002	0,002	0,002	0,011
Cr totale	mg/Nm ³	0,076	0,088	0,017	0,027	0,129	0,081
Cu	mg/Nm ³	0,010	0,020	0,005	0,003	0,018	0,124
Hg	mg/Nm ³	0,001	0,011	0,001	0,001	0,001	0,011
Ni	mg/Nm ³	0,977	1,824	1,291	0,037	1,228	1,152
Pb	mg/Nm ³	0,011	0,017	0,004	0,003	0,018	0,016
Se	mg/Nm ³	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020
Zn	mg/Nm ³	0,430	0,420	0,130	0,430	0,430	0,440

⁽¹⁾ I dati riportati sono stati presi dalla dichiarazione INES relativa all'anno 2005 per le emissioni convogliate.

⁽²⁾ COVNM: Composti Organici Volatili Non Metanici.

⁽³⁾ Il valore riportato è la somma di: Fluorantene, Benzo(b)fluorantene, Benzo(k)fluorantene, Benzo(a)pirene, Benzo(ghi)perilene, Indeno(1,2,3-cd)pirene.

Per quanto concerne CO₂, metano ed N₂O, il Complesso effettua il calcolo delle quantità annue emesse a partire dalle quantità di combustibile (olio combustibile, *fuel gas* e gasolio) consumate nell'anno di riferimento per i fattori di conversione associati a ciascun combustibile.

Nel 2005 le emissioni sono state pari a:

CO₂: 1.375.736.000 kg;

CH₄: 37.391,7 kg;

N₂O: 164.716,7 kg.

Sempre nel 2005 le emissioni totali di composti organici volatili non metanici (COVNM) sono state pari a 86.718 kg, di cui 58.430 kg dovute ad emissioni fuggitive e 159 kg da serbatoi (diffuse).

9 RIFIUTI

Riportiamo in **Tabella m** l'elenco e le quantità di rifiuti prodotte dal Complesso nel 2005.

Tabella m – tipologia e quantità dei rifiuti prodotti nell'anno 2005

Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Quantità annua prodotta [kg]	Smaltimento / recupero
05 01 03*	Morchie depositate su fondo serbatoi	Solido	57.480	Smaltimento
05 01 06*	Fanghi oleosi prodotti dalla manutenzione di impianti e apparecchiature	Solido	12.660	Smaltimento
05 01 99	Rifiuti non specificati altrimenti	Solido	1.020	Smaltimento
08 03 18	Toner per stampa esauriti	Solido	40	Smaltimento
10 01 04*	Ceneri leggere di olio combustibile e polveri di caldaia	Solido	45.380	Smaltimento
10 01 14*	Ceneri pesanti, scorie e polveri di caldaia prodotte dal coincenerimento	Solido	90.430	Smaltimento
11 01 11*	Soluzioni acquose di lavaggio, contenenti sostanze pericolose	Liquido	1.754.430	Trattamento/ smaltimento
11 01 12	Soluzioni acquose di lavaggio	Liquido	720.960	Trattamento/ smaltimento
13 02 06*	Scarti di olio sintetico per motori, ingranaggi e lubrificazione	Liquido	27.960	Recupero
13 07 01*	Olio combustibile e carburante diesel	Liquido	1.900	Trattamento/ smaltimento
15 01 02	Imballaggi in plastica	Solido	1.060	Smaltimento
15 01 03	Imballaggi in legno	Solido	660	Recupero
15 01 10*	Imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose	Solido	5.340	Smaltimento
15 02 02*	Assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri dell'olio non specificati altrimenti), stracci ed indumenti protettivi contaminate da sostanze pericolose	Solido	29.990	Smaltimento

(*) rifiuti pericolosi

Tabella m – tipologia e quantità dei rifiuti prodotti nell'anno 2005
(continua)

Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Quantità annua prodotta [kg]	Smaltimento / recupero
15 02 03	Assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri dell'olio non specificati altrimenti), stracci ed indumenti protettivi	Solido	290	Smaltimento
16 02 16	Componenti rimossi da apparecchiature fuori uso	Solido	3.640	Smaltimento
16 03 03*	Rifiuti inorganici contenenti sostanze pericolose	Solido	820	Smaltimento
16 03 05*	Rifiuti organici contenenti sostanze pericolose	Solido	2.910	Smaltimento
16 06 01*	Batterie al piombo	Solido	4.470	Recupero
16 06 02*	Batterie al nichel-cadmio	Solido	3.090	Smaltimento
16 11 05*	Rivestimenti e materiali refrattari provenienti da lavorazioni non metallurgiche	Solido	9.840	Smaltimento
17 01 01	Cemento	Solido	1.280	Smaltimento
17 01 07	Miscugli o scorie di cemento	Solido	9.550	Smaltimento
17 02 04*	Vetro, plastica e legno contenenti sostanze pericolose	Solido	6.740	Smaltimento
17 03 01*	Miscela bituminose contenenti catrami di carbone	Solido	28.270	Smaltimento
17 04 01	Rame, bronzo, ottone	Solido	3.050	Recupero
17 04 05	Ferro e acciaio	Solido	15.410	Recupero
17 04 07	Metalli misti	Solido	310	Recupero
17 04 09*	Rifiuti metallici contaminati da sostanze pericolose	Solido	100	Smaltimento
17 05 03*	terra e rocce, contenenti sostanze pericolose	Solido	2.074.950	Smaltimento
17 05 04	Terra e rocce	Solido	152.930	Smaltimento
17 06 01*	Materiali isolanti contenenti amianto	Solido	4.750	Smaltimento
17 06 03*	Altri materiali contenenti o costituiti da sostanze pericolose	Solido	62.670	Smaltimento
17 06 05*	Materiali da costruzione contenenti amianto	Solido	9.100	Smaltimento
17 09 04	Rifiuti misti dell'attività di costruzione e demolizione	Solido	2.990	Smaltimento

Tabella m – tipologia e quantità dei rifiuti prodotti nell'anno 2005
(continua)

Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Quantità annua prodotta [kg]	Smaltimento / recupero
19 09 02	Fanghi prodotti dai processi di chiarificazione	Solido	12.448.200	Smaltimento
19 12 11*	Altri rifiuti prodotti dal trattamento meccanico dei rifiuti	Solido	160	Smaltimento
20 02 01	Rifiuti biodegradabili	Solido	2.100	Smaltimento
20 03 04	Fanghi dalle fosse settiche	Solido	2.030	Smaltimento
20 01 21*	Tubi fluorescenti	Solido	170	Smaltimento

Dal luogo di produzione i rifiuti sono confezionati in adeguati contenitori per eventuale trasporto in ADR e trasportati con automezzi presso l'area adibita al deposito temporaneo rifiuti in cui vengono eseguite periodiche analisi chimiche ai fini della classificazione.

Il deposito temporaneo rifiuti è costituito da una superficie pavimentata, recintata e impermeabilizzata grazie alla presenza di uno strato in cemento, su cui sono state posate, nell'ordine, una rete elettrosaldata, una guaina in polietilene ad alta densità di 2 cm di spessore e cemento.

L'area ha una superficie di circa 600 m². I rifiuti sono depositati separatamente suddivisi per lotti di produzione all'interno di contenitori (*big bag*, fusti metallici, etc.).

Nel caso di produzione straordinaria di rifiuti (caso anomalo), lo smaltimento dei rifiuti avviene direttamente dal luogo di produzione (area di impianto) seguendo un'apposita procedura.

Inoltre, è presente il serbatoio DA 470 per il deposito temporaneo di acqua contaminata da olio e dell'acqua di lavaggio del preriscaldatore *Ljungstrom* e DP1 (serbatoio ex virgin nafta).

10 GESTIONE DEL COMPLESSO

10.1 Controlli in assetto di marcia

10.1.1 Caldaie

Le principali variabili da monitorare durante l'esercizio delle caldaie sono:

- Portata, livello, pressione, temperatura del combustibile e funzionamento pompe;
- Portata e pressione dell'aria in ingresso;
- Corretto funzionamento delle apparecchiature;
- Temperatura del vapore surriscaldato e del vapore risurriscaldato;
- Portata, temperatura e parametri chimici dell'acqua di reintegro, dell'acqua di alimentazione e dell'acqua di caldaia.

10.1.2 Turbine

Di seguito sono indicate le principali variabili da monitorare durante l'esercizio delle turbine:

- Pressione, portata e temperatura dell'olio lubrificante;
- Corretto funzionamento delle apparecchiature;
- Avviamento automatico delle pompe ausiliarie dell'olio turbina.

10.1.3 Alternatori

Le principali variabili da monitorare durante l'esercizio degli alternatori sono:

- Temperatura dell'olio di tenuta;
- Pressione, temperatura e purezza dell'idrogeno (non deve essere inferiore al 95%);
- Pulizia filtri dell'aria.

Per quanto riguarda in particolare l'utilizzo di idrogeno come refrigerante ai turboalternatori, al fine di evitare la formazione di una miscela aria/idrogeno, si impiega CO₂ come gas di lavaggio per rimuovere l'aria sia quando idrogeno è introdotto sia quando l'idrogeno è rimosso dall'alternatore.

10.2 Fermata caldaie

Per le caldaie sono previsti i seguenti tipi di fermate:

- Fermata con raffreddamento;

- Fermata temporanea;
- Fermata per rottura tubi in camera di combustione (fermata accidentale).

10.2.1 Fermata con raffreddamento

Le condizioni dell'unità produttiva in vista di una fermata per un lungo periodo della caldaia sono:

- La turbina deve essere ferma;
- Il *by-pass* del corpo AP deve essere aperto;
- Il condensatore principale deve essere in marcia, con acqua in servizio per ricevere il vapore dal *by-pass* di MP.

10.2.2 Fermata temporanea (con caldaia in pressione)

Questa procedura si applica quando si intende mettere fuori servizio la caldaia per breve tempo (da poche ore a poco più di un giorno).

10.2.3 Fermata caldaia per rottura tubi in camera di combustione

Se si verifica e si accerta una perdita in un tubo dei surriscaldatori, una volta valutata l'entità della stessa, è necessario programmare la fermata della caldaia. Se la perdita avviene in corrispondenza di un tubo bollitore, come primo effetto si ha un aumento della portata dell'acqua di alimento e contemporaneamente un abbassamento di livello nel separatore caldaia.

10.3 Avviamento

Nel presente paragrafo si riportano le procedure previste per l'avviamento delle apparecchiature principali (caldaia e turbina a vapore). Per entrambi sono previsti 2 tipi di avviamento:

- avviamento a freddo;
- avviamento a caldo.

10.3.1 Caldaie

10.3.1.1 Avviamento a freddo

Dopo una fermata per manutenzione o ispezione programmata, l'avviamento dell'apparecchiatura è successivo ai seguenti controlli:

- test di pressione per la verifica della tenuta di tutte le flange interessate dalla manutenzione;
- verifica della corretta installazione della strumentazione;

- verifica di tutti gli accessori/apparecchiature a corredo dell'apparecchiatura principale;
- verifica delle piattaforme, delle scale e dell'area adiacente all'apparecchiatura.

10.3.1.2 Avviamento a caldo

Si definisce “avviamento a caldo” o “riavviamento” l'avviamento a seguito di arresto della caldaia per un periodo di tempo non superiore a 10 minuti e quando la pressione residua nel generatore di vapore è minima (la pressione in caldaia è superiore a 70 ate).

In questo caso l'avviamento può avvenire attraverso l'accensione diretta dei bruciatori ad olio combustibile.

L'avviamento a caldo della caldaia richiede un tempo relativamente breve poiché la temperatura della turbina e la pressione residua nel generatore di vapore consentono di minimizzare i gradienti di salita di temperatura e pressione del vapore.

L'assetto di partenza del generatore di vapore è il seguente:

- Il controllore di livello del separatore caldaia e del separatore *by-pass* sono in posizione di automatico;
- Le valvole di linea dell'acqua di alimentazione sono aperte;
- La valvola dell'acqua al desurriscaldatore è chiusa;
- Le valvole di ingresso e uscita dei preriscaldatori dell'acqua di processo sono aperte;
- Le valvole di arresto del vapore surriscaldato sono chiuse;
- La valvola di *by-pass* caldaia è chiusa;
- Gli sfiati/drenaggi di avviamento della caldaia sono chiusi.

10.3.2 Turbine

10.3.2.1 Avviamento a freddo

L'avviamento a freddo può verificarsi dopo fermate prolungate (di circa 2 giorni) durante le quali vengono eseguite riparazioni. Per questa ragione è importante un controllo dell'unità prima dell'avviamento al fine di assicurare che tutte le regolazioni delle valvole e dei dispositivi di controllo siano in posizione corretta.

10.3.2.2 *Avviamento a caldo*

Le procedure di avviamento a caldo sono le stesse applicate per l'avviamento a freddo, ma ad esse vanno aggiunti i seguenti punti:

- La temperatura del vapore vivo deve essere di circa 50-100°C superiore rispetto alla temperatura momentanea media del rotore della turbina di alta pressione;
- La temperatura del vapore vivo non deve essere inferiore di 20°C della corrispondente temperatura media del rotore. In ogni caso, il vapore vivo deve essere surriscaldato.

10.4 **Interventi di manutenzione e pulizia**

10.4.1 *Manutenzione*

La fermata programmata dei singoli gruppi del Complesso è effettuata con cadenza biennale evitando la concomitante fermata di più gruppi. Durante la fermata programmata di un gruppo di centrale la fornitura delle *utilities* è garantita dagli altri gruppi in marcia, nonché dal collegamento con la rete ENEL.

Oltre alla fermata programmata, gli impianti del Complesso possono subire tempi di fermata per manutenzione ordinaria e/o straordinaria.

10.4.2 *Pulizia*

La pulizia per rimuovere la fuliggine dai camini viene fatta con cadenza biennale in occasione della fermata programmata.

La pulizia delle superfici di scambio termico delle caldaie in esercizio viene effettuata con frequenza giornaliera mediante sistemi di soffiatura a vapore in dotazione alla caldaia stessa.

Al preriscaldatore *Ljungström* in esercizio la pulizia con soffiatura viene eseguita 1 volta/turno.

In caso di sversamenti di olio la procedura prevede l'utilizzo di segatura, lavaggio della superficie interessata con acqua calda ed aggettamento della stessa per successivo invio ad impianto TAS e se necessario la bonifica del terreno.

Le aree di stoccaggio e spinta dei combustibili liquidi sono pavimentate e dotate di pozzetti di raccolta per aggettamento di eventuali perdite che vengono successivamente inviate al TAS.

Tutti gli sversamenti di acque piovane potenzialmente contenenti olio (aree di impianto) sono raccolti all'interno di aree pavimentate e provviste di cordoli; tramite autobotte le acque vengono recapitate alla fogna oleosa di raffineria che a sua volta le invia ad IAS.

In caso di sversamento accidentale di olio è presente una procedura di raffineria per la gestione dell'emergenza ai sensi di norma di legge come segue:

- se lo sversamento è avvenuto su un'area pavimentata, il liquido è raccolto e trattato come rifiuto;
- se lo sversamento è avvenuto su un'area non pavimentata, vengono adottate le misure previste dal D.Lgs. 152/06.

10.5 Sistemi di controllo

Il controllo automatico dei parametri operativi dei gruppi termoelettrici è gestito da sistemi D.C.S. (*Distributed Control System*) relativamente ai gruppi CT1-CT2-SA1/N/1, mentre gli altri gruppi sono dotati di strumentazione di controllo tradizionale di tipo "single loop" (CT3-SA1/N/2-SA1/N/3). Tali sistemi consentono di eseguire il monitoraggio continuo di tutti i parametri operativi dell'impianto ed il controllo in tempo reale del processo produttivo con azione combinata su valvole automatiche, apparecchiature elettriche ed apparecchiature a vapore.

La visione dei parametri operativi ed il loro controllo avviene attraverso l'utilizzo di videoterminali e/o monitor a quadro che visualizzano misure puntuali di impianto ed effettuano analisi storiche di dati su medio e lungo periodo.

10.5.1 *Piani analitici di controllo*

CTE e SA1/Nord

Riportiamo nella seguente tabella i parametri controllati all'interno delle centrali termiche (i controlli sono eseguiti dal laboratorio interno di Raffineria).

Tabella n – Parametri di controllo negli impianti termici

Punto	Frequenza	Determinazione
Olio lubrificante cassa turbina a vapore (CTE)	Mensile	Densità, contenuto di acqua, viscosità, peso molecolare, acidità totale
Pompa di alimentazione olio lubrificante (CTE)	Mensile	Densità, contenuto di acqua, viscosità, peso molecolare, acidità totale
Acqua caldaia (SA1/Nord)	Settimanale	Durezza calcica, durezza magnesiacca, durezza totale, alcalinità (P e M)
Acqua alimento caldaia	Settimanale	Fosfati, silice, alcalinità (P e M)
Olio lubrificante cassa turbina a vapore (SA1/Nord)	Mensile	Acidità totale, punto di infiammabilità, densità (a 15°C), viscosità, contenuto di acqua
Elettropompa di alimentazione olio lubrificante (SA1/Nord)	Mensile	Acidità totale, punto di infiammabilità, densità (a 15°C), viscosità, contenuto di acqua

SA9

Riportiamo nella seguente tabella i parametri controllati all'interno degli impianti SA9.

Tabella o - parametri di controllo in impianto SA9 (frequenza di monitoraggio settimanale)

Campione	Determinazione
Acqua grezza	Indice di permanganato, Silice Solfato, Trasparenza, Calcio, Magnesio, Alluminio, Ferro
Acqua in uscita dei filtri a sabbia	Alluminio, Ferro
Acqua ingresso ad osmosi	pH, Calcio, Magnesio, Sodio Alcalinità, Carbonati Bicarbonati, Silice, Nitrati, Solfati, Cloruri, Solidi disciolti
Acqua permeata uscita osmosi	pH, Calcio, Magnesio, Sodio Alcalinità, Carbonati Bicarbonati, Silice, Nitrati, Solfati, Cloruri, Solidi disciolti

10.6 Rete di monitoraggio

È presente una rete di monitoraggio consortile (CIPA) per tutta l'area industriale di Priolo che si occupa del monitoraggio della qualità dell'aria tramite centraline dislocate sul territorio.

Se la rete di centraline registra un superamento del limite di SO₂, ozono o NO_x si attiva un allarme. Nell'arco di circa 45 minuti l'allarme viene diramato a tutti gli stabilimenti del sito di Priolo affinché ogni stabilimento effettui le azioni di propria competenza.

Le azioni del Complesso sono disciplinate da apposito Decreto Assessoriale e di norma comportano il cambio di alimentazione (passaggio da MTZ a BTZ) o l'abbassamento del carico. A distanza di 2-5 ore dal cessato allarme (a seconda del tipo di allarme) viene ripristinato l'assetto iniziale.

10.7 Dispositivi Antincendio

Il Complesso è coperto dalla rete antincendio fissa di stabilimento per cui in caso di necessità si possono collegare manichette di emergenza alle colonnine antincendio, dotate di appositi attacchi.

Inoltre ogni reparto è dotato di estintori portatili di primo intervento e di naspi a vapore per il soffocamento dei principi di incendio.

In caso di emergenza sono inoltre disponibili i vigili del fuoco aziendali.

10.8 Dispositivi di protezione

10.8.1 Dispositivi di protezione individuale

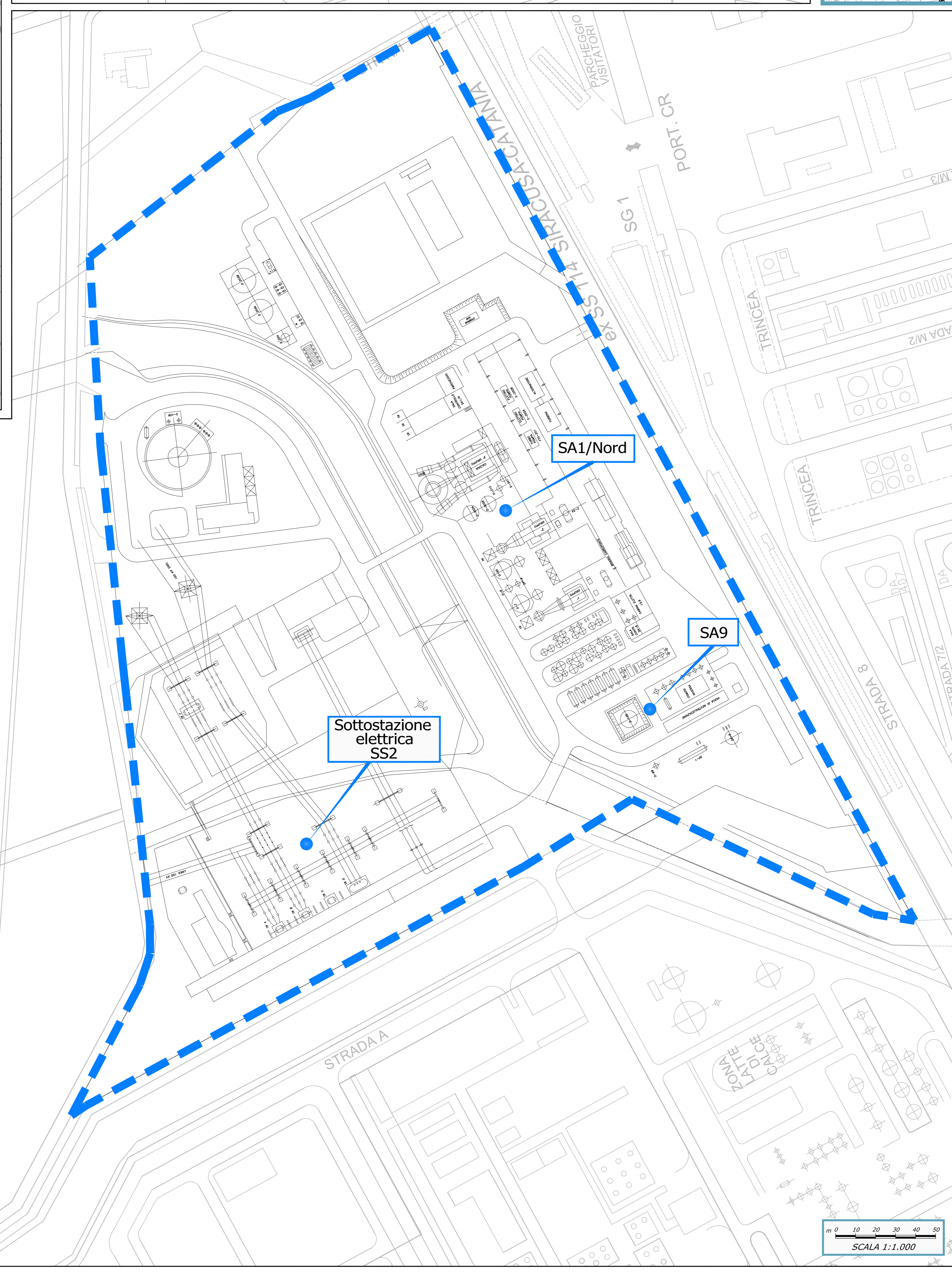
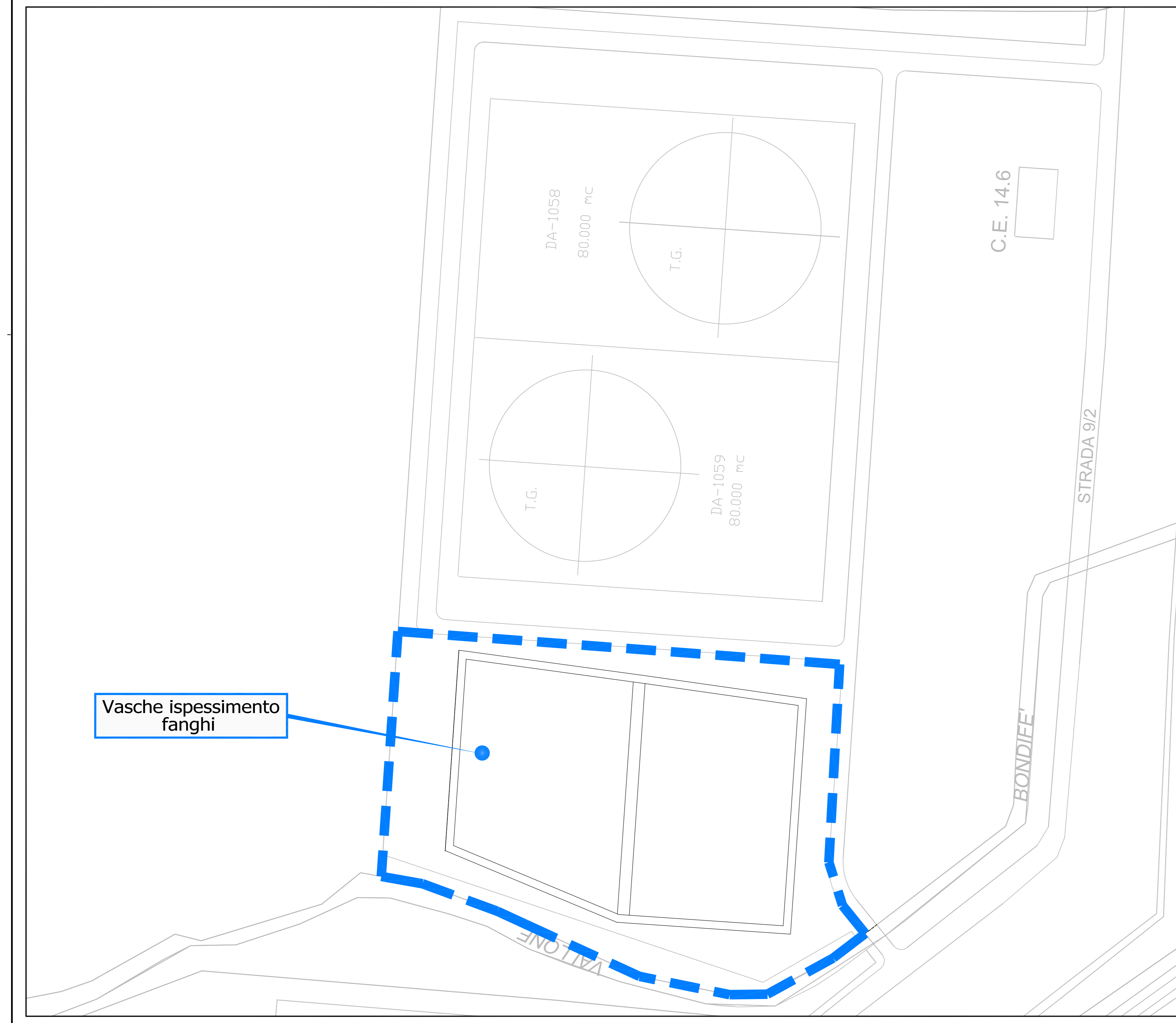
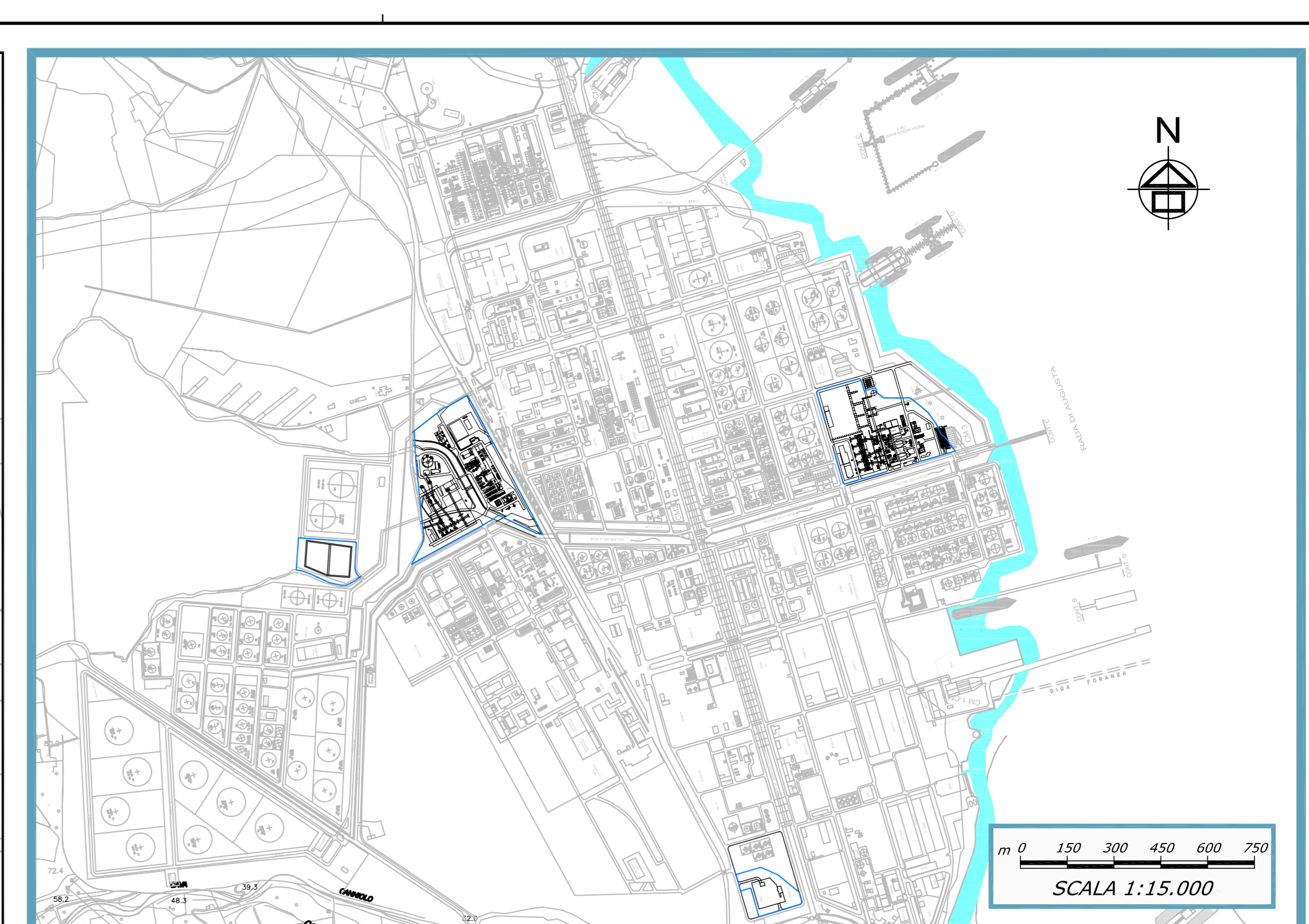
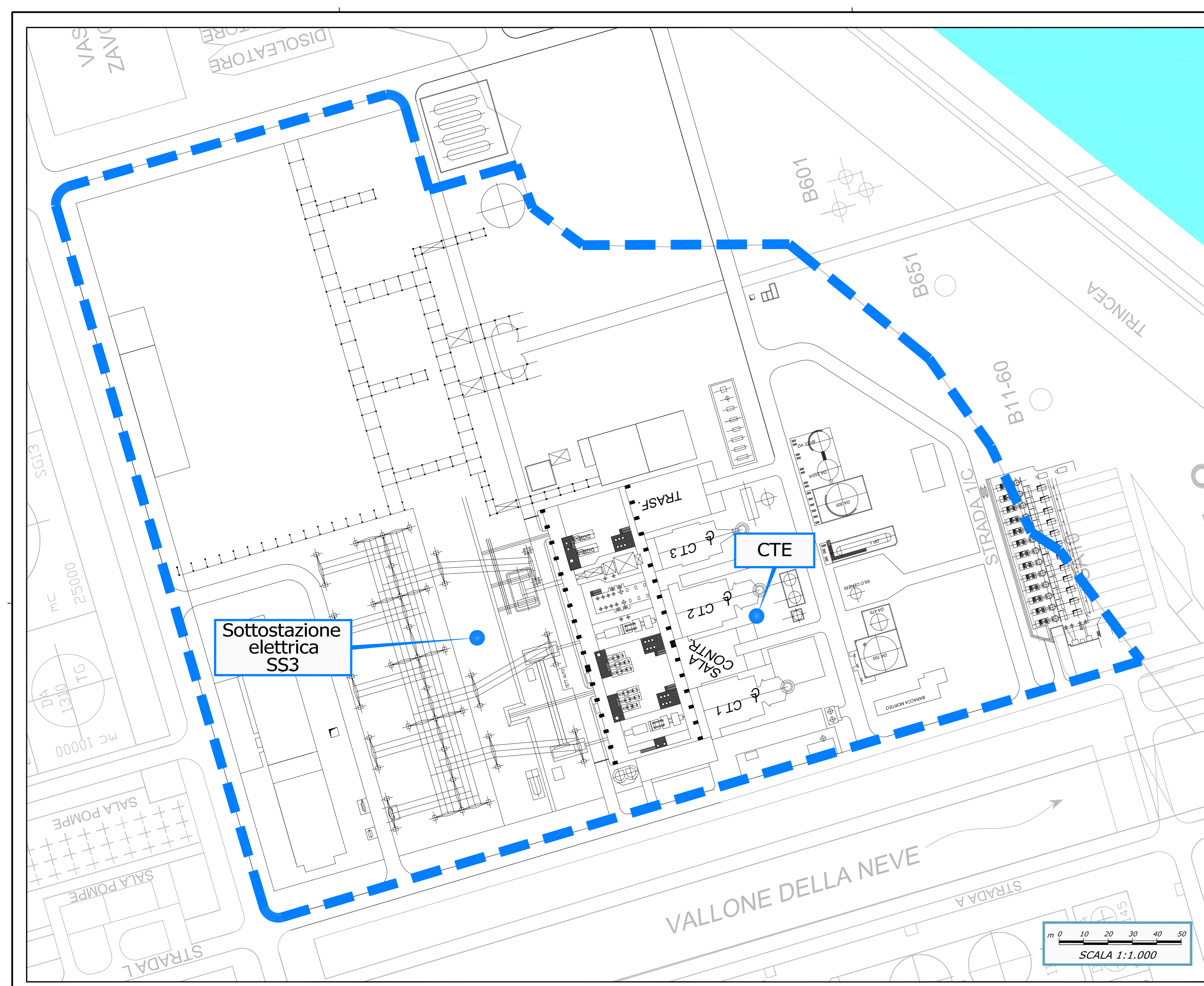
All'interno del Complesso sono presenti i seguenti dispositivi di protezione individuale (DPI):

- Maschera facciale;
- Filtro universale tipo Abek;
- Visiera paraspruzzi;
- Cuffia antirumore;
- Guanti (in cuoio, alluminizzati ed in gomma);
- Occhiali (per fuochisti, tipo Panoramette, UVEX o UNISPEK);
- Elmetto;
- Scarpe di sicurezza.

10.8.2 Dispositivi di protezione collettivi

- 5 autoprotettori ubicati armadietto dietro sala quadri;
- 1 tuta antiacido ubicata armadietto dietro sala quadri;
- 3 corpetti ignifughi con visiera ubicati armadietto dietro sala quadri;
- 3 coperte antifiamma (ubicate in prossimità del frontale delle caldaie);
- 4 docce di emergenza e lava occhi.

ALLEGATO B18



Legenda
 [Blue dashed line symbol] Complesso



ERG NUOVE CENTRALI S.p.A.

DOMANDA DI AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE

ERG NUOVE CENTRALI IMPIANTI NORD PRILO GARGALLO (SR)

OGGETTO
 PLANIMETRIA GENERALE DELLO STABILIMENTO

SCALA	VARIE	CONSULENZA		
DATA	SETTEMBRE 2006	PROGETTO		
COMMESSA	RELAZIONE	PREPARATO DA	RGA	APPROVATO DA
TAVOLA	REVISIONE			LMA
ALL. B18	0			