



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

DOMANDA DI AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE

ERG Nuove Centrali Impianti Nord

**ALLEGATO C6 – NUOVA RELAZIONE TECNICA DEI PROCESSI
PRODUTTIVI DELL’IMPIANTO DA AUTORIZZARE**

INDICE

1	INTRODUZIONE ED INFORMAZIONI GENERALI	1
1.1	Identificazione del Complesso IPPC	1
1.2	Nuovo assetto del Complesso	1
2	DESCRIZIONE DEL NUOVO ASSETTO	4
2.1	Ciclo Combinato (CCGT).....	4
2.1.1	Turbogas	6
2.1.2	Caldaia a recupero	7
2.1.3	Turbina a vapore.....	8
2.1.3.1	Reti vapore.....	8
2.1.3.2	By-pass turbina a vapore	9
2.1.4	Condensatore	10
2.1.5	Recupero condense	10
2.1.6	Sistemi ausiliari	10
2.1.6.1	Raffreddamento principale	10
2.1.6.2	Raffreddamento ausiliario	10
2.1.6.3	Sistema di alimentazione combustibile	11
2.1.6.4	Acqua demineralizzata.....	12
2.1.6.5	Reti di scarico reflui.....	12
2.1.6.6	Sistema inibitore di corrosione	13
2.1.6.7	Sistema elettrico.....	13
2.2	Centrale termica a contropressione (SA1/Nord).....	14
2.2.1	Nuovo Impianto SA1/N 3.....	14
2.2.1.1	Ambientalizzazione	15
2.2.1.2	Ripristino delle prestazioni originali	17
2.2.1.3	Modernizzazione sistema strumentazione e controllo	17
2.2.1.4	Razionalizzazione della fognatura oleosa.....	18
2.3	Impianto per la produzione di acqua demineralizzata (SA9).....	18
2.3.1	Nuovo assetto	18
2.3.1.1	Nuova stazione di preparazione dei reattivi....	19
2.3.1.2	Nuova vasca di neutralizzazione	19
2.4	Rete di distribuzione dell'energia elettrica	20
3	PRODOTTI E CONSUMI	21
3.1	Produzione e consumi delle centrali	21
3.2	Consumo di risorse idriche	23
4	EMISSIONI.....	25
4.1	Emissioni idriche	25
4.1.1	Tipologia.....	25
4.1.2	Quantità	26

4.2	Emissioni In atmosfera	26
4.2.1	CCGT	26
4.2.2	SA1/N 3	27
4.3	Rumore.....	27
4.4	Rifiuti	28
5	GESTIONE DEL COMPLESSO	30
5.1	CCGT	30
5.1.1	Avviamento	30
5.1.2	Gestione delle anomalie	30
5.1.3	Manutenzione e pulizia.....	30
5.2	Nuova SA1/N 3.....	31
5.2.1	Controllo del mix di combustibili.....	31
5.3	Dispositivi di Sicurezza	31
5.3.1	Sistema antincendio.....	31
5.3.2	Rilevazione gas.....	32

Tabelle

Tabella a	Principali componenti del nuovo gruppo termico CCGT
Tabella b	Dati di progetto del nuovo impianto SA1/N3
Tabella c	Produzione e consumi di energia di CCGT
Tabella d	Produzione e consumi di energia di SA1/N3
Tabella e	Modalità di stoccaggio delle materie prime ed ausiliarie

Allegati

Allegato C6	Planimetria generale modificata dello stabilimento
--------------------	--

1 INTRODUZIONE ED INFORMAZIONI GENERALI

La presente relazione descrive in modo sintetico l'impianto da autorizzare, in quanto non coincidente con l'impianto nel suo assetto attuale, e costituisce l'Allegato C6 – Nuova 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.

A seguito della modifica impiantistica in programma, il Complesso prevede di variare la potenza termica di combustione (intesa come potenza termica al focolare) dagli attuali 1286 MWt a 1193,4 MWt e pertanto, ai sensi dell'Allegato V del medesimo Decreto, resta un impianto soggetto ad AIA statale.

Le modifiche che portano il Complesso al nuovo assetto impiantistico sono state autorizzate con Decreto della Regione Siciliana (D.R.S.) n. 2258 del 12 ottobre 2005.

1.2 Nuovo assetto del Complesso

Ai sensi di quanto riportato nel D.R.S. n. 2258 del 12 ottobre 2005 il Complesso è autorizzato ad eseguire le seguenti modifiche:

- Dismettere i tre gruppi della centrale termica a condensazione (CTE), della potenza termica di 613 MWt complessivi, e successivamente smantellarli;
- Mettere in esercizio la nuova centrale termica a ciclo combinato (CCGT), costituita da due gruppi (CT1 e CT2) alimentati a gas naturale, della potenza termica di 868,4 MWt complessivi;
- Esercizio il gruppo 3 della centrale termica a contropressione (SA1/N 3) della potenza termica di 325 MWt;
- Mettere fuori servizio il gruppo 2 della centrale termica a contropressione (SA1/N 2) della potenza termica di 209 MWt;
- Mettere in riserva fredda il gruppo 1 della centrale termica a contropressione (SA1/N 1) della potenza termica di 139 MWt; tale gruppo potrà entrare in funzione solo durante i periodi di fuori servizio per manutenzione ordinaria e straordinaria del SA1/N 3 o di uno dei due gruppi del CCGT.

Inoltre il Complesso è autorizzato ad eseguire le suddette modifiche alle seguenti condizioni:

- Il CCGT dovrà utilizzare esclusivamente gas naturale come combustibile;
- I sistemi di combustione del CCGT dovranno adottare le migliori tecniche disponibili (BAT);
- Non dovranno essere superati i seguenti limiti di concentrazione nelle emissioni in atmosfera:
 - 1 NO_x : 40 mg/Nm³ (media oraria), 30 mg/Nm³ (media giornaliera, in condizioni di esercizio degli impianti superiori al 70% della potenza nominale);
 - 2 CO : 30 mg/Nm³ (media giornaliera);
- Dovrà essere installato un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni ai camini ai sensi di quanto previsto dal DM 21/12/1995;
- Il Complesso dovrà concordare con gli enti competenti un programma di monitoraggio della qualità dell'aria ai sensi del DM 60/2002 (centraline di monitoraggio in continuo di SO_x , NO_x , CO , polveri sottili e composti organici volatili "COV");
- Prima dell'entrata in funzione dei nuovi impianti, il Complesso dovrà eseguire un nuovo rilievo fonometrico in corrispondenza dei recettori sensibili;
- Lo smantellamento degli impianti esistenti dovrà essere conforme ad un piano concordato con le autorità;
- Il Complesso dovrà presentare un piano di massima relativo al destino dei manufatti della nuova centrale CCGT, a seguito della futura dismissione, e dovranno essere indicati gli interventi di ripristino dell'area.

Oltre alle modifiche oggetto dell'autorizzazione D.R.S. n. 2258, il nuovo assetto del Complesso comporterà i seguenti ulteriori cambiamenti:

- installazione di una nuova vasca di equalizzazione all'interno dell'impianto di produzione di acqua demineralizzata SA9;
- costruzione di un nuovo gasdotto, derivato dalla rete gas di SNAM, per l'approvvigionamento di gas naturale al CCGT;
- connessione elettrica del CCGT alla rete 150 kV esistente e realizzazione di una nuova stazione di smistamento a 380 kV;
- modifiche all'elettrodotto esistente (nuova stazione di smistamento e raccordo a 380 kV).

I lavori sull'unità SA1/N 3 saranno eseguiti in parallelo alla costruzione del nuovo CCGT. Le tempistiche previste per la realizzazione degli interventi necessari sono ad oggi¹:

- *revamping* SA1/N 3, gennaio 2008;
- fermata definitiva CTE, maggio 2008;
- avvio moduli CCGT, maggio 2008 (primo modulo) e luglio 2008 (secondo modulo).

¹ Inizialmente il Complesso aveva previsto di ultimare gli interventi entro ottobre 2007; tuttavia, dal momento che una parte dell'area su cui sorgeranno le nuove costruzioni della CCGT è sotto bonifica (area XXII), attualmente si stima che il termine delle attività slitterà di circa sette mesi. Ad oggi (settembre 2006) la bonifica dell'area interessata alla costruzione della CCGT è in corso di certificazione da parte dell'ARPA.

2 DESCRIZIONE DEL NUOVO ASSETTO

2.1 Ciclo Combinato (CCGT)

La nuova centrale è costituita da nuovi turbogruppi a ciclo combinato (CCGT) per la produzione di energia elettrica e vapore, alimentati a metano.

La sostituzione di vecchi impianti (CTE) con il CCGT a più alta efficienza ha lo scopo di favorire il risparmio energetico e di incrementare l'affidabilità nelle forniture di vapore ed energia elettrica alla raffineria.

La realizzazione del progetto comporta i seguenti vantaggi:

- maggiore flessibilità dell'impianto, in quanto il CCGT è costituito da 2 moduli indipendenti tra loro;
- maggiore rendimento in assetto cogenerativo e massima produzione elettrica a piena condensazione;
- a fronte di una riduzione della potenza termica complessiva installata, è incrementata la potenza elettrica e, conseguentemente, la produzione di energia elettrica;
- riduzione delle emissioni in atmosfera, per cui l'intervento si configura come un potenziamento con risanamento ambientale;
- miglioramento dei livelli di affidabilità della fornitura di vapore ed energia elettrica, con conseguente forte riduzione dei disservizi degli impianti presenti nello stabilimento per mancanza di tali *utilities* (vapore ed energia elettrica).

Il CCGT è progettato principalmente per fornire energia elettrica e vapore dello stabilimento ed esportare l'energia elettrica prodotta in eccesso sul mercato nazionale.

Ai sensi della delibera n. 42/02 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, la fornitura di vapore al sito multisocietario consente di classificare il nuovo impianto come cogenerativo.

Il CCGT è costituito da due treni (CT1 e CT2) ed è composto dalle seguenti apparecchiature:

- 4 turbine a gas (CTE1-11-TG-101 e CTE1-12-TG-101 per CT1, CTE2-11-TG-102 e CTE2-12-TG-102 per CT2) ciascuna da circa 75 MWe nominali;
- 4 caldaie a recupero (CTE1-31-BA-401 e CTE1-32-BA-401 per CT1, CTE2-31-BA-402 e CTE2-32-BA-402 per CT2), a tre livelli di pressione di vapore (AP, MP e BP), con risurriscaldatore e degasatore integrato;

- 2 turbine a vapore (CTE1-20-TD-201 per CT1 e CTE2-20-TD-201 per CCT2) da circa 90 MWe; ciascun gruppo è in configurazione 2 turbogas e una turbina a vapore (TG +1 TV);
- 2 condensatori ad acqua (CTE1-20-EC-301 e CTE2-20-EC-301), con sistema di raffreddamento ad acqua mare, a ciclo aperto;
- 6 generatori di corrente (4 relativi alle turbine a gas e 2 relativi alle turbine a vapore).

Le turbine a vapore sono dotate di un sistema di *by-pass* per agevolare le operazioni di avviamento e consentire il funzionamento “in isola” delle turbine a gas e delle turbine a vapore in caso di perdita del collegamento con la rete esterna.

L'impianto è dimensionato per un funzionamento continuativo al carico base ma è anche in grado di operare, secondo le esigenze imposte dalle modalità difornitura dell'energia elettrica, ai carichi parziali con elevati rendimenti.

Il sistema elettrico del CCTG è costituito da:

- 4 trasformatori elevatori per le turbine a gas; di cui 2 a tre avvolgimenti 11,5, 150, 380 kV;
- 2 trasformatori elevatori per le turbine a vapore; a tre avvolgimenti 11,5, 150, 380 kV;
- 2 trasformatori ausiliari;
- 4 trasformatori di unità per le turbine a gas;
- 2 sottostazioni alta tensione (AT), una a 380 kV di connessione con la rete nazionale, e una a 150 kV di connessione con l'anello di stabilimento.

L'Allegato C7_1 riporta lo schema semplificato del nuovo impianto CCGT (treno CT1/2).

In **Tabella a** è riportata una descrizione sintetica dei principali componenti del nuovo impianto.

Tabella a - principali componenti del nuovo impianto CCGT

Turbina a Gas	
Potenza	75 MWe nominali
Filtro aria	Multistadio
Combustibile	Gas naturale Dati di progetto: 92048 m ³ /h, 75 barg, 80°C Dati di esercizio: 86500 m ³ /h, 35 barg, da -5°C a +15°C
Sistema gas di scarico	Senza camino di by-pass
Controllo emissioni	Combustore a bassa emissione di ossidi di azoto (Dry Low NOx, "DLN2.6")
Caldia a recupero	
Configurazione	Orizzontale
Circolazione	Naturale
Livelli di pressione	Tre corpi: alta pressione (AP), media pressione (MP) e bassa pressione (BP)
Degasatore	Integrato nel corpo BP
Turbina a vapore	
Potenza	90 MWe
Configurazione	Due corpi: AP e media/bassa pressione (MP/BP) Singolo flusso Spillamento libero di vapore da corpi AP (VA) e BP (VB) Estrazione di vapore da corpo MP (VM) esterna al ciclo
Vapore IN	Vapore surriscaldato (SH): 547°C, 98,8 bara Vapore risurriscaldato (RH): 547°C, 26,4 bara Vapore BP: 270,6°C, 7,9 bara
Vapore OUT	Vapore AP: 437,2°C, 47,2 bara Vapore BP: 270,6°C, 7,9 bara
Generatori elettrici	
Potenza	93,2 MVA per i turbogas (TG) e 102 MVA per le turbine a vapore (TV)
Raffreddamento	Aria
Fattore di potenza	0,8
Condensatori	
Raffreddamento	Acqua mare
Tipologia	Doppio passaggio

2.1.1 Turbogas

La turbina a gas ("turbogas") è progettata per poter bruciare gas naturale, senza combustibile ausiliario.

L'aria ambiente, dopo essere stata filtrata grazie ad un filtro multistadio, è convogliata nella sezione d'ingresso del compressore della turbina a gas attraverso un condotto fornito di silenziatore, e da qui alle camere di combustione, in cui è iniettato il combustibile (gas naturale non preriscaldato), in combustori a bassa emissione di ossidi di azoto ("DLN").

Le camere di combustione sono disposte lungo la circonferenza del corpo di scarico del compressore. Ogni camera di combustione è dotata di 6 combustori.

I gas combustibili ad alta temperatura (1330°C) escono dalla camera di combustione ed entrano nella turbina a gas, composta di 3 stadi (AP, MP e BP) per la conversione dell'energia termica dei gas in energia meccanica.

Buona parte dell'energia sviluppata è utilizzata per muovere il compressore della turbina a gas, mentre la quota rimanente aziona il generatore per la produzione di energia elettrica (G1).

I gas combustibili fuoriescono dalla turbina a gas ad una temperatura di circa 600°C attraverso uno scarico assiale e giungono nella sezione d'ingresso della caldaia a recupero dopo avere attraversato un condotto divergente.

2.1.2 Caldaia a recupero

La caldaia a recupero è un generatore di vapore (HRSG), posto a valle della turbina a gas, a circolazione naturale, con tre livelli di pressione (AP, MP e BP) e risurriscaldatore, con degasatore integrato e preriscaldamento del condensato nella sezione finale della caldaia.

Il generatore di vapore è composto dalle seguenti parti:

1. corpo ad alta pressione (AP) alimentato da 2 pompe ad alta pressione (31-P-401A/B) di cui una in *stand-by*, che prelevano l'acqua dal corpo a bassa pressione (BP), che funge da stoccaggio dell'acqua di alimento, e la inviano all'economizzatore e quindi al corpo AP.
Il corpo AP produce vapore saturo che è inviato al surriscaldatore per raggiungere la temperatura desiderata d'ingresso in turbina.
La temperatura del vapore vivo è controllata da un attemperatore che utilizza acqua prelevata all'uscita delle pompe 31-P-401A/B.
La pressione del vapore può variare tra 97 e 118 bar.
2. corpo a media pressione (MP), alimentato da un'estrazione intermedia attraverso pompe di alimento (31-P401-A/B) di alta pressione che inviano l'acqua all'economizzatore e quindi al corpo MP.
Il vapore ottenuto è inviato al surriscaldatore e, una volta miscelato con il vapore di scarico dalla sezione AP della turbina a vapore, entra nel risurriscaldatore per raggiungere la temperatura desiderata di ingresso turbina.
La temperatura del vapore vivo è controllata da un attemperatore che utilizza acqua prelevata all'uscita dell'estrazione dalle pompe di alimento di MP.
3. sistema a bassa pressione (BP), alimentato da 2 pompe di estrazione condensato (22-P-310A/B di cui una in *stand-by*) che prelevano l'acqua dal condensatore e la inviano al preriscaldatore posto nella zona fredda della caldaia.

L'acqua d'alimento entra così nel corpo BP che funge anche da degasatore. Il corpo BP, oltre a fornire l'acqua di alimento ai livelli di pressione superiori, produce vapore saturo: una parte di questo è utilizzata per il degasaggio, la parte rimanente, dopo esser stata surriscaldata, è inviata nella sezione BP della turbina a vapore.

Le emissioni sono coltate ai camini (uno per ogni HRSG) su cui sono installati sistemi di monitoraggio fumi in continuo per rilevare le emissioni di NOx e CO.

I camini sono metallici, autoportanti, alti 60 m e provvisti di silenziatore.

2.1.3 Turbina a vapore

La turbina a vapore è composta da una cassa comprendente la sezione di alta pressione (AP) e da una cassa per la sezione di media/bassa (MP/BP) con scarico radiale al condensatore. Il funzionamento prevede i seguenti passi:

- Il vapore AP è convogliato nella sezione AP della turbina per la prima espansione;
- Il vapore in uscita da AP è miscelato con vapore prodotto dal corpo di MP della caldaia a recupero ed attraversa i banchi del risurriscaldatore della caldaia;
- Il vapore AP/MP surriscaldato in uscita dalla caldaia a recupero entra nella sezione MP/BP della turbina per espandersi con il vapore BP proveniente dalla caldaia, fino alle condizioni di pressione imposte allo scarico dal sistema di raffreddamento del vapore esausto;
- Infine il vapore, dopo essere stato scaricato dalla sezione BP, è condensato.

Nella turbina a vapore sono previsti spillamenti liberi di vapore AP e BP da inviare alle reti di stabilimento.

La parte dell'energia sviluppata dalla turbina che non viene spillata sotto forma di vapore viene utilizzata per azionare il generatore per la produzione di energia elettrica (G2).

2.1.3.1 Reti vapore

La fornitura di vapore AP avviene attraverso una stazione di riduzione ed attemperamento del vapore derivato dal collettore AP di alimento della turbina a vapore.

In condizioni di assetto "normale" per ogni singolo modulo si avrà:

- Portata normale (di progetto): 14 x 2 (28 t/h complessivi)

- Pressione operativa: 38,0 barg
- Temperatura operativa: 360°C.

La fornitura del vapore MP allo stabilimento è assicurata dalle estrazioni sulla linea del risurriscaldatore.

In condizioni normali da ogni singolo modulo si avrà:

- Portata normale (progetto): 61 x 2 (122 t/h complessivi)
- Pressione operativa: 19,0 barg
- Temperatura operativa: 240°C.

La fornitura di vapore BP è assicurata dalle estrazioni sulla linea del vapore di media pressione e dall'estrazione della turbina a vapore.

In condizioni normali da ogni singolo modulo si avrà:

- Portata normale (progetto): 10,2 x 2 (20,4 t/h complessivi)
- Pressione operativa: 7,0 barg
- Temperatura operativa: 190°C.

Grazie all'installazione delle stazioni di riduzione ed attemperamento, la fornitura di vapore alle condizioni richieste è assicurata anche in caso di fuori servizio della turbina a vapore del CCGT.

L'acqua di attemperamento è fornita dalle pompe di alimento delle caldaie a recupero o dalle pompe di estrazione condensato.

2.1.3.2 *By-pass turbina a vapore*

Sono presenti linee di *by-pass* per il vapore risurriscaldato caldo e per il vapore surriscaldato BP. Il vapore che attraversa le linee di *by-pass* è laminato e attemperato, con acqua proveniente dalle pompe di estrazione condensato, prima di essere inviato al condensatore.

Anche il vapore AP è fornito di una linea di *by-pass* che non è in linea con il condensatore, ma diretta il vapore (opportunitamente laminato e attemperato con acqua proveniente dall'estrazione intermedia dalle pompe alimento di alta pressione) attraverso il risurriscaldatore per salvaguardare il condensatore dal surriscaldamento.

Il sistema di *by-pass* vapore permette di:

- riscaldare le linee vapore;
- mandare in pressione la caldaia durante l'avviamento;
- escludere la turbina a vapore dal gruppo termico, in caso di fermata di emergenza della stessa.

2.1.4 Condensatore

Il vapore, scaricato dalla sezione BP della turbina, entra direttamente nel condensatore, raffreddato a sua volta da acqua mare, dove viene condensato e leggermente sottoraffreddato alla pressione di esercizio.

2.1.5 Recupero condense

Il sistema di recupero condense sarà costituito da:

- serbatoio di recupero 44S-101 di raccolta del condensato a 150°C;
- scambiatore di calore a fascio tubero 44-EC-101 (vapore/acqua di raffreddamento);
- serbatoio di stoccaggio delle condense 90-S-101.

Le condense recuperate vengono inviate direttamente al serbatoio 44-S-101, mantenuto alla pressione atmosferica tramite sfiato all'aria.

Allo scopo di recuperare il vapore di *flash* delle condense e di evitare il pennacchio di vapore allo sfiato, sul recipiente è installato un condensatore a ricadere dei vapori di *flash* 44-EC-101, raffreddato a sua volta tramite acqua di raffreddamento del circuito chiuso.

Il condensato è rilanciato al serbatoio 90-S-101.

2.1.6 Sistemi ausiliari

2.1.6.1 Raffreddamento principale

Il raffreddamento dei condensatori delle turbine a vapore del nuovo CCGT utilizza il sistema di raffreddamento acqua mare in ciclo aperto della CTE già presente.

Tale sistema serve inoltre un circuito secondario per il raffreddamento degli impianti ausiliari.

Rispetto al sistema già presente (vedi Allegato B.18), verranno realizzate due nuove uscite a "fontana", una per lo scarico 24 e l'altra per il Vallone della Neve con doppia "fontana".

2.1.6.2 Raffreddamento ausiliario

Il sistema di raffreddamento ausiliario consiste in un circuito chiuso, raffreddato mediante una linea proveniente dal circuito di raffreddamento principale (a ciclo aperto), con scambiatori di calore a piastre acqua mare/acqua dolce.

Il circuito secondario è costituito da una rete ad acqua addolcita, trattata ed inviata da 3 pompe di circolazione agli scambiatori di calore.

Le principali utenze servite da questo circuito sono:

- olio di lubrificazione turbine a gas, riduttore, generatore;
- olio di lubrificazione turbine a vapore e generatore;
- aria di raffreddamento generatori;
- pompe di alimento caldaie;
- sistema di campionamento caldaie.

L'acqua demineralizzata è fatta circolare da pompe in linea nella rete di distribuzione a cui sono collegate tutte le utenze che la utilizzano.

L'acqua riscaldata di ritorno dalle utenze (fino a circa 45°C) è raffreddata dall'acqua di mare proveniente dal sistema di raffreddamento principale a ciclo aperto a 35°C.

L'acqua di reintegro per compensare le perdite del circuito è fornita dalla rete di distribuzione dell'acqua demineralizzata del Complesso.

2.1.6.3 Sistema di alimentazione combustibile

Il gas naturale è prelevato dalla rete *Snam Rete Gas* ed inviato alle turbine a gas. Le principali componenti del sistema sono:

- Il nuovo metanodotto che preleva il gas dall'esistente metanodotto Snam Rete Gas n. 838 sul metanodotto già presente Carcaci – Augusta DN 500 (20") 75 bar. La nuova condotta è interrata fino alla recinzione del Complesso onde ridurre la fascia di servitù e rimanere quindi all'interno della proprietà del Demanio evitando così l'interessamento di privati. Una volta all'interno del Complesso, la linea prosegue interrata e raggiunge la stazione di riduzione della pressione da 75 a 30 bar.
- Stazione di filtrazione e misura fiscale - Il gas naturale è dapprima inviato ad un separatore liquido/gas e poi depurato mediante un separatore primario e due filtri a cartuccia. A valle è installata la stazione di misura fiscale della portata.
- Stazione di riduzione - Il gas viene inviato alla cabina di riduzione in quanto la pressione di alimentazione richiesta dalle turbine a gas deve essere regolata intorno ai 30 bar. La stazione di riduzione è costituita da 3 linee, di cui due in marcia normale, ed una stazione di riserva comune. La temperatura del gas naturale viene controllata mediante riscaldatori che garantiscono un surriscaldamento del combustibile di almeno 35°C rispetto al punto di rugiada (*dew point*) del gas alle condizioni di esercizio.

In uscita dalla stazione di riduzione la tubazione prosegue all'interno dello stabilimento fuori terra (per circa 4,5 km) utilizzando tratturi o *rack*, attraversando la ferrovia fino ad arrivare nell'area del nuovo CCGT.

I drenaggi del separatore e dei filtri sono inviati, quando necessario, ad un recipiente di raccolta atmosferico, provvisto di uno sfiato elevato, con arrestatore di fiamma, e di un attacco rapido per le operazioni di svuotamento previste con autospurgo.

Per la bonifica del sistema è utilizzato azoto proveniente da pacchi bombole.

Un gascromatografo, posto a valle del sistema di misura fiscale del gas, analizza il gas, prima dell'invio al sistema di riduzione della pressione.

La sezione di misura è dotata di valvole di blocco.

2.1.6.4 Acqua demineralizzata

L'acqua demineralizzata, necessaria come reintegro del circuito caldaie, è prelevata dalla rete esistente nella zona SA1/N e stoccata nel serbatoio 90-S-101.

Il serbatoio 90-S-101 riceve acqua demineralizzata anche dal sistema di raccolta condense. L'acqua demineralizzata è inviata al CCGT tramite tre pompe di reintegro acqua demineralizzata di cui una di riserva comune.

2.1.6.5 Reti di scarico reflui

Il CCGT è provvisto dei seguenti sistemi di raccolta, eventuale trattamento e scarico o smaltimento dei reflui:

- Fogna oleosa – il sistema raccoglie gli scarichi dalle turbine a vapore, dai turbogas, dai trasformatori, e le acque sanitarie e biologiche. Il sistema raccoglie anche le acque piovane che insistono nelle aree cordolate. La fogna oleosa riceve anche i colaticci dei prodotti chimici di additivazione caldaia e circuito di raffreddamento a ciclo chiuso. La fogna oleosa confluisce all'interno del collettore di Raffineria che a sua volta recapita i reflui all'impianto di trattamento dei reflui dello stabilimento (IAS).
- Fogna meteorica - Il sistema raccoglie le acque piovane dalle zone non cordolate e da strade, piazzali, tettoie fabbricati. L'acqua raccolta nei primi cinque minuti di pioggia (acqua di prima pioggia) è segregata ed inviata a fogna oleosa di stabilimento. Le successive acque meteoriche raccolte vengono inviate allo scarico 24 e da qui a mare.
- Gli spurghi delle caldaie e turbine a vapore vengono raccolti in due vasche di recupero dove sono attemperati con acqua dolce e successivamente

recuperati al chiariflocculatore del reparto SA9 per produrre acqua demineralizzata.

Nelle aree di stoccaggio di prodotti chimici (usati per il condizionamento delle caldaie a recupero e circuito intermedio di raffreddamento) sono presenti vasche di raccolta con rivestimento antiacido per contenere eventuali rilasci di prodotti chimici dai serbatoi. Da qui il liquido viene inviato in fogna oleosa.

Le acque di lavaggio dei turbogas sono convogliate in vasche (una in prossimità di ogni turbina a gas) da dove vengono rimosse periodicamente mediante autopurgo e smaltite come rifiuti liquidi.

È infine presente una vasca (CTE0-30-S-401) in cui vengono raccolti gli spurghi delle caldaie a recupero. Da qui l'acqua è pompata al chiariflocculatore (vedi impianto SA9).

2.1.6.6 Sistema inibitore di corrosione

Il sistema di dosaggio dell'inibitore di corrosione (CTE0-62-PK-702) è destinato alla protezione chimica del circuito chiuso di raffreddamento.

Il formulato inibitore di corrosione è a base di molibdati (NALCO 73136 o equivalente) ed è trasportato e fornito in forma di soluzione concentrata e pronta per il dosaggio in linea.

Il sistema è dimensionato per una capacità di dosaggio dell'anticorrosivo pari a $2,0 \text{ l/m}^3$ di acqua da trattare che, nell'ipotesi di eccezionali perdite di picco, è dell'ordine di $2,5 \text{ m}^3/\text{h}$ totali per i due moduli in funzione. Per la funzione richiesta sono presenti 2 serbatoi e 2 pompe di dosaggio (una operativa e l'altra in *stand-by*).

2.1.6.7 Sistema elettrico

Il sistema elettrico include le seguenti apparecchiature:

- linea elettrica in cavo a 380 kV per l'interconnessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN);
- sottostazione a 380 kV, sottostazione a 150 kV, generatori, trasformatori, quadri di distribuzione di media e bassa tensione e cavi;
- linee elettriche in cavo a 150 kV per l'interconnessione alla rete di stabilimento;
- impianti ausiliari degli edifici e delle aree di manovra e impianti di comunicazione.

È presente un generatore di emergenza a gasolio (di potenza massima pari a 1408 kW) per l'alimentazione dei carichi necessari alla fermata in sicurezza dell'impianto in caso di *black-out* della rete elettrica in alta tensione.

2.2 Centrale termica a contropressione (SA1/Nord)

Secondo quanto riportato nel D.R.S. n. 2258 del 12 ottobre 2005, il nuovo assetto della centrale SA1/Nord è il seguente:

- il gruppo 1 (SA1/N 1), della potenza termica di 139 MWt, entra in funzione solo durante i periodi di fuori servizio per attività di manutenzione ordinaria o straordinaria di SA1/N 3 o di uno dei due gruppi del nuovo CCGT (messa in riserva). Per il SA1/N 1 non sono previste modifiche impiantistiche;
- il gruppo 2 (SA1/N 2), della potenza termica di 209 MWt, fuori servizio. Per quanto disposto dal D.R.S. 2258, non è previsto lo smaltellamento dell'impianto;
- il gruppo 3 (SA1/N 3) continua ad essere in esercizio con un nuovo assetto (potenza termica pari a 325 MWt), a seguito di modifiche impiantistiche che sono descritte nei paragrafi successivi.

2.2.1 Nuovo Impianto SA1/N 3

Sull'unità termica SA1/N 3 sono previsti i seguenti interventi:

- miglioramento delle prestazioni ambientali (“*ambientalizzazione*”) della caldaia, per ridurre le emissioni in atmosfera e raggiungere i limiti della direttiva europea 2001/80/CE sui grandi impianti di combustione;
- ripristino delle prestazioni originali della caldaia;
- modernizzazione della strumentazione di controllo (*Distribuite Control System* interfacciato con computer, DCS/PLC);
- realizzazione di una nuova postazione di controllo e monitoraggio;
- razionalizzazione della fognatura oleosa.

L'impianto ha la possibilità di ricevere un'alimentazione sia a base di olio combustibile sia mista (olio combustibile e gas di raffineria).

I suddetti interventi si rendono necessari a causa dell'usura dovuta all'età dell'impianto (1978), al tipo di alimentazione ricevuto (olio combustibile ad alto tenore di vanadio), e ad alcune disfunzioni non corrette che hanno ridotto nel corso degli anni la capacità di produzione vapore della caldaia (da 480 t/h originari a 380 t/h attuali).

Il nuovo assetto prevede una portata massima di olio combustibile di 18,5 t/h, oppure di 11 t/h di *fuel gas* “lavato” (con un contenuto di 0,4% di H₂S) proveniente dalla raffineria, con possibilità di marcia in assenza di quest’ultimo, sostituito da gas naturale (portata massima di 1,4 t/h).

L’Allegato C7_2 riporta lo schema semplificato del nuovo impianto SA1/N 3.

Le prestazioni attese a seguito degli interventi indicati sono riportate in **Tabella b**.

Tabella b – Dati di progetto del nuovo impianto SA1/N3

Potenza elettrica nominale	72 MWe nominali
Calore fornito dal combustibile	337 MWt
Vapore surriscaldato prodotto	480.000 kg/h, 130 bar, 540°C
Temperatura acqua di alimento	260°C
Vapore ceduto alle reti di Stabilimento	200.000 kg/h (rete 18 bar) 50.000 kg/h (rete 5 bar)

Il nuovo impianto funziona in automatico ad una potenzialità fra il carico massimo (MCR) ed il minimo tecnico (60% del MCR).

L’unità SA1/N 3 è progettata per funzionare in modo coordinato con il nuovo CCGT, per ottimizzare il ritorno economico derivante dalla vendita di energia elettrica.

La nuova SA1/N 3 è chiamata ad assolvere alle seguenti funzioni:

- fornire il complemento di vapore necessario alla raffineria, con l’eventuale messa in funzione di SA1/N 1 nel caso di fermata di uno o più gruppi di CCGT o fino a quando l’unità CCGT non sarà in esercizio commerciale;
- integrare la quantità di vapore fornita alla raffineria nei periodi in cui l’unità CCGT deve massimizzare la produzione di energia elettrica riducendo la quantità di vapore prodotta.

2.2.1.1 Ambientalizzazione

L’ambientalizzazione della caldaia consiste nei seguenti accorgimenti:

- sostituzione dei 9 bruciatori attuali con bruciatori a bassa emissione di ossidi di azoto (bruciatori “*Low NOx*”, *LNB*) per riduzione delle emissioni gassose di NOx e polveri.

La temperatura di combustione è di circa 1290-1310°C.

Ogni bruciatore è munito di accenditori ad alta energia, rilevatori di fiamma (un rilevatore ultravioletto, “UV” ed uno ad infrarosso, “IR”).

- installazione di un precipitatore elettrostatico (“ESP”) per la riduzione delle emissioni di polveri nei fumi in uscita dai due riscaldatori ad aria (RA) convogliati in un’unica condotta al camino SA1/N 3.

Per ridurre il contenuto di polveri da 100 mg/Nm³ a 50 mg/Nm³ sono stati inseriti i seguenti componenti:

1. un precipitatore elettrostatico (“ESP”);
2. un sistema di raccolta ed evacuazione delle polveri raccolte dall’ESP;
3. un ventilatore *booster* (portata massima di 420.000 Nm³/h) da posizionare a valle dell’ESP con la funzione di far fronte all’aumento delle perdite di carico dovute all’inserimento dell’ESP ed alla sostituzione dei bruciatori;
4. *bypass* del ventilatore *booster* per permettere il funzionamento a carico parziale, in caso di avaria dello stesso.

I due condotti fumi si riuniscono in una condotta unica per invio all’ESP.

Allo scopo di permettere un’eventuale manutenzione del *booster* senza ricorrere alla fermata della caldaia, il *booster* è dotato di serrande di intercettazione e di *bypass* con serranda.

L’ESP è provvisto di tramogge con pareti inclinate e riscaldate elettricamente per evitare la possibile formazione di condensa con conseguente adesione delle ceneri alle pareti.

L’evacuazione delle ceneri avviene in continuo, direttamente per caduta da ogni coppia di tramogge verso un contenitore di raccolta posto al di sotto del filtro.

La quantità prevista di cenere massima da evacuare, ammesso un abbattimento dell’ESP pari a 100%, è pari a 45 kg/h (1,1 t/g).

- alimentazione della caldaia con un mix di combustibili adeguato (*fuel gas*, olio combustibile BTZ o MTZ e metano) per la riduzione delle emissioni di polveri ed SO_x.

Utilizzando solo BTZ, l’obiettivo di non oltrepassare il limite di SO_x di 1460 mg/Nm³ non è raggiungibile. Pertanto, in caso di mancanza di gas di raffineria, è necessario alimentare la caldaia a gas naturale.

Gli interventi adottati sulle singole linee hanno incluso:

1. gas naturale - la nuova linea del gas naturale è staccata dal collettore di alimentazione della nuova centrale CCGT, a valle della stazione di misura fiscale. La pressione al punto di stacco è di 35 bar;

2. *fuel gas* (da raffineria) - sulla linea di adduzione del gas di raffineria è installato un analizzatore in continuo del contenuto di H₂S, potere calorifico inferiore e densità;
3. olio combustibile BTZ - il sistema esistente di filtrazione (DF201A/B) e di pompaggio (G209 A/B/C) è dedicato alla sola spinta di BTZ dal serbatoio D203B (portata massima di 28,5 t/h).
4. olio combustibile MTZ - il sistema MTZ è intercettato alle pompe G209 A/B/C tramite la valvola manuale posta sulla linea del serbatoio di MTZ (D203A) immediatamente a monte della congiunzione con la linea di aspirazione dal serbatoio D203B e spinto da un nuovo gruppo di pompaggio. Sulla mandata del gruppo di pompaggio è installato un misuratore di portata di BTZ per il controllo del mix di oli.

La nuova linea è dotata di misuratore di portata per il controllo del mix dei combustibili che, tramite una valvola di controllo, può ridurre la portata di MTZ ricircolandolo al serbatoio.

Le linee di mandata dei due gruppi di pompaggio (olio BTZ ed olio MTZ) si congiungono sulla linea preesistente, a monte dei riscaldatori E208A/B, per essere inviate ai bruciatori alla temperatura di 120°C.

2.2.1.2 Ripristino delle prestazioni originali

Il ripristino delle prestazioni originali è stato raggiunto attraverso i seguenti interventi:

- pulizia a ferro vivo di tutte le superfici di scambio della caldaia;
- pulizia a fondo delle superfici di scambio dei riscaldatori aria rigenerativi (RAH);
- ripristino delle tenute e riallineamento dei RAH;
- ripristino della temperatura finale dell'acqua di alimento;
- modifiche ai soffiatori di fuliggine della caldaia e dei RAH.

2.2.1.3 Modernizzazione sistema strumentazione e controllo

Per la modernizzazione sono stati eseguiti i seguenti interventi:

- ristrutturazione della Sala Controllo;
- sostituzione della strumentazione in campo;
- realizzazione di una sala tecnica unica, comune con il gruppo SA1/N 1;

- modifiche al sistema elettrico (inserimento di nuove celle a 6 kV, sostituzione quadro Power Center ed inserimento di un nuovo monitor di controllo).

2.2.1.4 Razionalizzazione della fognatura oleosa

Gli interventi di razionalizzazione previsti consistono in:

- collettamento dei pozzetti esistenti di raccolta dei reflui oleosi;
- installazione di pompe di rilancio;
- costruzione di tubazioni di collegamento tra le mandate delle pompe e il collettore della fogna oleosa di Raffineria.

2.3 Impianto per la produzione di acqua demineralizzata (SA9)

L'impianto di produzione di acqua demineralizzata per le centrali termoelettriche CCGT e SA1/N 3 e per gli usi tecnologici dello stabilimento è costituito, nell'ordine, dalle seguenti sei sezioni (rimandiamo all'allegato B.18 per una trattazione approfondita):

- Chiarificazione e di addolcimento;
- Scambio Ionico;
- Osmosi Inversa;
- Letti Misti;
- Stoccaggio e rilancio acqua demineralizzata;
- Trattamento dei reflui.

L'Allegato C7_3 riporta lo schema semplificato del nuovo impianto SA9.

2.3.1 Nuovo assetto

Le modifiche dell'impianto di demineralizzazione hanno lo scopo di poter alimentare l'impianto sia con acqua proveniente dal Biviere Lentini, che presenta un elevato contenuto di sali, sia con acqua del Bacino Ogliastro, e di migliorare l'efficienza di trattamento dei reflui.

Le modifiche rispetto all'impianto esistente consistono essenzialmente in:

- aggiunta di una nuova stazione di preparazione di reattivi (acido solforico, acido cloridrico e idrossido di sodio diluiti) per la rigenerazione delle colonne cationiche ed anioniche e letti misti;
- installazione di una vasca di equalizzazione.

2.3.1.1 Nuova stazione di preparazione dei reattivi

La possibilità di utilizzare acido solforico al posto dell'acido cloridrico è stata determinata dai seguenti motivi:

- l'acido cloridrico non è facilmente reperibile in zona ed è necessario ricorrere ad approvvigionamenti via autobotte;
- l'acido solforico viene prodotto all'interno dello stabilimento di Priolo con conseguente facile approvvigionamento.

Le attività di modifica dell'impianto esistente attualmente in corso consistono nei seguenti interventi:

- costruzione di due nuove stazioni di diluizione di acido solforico e soda caustica per la rigenerazione delle unità cationiche/anioniche e dei letti misti esistenti; la diluizione dei reagenti chimici (acido solforico e soda caustica) è effettuata con acqua demineralizzata;
- installazione di altri tre letti misti, che si aggiungono ai 4 esistenti (LA 1-4):
 1. una unità di letti misti da 300 m³/h;
 2. due unità aventi una capacità pari a 200 m³/h.

Le caratteristiche richieste all'acqua in uscita dal trattamento a letti misti, per poter essere utilizzata in impianto, sono:

- conducibilità: 0,1 µS/cm
- silice: 20 ppb

E' prevista inoltre in futuro la possibilità di alimentare l'impianto SA9 con l'acqua prelevata dai pozzi di bonifica dell'acqua sotterranea dello stabilimento, dopo che la stessa verrà trattata da un nuovo impianto di trattamento chimico-fisico, in fase di studio.

L'acqua in uscita dalle unità anioniche alimenta direttamente i letti misti senza passare attraverso il serbatoio di stoccaggio D6.

L'acqua demineralizzata in uscita dai letti misti è dunque inviata al serbatoio D6 e distribuita tramite le pompe sia alla rete di stabilimento sia alle caldaie.

2.3.1.2 Nuova vasca di neutralizzazione

La vasca di equalizzazione da 800 m³, installata a monte della vasca di neutralizzazione da 245 m³, costituisce un "volano" capace di smorzare la grande variabilità di portata e di pH della singola rigenerazione, e di realizzare una "neutralizzazione interna" tra gli eluati acido e basico.

In passato il sistema aveva evidenziato i seguenti limiti:

- insufficiente equalizzazione del pH;
- eccessive oscillazioni di pH, anche dopo neutralizzazione;
- variabilità della portata di eluato nel corso della singola rigenerazione, con conseguente difficoltà di neutralizzazione.

La vasca di equalizzazione è rivestita internamente con materiale resistente all'ambiente sia acido sia alcalino.

Sul fondo della vasca è installata una tubazione munita di fori, in cui è insufflata aria da una soffiante (portata di 400-800 Nm³/h) per rimescolare il refluo favorendo la neutralizzazione interna.

Il refluo da trattare è convogliato all'interno della vasca di equalizzazione per gravità, mentre l'invio alla vasca di neutralizzazione avviene tramite pompa centrifuga verticale immersa nella vasca di equalizzazione.

2.4 Rete di distribuzione dell'energia elettrica

Il nuovo assetto del Complesso prevede l'inserimento nella RTN mediante un nuovo collegamento in semplice terna via cavo a 380 kV con la centrale di proprietà di ISAB Energy.

Quest'ultima è a sua volta collegata con il nodo di rete di Chiaramonte - Gulfi con una linea aerea avente capacità di trasmissione di 1.000 MWe.

La nuova stazione di smistamento da 380 kV e la nuova linea elettrica si aggiungono alla rete già esistente, costituita da un sistema ad anello triangolare a sua volta costituito da tre linee (due in cavo e una aerea) da 150 kV, che si attestano su tre sottostazioni SS1, SS2, SS3.

I nuovi turbogruppi del CCGT sono inoltre connessi con la distribuzione di raffineria mediante i trasformatori elevatori a tre avvolgimenti installati per dette turbine a gas e per le turbine a vapore, in cui il terziario è previsto a 150 kV e connesso alle sottostazioni di alta tensione dello stabilimento.

In questo modo il sistema è in grado di alimentare completamente tutte le utenze del Complesso.

3 PRODOTTI E CONSUMI

3.1 Produzione e consumi delle centrali

Il nuovo assetto del Complesso porta ad una riduzione dei consumi di olio combustibile e di *fuel gas* in quanto il nuovo impianto CCGT marcia esclusivamente a gas naturale, mentre per l'impianto SA1/Nord è in funzione solo una caldaia rispetto alle due normalmente in esercizio del passato.

La potenza termica complessiva del Complesso nel nuovo assetto è di 1193,4 MWt.

Per quanto riguarda il CCGT, in fase di progetto sono stati presi in considerazione diversi assetti di impianto, per ciascuno dei quali sono stati calcolati i seguenti parametri:

- E_c (energia consumata sotto forma di combustibile);
- E_e (energia elettrica prodotta al netto degli autoconsumi di centrale);
- E_{ind} (energia termica lorda sotto forma di vapore prodotta dalla centrale).

Il bilancio energetico riportato in questa relazione è riferito all'assetto "esportazione normale", così definito:

- le due turbine a gas sono al 100% della loro capacità;
- la temperatura dell'aria è di 15 °C;
- l'indice IRE^2 ottenuto in questo assetto è pari a 10,23%;
- tutto il vapore prodotto con questo assetto (pari a 102 t/h complessive per i due gruppi) viene esportato sulle reti vapore.

Ipotizzando un funzionamento annuo di entrambi i gruppi del CCGT di 8760 ore, la seguente **Tabella c** riporta i dati di energia elettrica e termica prodotta e l'energia termica consumata sotto forma di combustibile.

² L'indice IRE, insieme all'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 c - Produzione e consumi di energia di CCGT

Parametro	MW	ore/anno	CC1 (MWh)	CC2 (MWh)	Totale (MWh)
E_c	434,5 ⁽¹⁾	8760	3.806.220	3.806.220	7.612.440
E_e	222,5	8760	1.949.100	1.949.100	3.898.200
E_{tind}	40,76	8760	357.057	357.057	714.115

⁽¹⁾ Energia termica fornita dal combustibile

Per l'impianto SA1/N 3 è stato considerato il seguente scenario:

- assetto di marcia riportato in **Tabella b** (vedi pag 15) corrispondente ad una portata di 200 t/h di vapore 18 ate fornito alla rete di MP e 50 t/h di vapore 5 ate sulla rete di BP;
- ripristino delle prestazioni originali del gruppo termico a seguito dell'ambientalizzazione;
- funzionamento pari a 8760 ore/anno;
- mix di combustibili in alimentazione alla caldaia costituito da 11 t/h da fuel gas e 18,5 t/h da olio combustibile (BTZ/MTZ);
- regime di carico della caldaia pari al 100%.

La seguente **Tabella d** riporta i dati di energia elettrica e termica prodotta e l'energia termica consumata sotto forma di combustibile.

Tabella d - Produzione e consumi di energia di SA1/N3⁽¹⁾

Parametro	MW	ore/anno	Totale (MWh)
E_c	337 ⁽¹⁾	8760	2.952.120
E_e	72	8760	630.720
E_{tind} (rete 18 ate)	153,51	8760	1.698.739
E_{tind} (rete 5 ate)	40,41	8760	

⁽¹⁾ Il nuovo impianto funziona in automatico ad una potenzialità fra il carico massimo (MCR) ed il minimo tecnico (60% del MCR). I dati riportati in tabella si riferiscono al caso teorico di massimo carico (100%)

⁽²⁾ Energia termica fornita dal combustibile

Nella **Tabella e** è riportato l'elenco dei serbatoi delle sostanze chimiche e dei combustibili in funzione con il nuovo assetto impiantistico del Complesso.

Tabella e: Modalità di stoccaggio delle materie prime ed ausiliarie

Sigla	Modalita' di Stoccaggio	Prodotto	Capacità (m ³)
SA1/Nord1			
D7	Serbatoio cilindrico verticale a tetto fisso	Olio combustibile	500
D66	Serbatoio cilindrico verticale a tetto fisso	Olio combustibile	1000
D8	Serbatoio cilindrico verticale	Gasolio	30
SA1/Nord3			
D203A	Serbatoio cilindrico verticale a tetto fisso	Olio combustibile	1000
D203B	Serbatoio cilindrico verticale a tetto fisso	Olio combustibile	1000
D204	Serbatoio cilindrico verticale a tetto fisso	Gasolio	80
SA9			
A008	Serbatoio cilindrico verticale	Acido solforico	6
A009	Serbatoio cilindrico verticale	Dissoluzione bisolfito e antincrostante	5
A010	Serbatoio cilindrico verticale	Dosaggio antincrostante	3
A011	Serbatoio cilindrico verticale	Dosaggio bisolfito	10
A012	Serbatoio cilindrico verticale	Lavaggio chimico	5
A014	Serbatoio cilindrico verticale	Ipcloclorito di sodio	35
D3 B	Serbatoio cilindrico verticale	Idrossido di sodio	2
D3 A	Serbatoio cilindrico verticale	Idrossido di sodio	40
D4	Serbatoio cilindrico verticale	Acido cloridrico	8
D108	Serbatoio cilindrico verticale	Polielettrolita	4
D109	Serbatoio cilindrico verticale	Idrossido di calcio	80
D112A/B	Serbatoio cilindrico verticale	Bisolfito di sodio	1,1
D113	Serbatoio cilindrico verticale	Cloruro ferrico	n.d.
D4 A/B/C	Serbatoio cilindrico verticale	Acido cloridrico	40

n.d.: non disponibile

3.2 Consumo di risorse idriche

La rete di approvvigionamento idrico (acqua dolce da pozzi di Raffineria a da bacino Ogliaastro, e acqua da presa a mare) del Complesso non è stata modificata.

La quantità complessiva di acqua dolce prelevata ed inviata all'impianto SA9 per la produzione di acqua demineralizzata prevista è stimata pari a 7.000.000 m³/anno (dato corrispondente al consumo attuale).

La portata oraria massima di acqua demineralizzata in ingresso al CCGT, per la produzione di vapore, è stimata pari a 265 t/h, mentre in condizioni operative normali sarà pari a 106,5 t/h per ciascuna linea.

La portata oraria massima di acqua demineralizzata in ingresso al SA1/N 3, per la produzione di vapore, è prevista pari a 286 t/h che, riferita a 8760 ore/anno di funzionamento, corrisponde a 2.505.360 t/a.

A seguito delle modifiche impiantistiche, comprendenti l'inserimento del sistema di raffreddamento secondario (ciclo chiuso), la quantità massima stimata di acqua mare prelevata sarà pari a:

- 297 m³/h per il raffreddamento dei circuiti ausiliari;
- 16.630 t/h per ciascuno dei 2 circuiti principali (per un totale di 33.260 t/h).

4 EMISSIONI

4.1 Emissioni idriche

4.1.1 *Tipologia*

I reflui del Complesso nel nuovo assetto sono raccolti dalle seguenti reti fognarie:

- Fogna oleosa, che a sua volta raccoglie:
 - 1 le acque provenienti da zone di impianto provviste di cordoli sottostanti alle turbine a vapore, dai turbogas, dalle caldaie a recupero e dai bacini di contenimento degli sversamenti accidentali dai trasformatori (CCGT);
 - 2 i reflui oleosi, raccolti dai pozzetti a bordo impianto e collettati dalla fogna oleosa di Raffineria (SA1/N 3);
 - 3 acque sanitarie.
- Fogna meteorica, che raccoglie:
 - 1 le acque di prima pioggia, raccolte in un bacino collegato alla fogna oleosa di raffineria. Le acque di seconda pioggia (ovvero le acque piovane accumulate all'interno bacino dopo i primi 5 minuti) vengono scaricate mediante troppo pieno allo scarico 24 e quindi a mare;
 - 2 Spurghi dalla caldaia (solo per SA1/N 3).

Gli spurghi delle caldaie e le condense del CCGT sono inviati al chiariflocculatore dell'impianto SA9 per essere recuperati. In caso di malfunzionamento del sistema di controllo del livello, l'eccesso di condensato è convogliato, tramite sifone, in fogna, previo raffreddamento in linea con acqua industriale.

Per il reparto SA9, le acque contenenti agenti chimici (dalle aree di immagazzinamento di prodotti chimici) sono raccolte all'interno di vasche rivestite con materiale antiacido per contenere eventuali perdite dai serbatoi. Il liquido raccolto a seguito di sversamenti accidentali viene smaltito come rifiuto liquido.

Le acque di lavaggio dei turbogas (CCGT) sono convogliate in una apposita vasca situata in prossimità di ogni turbina a gas da dove sono rimosse periodicamente mediante autospurgo.

A seguito dell'installazione dei nuovi impianti, dell'utilizzo di gas naturale al posto di olio combustibile e della costruzione dei sistemi di contenimento descritti, il Complesso ridurrà le proprie emissioni in acqua.

4.1.2 *Quantità*

Dai dati di progetto, le portate massime stimate di acqua scaricate dal Complesso risultano le seguenti:

CCGT

- tra 2 e 3 m³/h in fogna oleosa (scarico continuo);
- 2200 m³/h per le due linee di raccolta delle acque di seconda pioggia che convogliano a canale 24 (scarico discontinuo), a cui si aggiungono circa 300 m³/h di acque raccolte dalle aree pavimentate in caso di vasca di prima pioggia piena;

SA1/N3

- tra 2 e 3 m³/h in fogna oleosa (scarico continuo);
- circa 400 m³/h di acqua mare di raffreddamento.

Tutti gli spurghi di caldaia saranno recuperati dalla vasca di chiariflocculazione dell'impianto SA9.

4.2 Emissioni In atmosfera

4.2.1 *CCGT*

Le emissioni gassose derivanti dalla combustione di gas naturale nelle turbine a gas sono emesse dai camini delle caldaie a recupero.

Ogni camino è dotato di un sistema di analisi in continuo dei seguenti parametri chimici e fisici:

- Ossigeno (O₂)
- Monossido di Carbonio (CO)
- Acqua (H₂O)
- Ossidi di azoto (NO_x)
- Temperatura
- Portata, mediante metodo indiretto.

Il sistema riporta in continuo i risultati delle analisi al sistema di controllo distribuito della centrale (*Distribuite Control System*, "DCS") ed invia le misure,

mediante opportuno sistema di trasmissione remoto, direttamente alle autorità preposte alla vigilanza del rispetto delle emissioni.

Le turbine a gas installate sono di nuova generazione con elevati livelli di abbattimento degli inquinanti gassosi (tipicamente NO_x e CO per combustione a gas naturale) grazie al perfezionamento delle tecniche di controllo della combustione ed all'ottimizzazione dei combustori.

In particolare, il sistema di combustione a secco (tipo DLN) consente di ridurre la temperatura di fiamma e la formazione di NO_x termici mediante una premiscelazione di aria e miscela povera di combustibile.

I limiti di emissione di ossidi di azoto per macchine della taglia proposta con combustori di tipo DLN, garantiti dai fornitori delle turbine a gas (General Electric, Siemens/Ansaldo etc), per funzionamento a gas naturale nel campo di funzionamento tra circa 70 % e 100 % del carico elettrico sono i seguenti (riferiti a 15% di O_2 nei fumi secchi):

- circa 30 mg/Nm^3 per NO_x ;
- circa 15 mg/Nm^3 per CO.

4.2.2 SAI/N 3

I limiti di emissione che l'impianto SA1/N 3 si propone di osservare, in tutte le condizioni operative previste, a seguito delle modifiche impiantistiche (ambientalizzazione) sono:

- 450 mg/Nm^3 per NO_x
- 1460 mg/Nm^3 per SO_2
- 50 mg/Nm^3 per le polveri.

I nuovi bruciatori dovranno produrre una quantità di polveri, misurate a monte dell'ESP, inferiore a 100 mg/Nm^3 , riferiti ad un contenuto del 3% di O_2 nei fumi secchi.

I fumi usciranno dall'ESP ad una temperatura di 150°C.

4.3 Rumore

Il Complesso ha condotto uno studio atto a valutare l'impatto acustico generato dal CCGT, sulla base dei seguenti fattori:

- valutazione dell'area in cui sorge il nuovo CCGT;
- determinazione delle sorgenti di rumore;

- calcolo della potenza sonora di ogni sorgente in funzione dei dati di emissione, ottenibili a loro volta dai dati di progetto (valori massimi di emissione di 80 dBA rilevati a 1 m di distanza dalla sorgente);
- esecuzioni delle simulazioni in condizioni di impianto operative;
- valutazione dei risultati.

Lo studio ha identificato le seguenti sorgenti:

1. due pompe di acqua demineralizzata;
2. due pompe di circolazione acqua di raffreddamento ausiliari;
3. un compressore aria;
4. quattro turbine a gas;
5. quattro caldaie e relative pompe di alimento;
6. due turbine a vapore e relative pompe di estrazione condensato e pompe dell'olio lubrificante.

I risultati evidenziano i seguenti livelli massimi di pressione sonora:

- lungo i confini nord ed ovest, il massimo è pari a 70 dBA;
- lungo il confine sud, il massimo è compreso tra 50 e 60 dBA;
- lungo il confine est, il massimo è compreso tra 56 e 65 dBA.

Per quanto riguarda la SA1/Nord, a seguito della dismissione del gruppo 2 e della messa in riserva del gruppo 1, il numero di sorgenti di emissione acustica risulterà inferiore all'impianto nell'assetto attuale (pari a 3), con conseguente diminuzione dell'impatto acustico.

Nella fase di esercizio saranno prese tutte le misure preventive atte a garantire il rispetto del D.Lgs. n. 277/91.

4.4 Rifiuti

La quantità complessiva di rifiuti prodotta dal Complesso con il nuovo assetto è prevista essere inferiore a quella attuale, in particolare a causa del cambio di combustibile nel nuovo CCGT (da olio combustibile a gas naturale).

Per l'impianto SA1/N 3, a fronte di una migliore efficienza complessiva a seguito dell'ambientalizzazione, l'installazione del nuovo ESP provocherà un aumento dei rifiuti solidi (polveri) da smaltire.

Le quantità di polveri che il filtro può rimuovere, in condizioni di massimo carico (18,5 t/h di olio combustibile di alimentazione), saranno pari a 20,5 kg/h.

Tuttavia le polveri trattenute dal filtro non verranno più emesse in atmosfera e, pertanto, anche questo intervento è indirizzato ad un contenimento dei rilasci nell'ambiente.

5 GESTIONE DEL COMPLESSO

5.1 CCGT

5.1.1 *Avviamento*

Le turbine a vapore sono dotate di un sistema di *by-pass* che consente di agevolare le operazioni di avviamento ed il funzionamento “in isola” delle turbine a gas, in caso di perdita del collegamento con la rete esterna.

5.1.2 *Gestione delle anomalie*

In caso di perdita del collegamento con la rete esterna, le turbine a gas possono essere mantenute in funzione per alimentare soltanto gli ausiliari del gruppo, mentre la turbina a vapore viene fermata e le caldaie a recupero sono allineate sul circuito di *by-pass* al condensatore.

Non è prevista l’installazione di camini di *by-pass* in quanto non è giustificato, dal punto di vista energetico, l’esercizio in ciclo aperto per la produzione di energia elettrica, dati i bassi rendimenti raggiungibili con questa configurazione.

La pressione del vapore all’uscita della sezione AP della caldaia varia, a seconda dei carichi della turbina a gas, con un conseguente miglioramento dell’efficienza. Nel caso di valori troppo bassi o troppo alti di pressione del vapore si verificano le seguenti situazioni:

- nel caso di un’eccessiva caduta di pressione del generatore di vapore, dovuta ad un’improvvisa riduzione del carico della turbina a gas o in condizioni operative ai carichi parziali, può essere chiusa la valvola di controllo della turbina a vapore, evitando un calo di pressione in caldaia al di sotto di un minimo fissato;
- per gestire le sovrappressioni di gas all’interno del CCGT, sulle apparecchiature sono presenti valvole di sicurezza tarate opportunamente;
- in caso di perdita del collegamento con la RTN a 150 kV, la turbina a gas, connessa con la rete di stabilimento, eseguirà una riduzione parziale del carico elettrico (“*partial load rejection*”) ad una potenza tale da sopperire, insieme al contributo di SA1/N 3 e della turbina a vapore del CCGT, al carico elettrico dello stabilimento.

5.1.3 *Manutenzione e pulizia*

Il condensatore è costituito da fasci tubieri in cui l’acqua di raffreddamento condensa il vapore a bassa pressione. Ciascun fascio tubiero è alimentato da un serbatoio (cassa) d’acqua. In tal modo, gli interventi di manutenzione possono essere eseguiti senza arrestare l’impianto, ma

semplicemente escludendo i fasci tubieri coinvolti dall'intervento e riducendo il carico.

5.2 Nuova SA1/N 3

5.2.1 *Controllo del mix di combustibili*

La gestione dei combustibili di alimentazione all'impianto privilegia l'utilizzo di tutto il gas di raffineria disponibile attraverso i seguenti controlli:

- definizione del carico di caldaia e dell'*input* termico richiesto dalla caldaia stessa;
- monitoraggio in continuo delle caratteristiche del gas combustibile di raffineria (portata di gas, potere calorifico inferiore e contenuto di H₂S) per definire il mix di combustibili da alimentare;
- calcolo della minima portata di gas combustibile di raffineria, per non superare il limite di SO₂ nei fumi;
- se i valori di portata di gas di raffineria disponibili sono inferiori al minimo, l'alimentazione alla caldaia è costituita da gas di raffineria disponibile, olio BTZ e gas naturale;
- se i valori di portata di gas di raffineria disponibili sono superiori, l'alimentazione alla caldaia è costituita da gas di raffineria disponibile e da un mix di olio BTZ e MTZ;
- in caso di indisponibilità (totale o parziale) di gas di raffineria, l'alimentazione alla caldaia è costituita da un mix di olio BTZ e gas naturale.

5.3 Dispositivi di Sicurezza

5.3.1 *Sistema antincendio*

Il sistema antincendio esistente è stato integrato per dare una completa protezione all'impianto CCGT.

La portata di acqua necessaria per il nuovo sistema antincendio, tenendo conto dei flussi specifici e delle operazioni contemporanee dei differenti sistemi e apparati antincendio, risulta essere di circa 300-500 m³/h.

Il sistema comprende:

- una rete di distribuzione di acqua mare come estensione della rete esistente;
- stazioni antincendio mobili e fisse (idranti, cassette portanaspi, manichette);

- sistema d'allarme generale (pulsanti distribuiti strategicamente sull'impianto collegati a quadro sinottico in sala antincendio e con segnalazione rinviata in sala controllo);
- protezione degli edifici e delle apparecchiature, con diversi sistemi di spegnimento previsti nei vari casi (a pioggia, getto di schiuma, a CO₂, a polvere), di tipo fisso e mobile;
- sistemi automatici di rilevazione (di fiamma e di fumo) e di intervento antincendio (a CO₂) esclusivamente per la turbina a gas;
- rete antincendio.

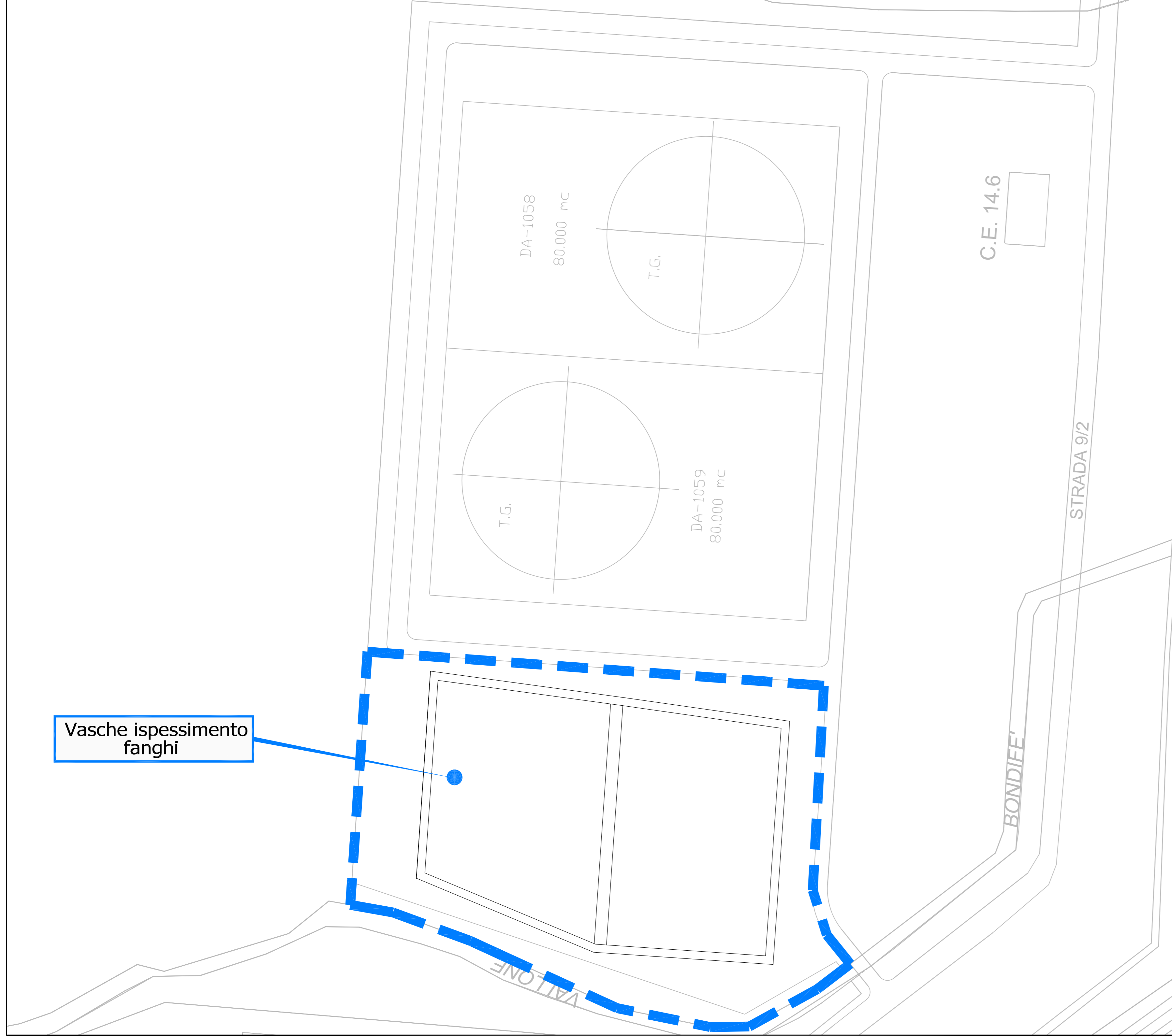
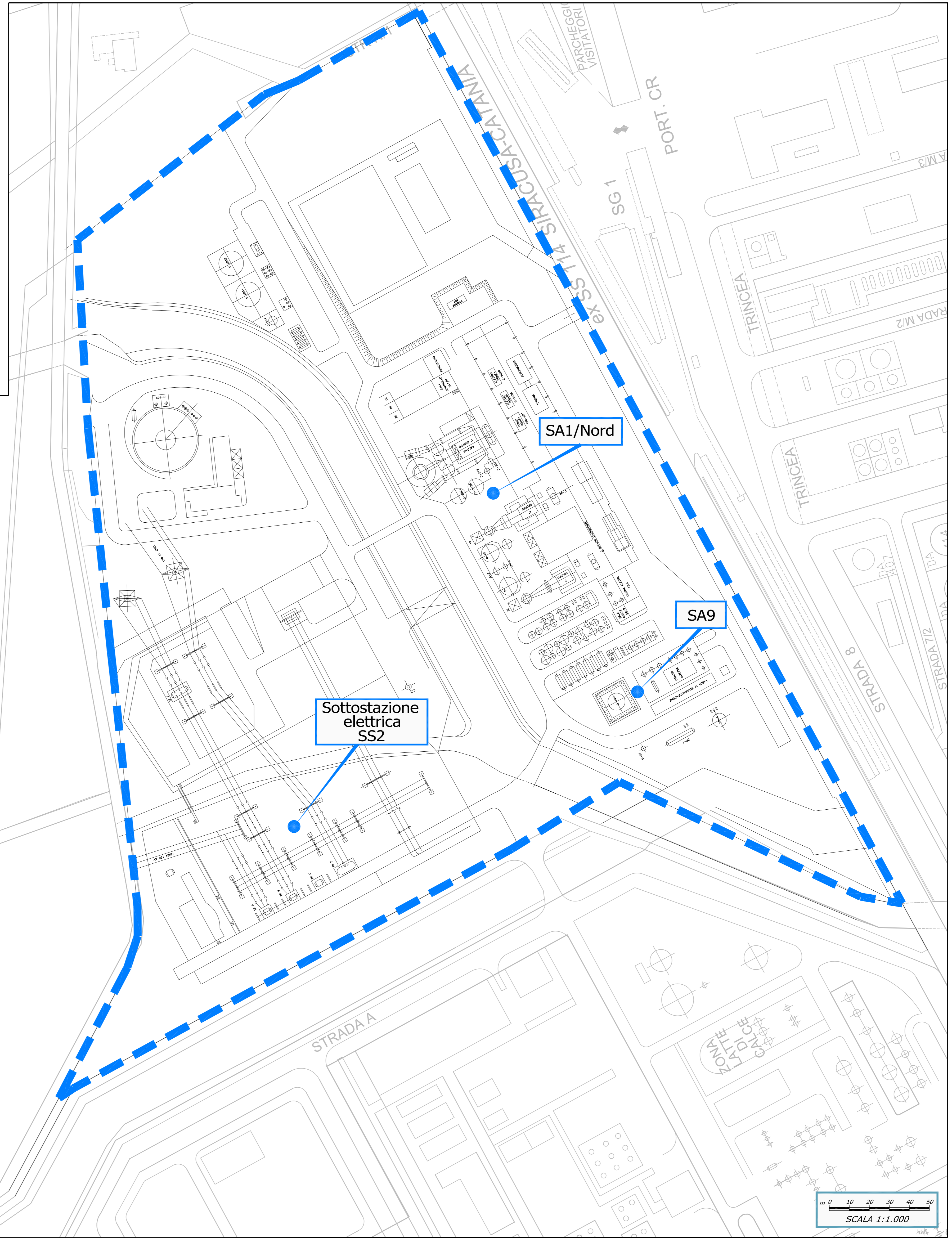
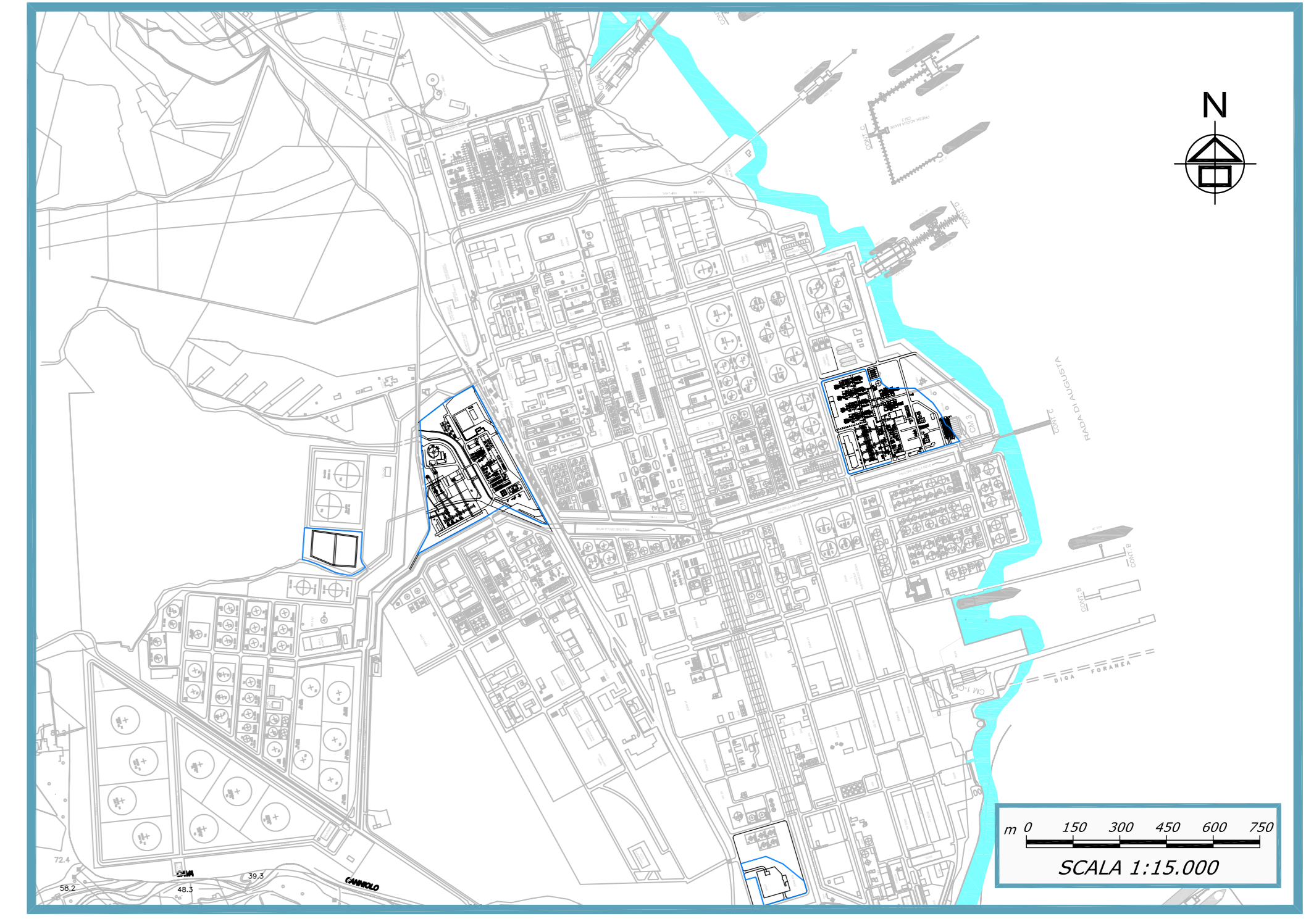
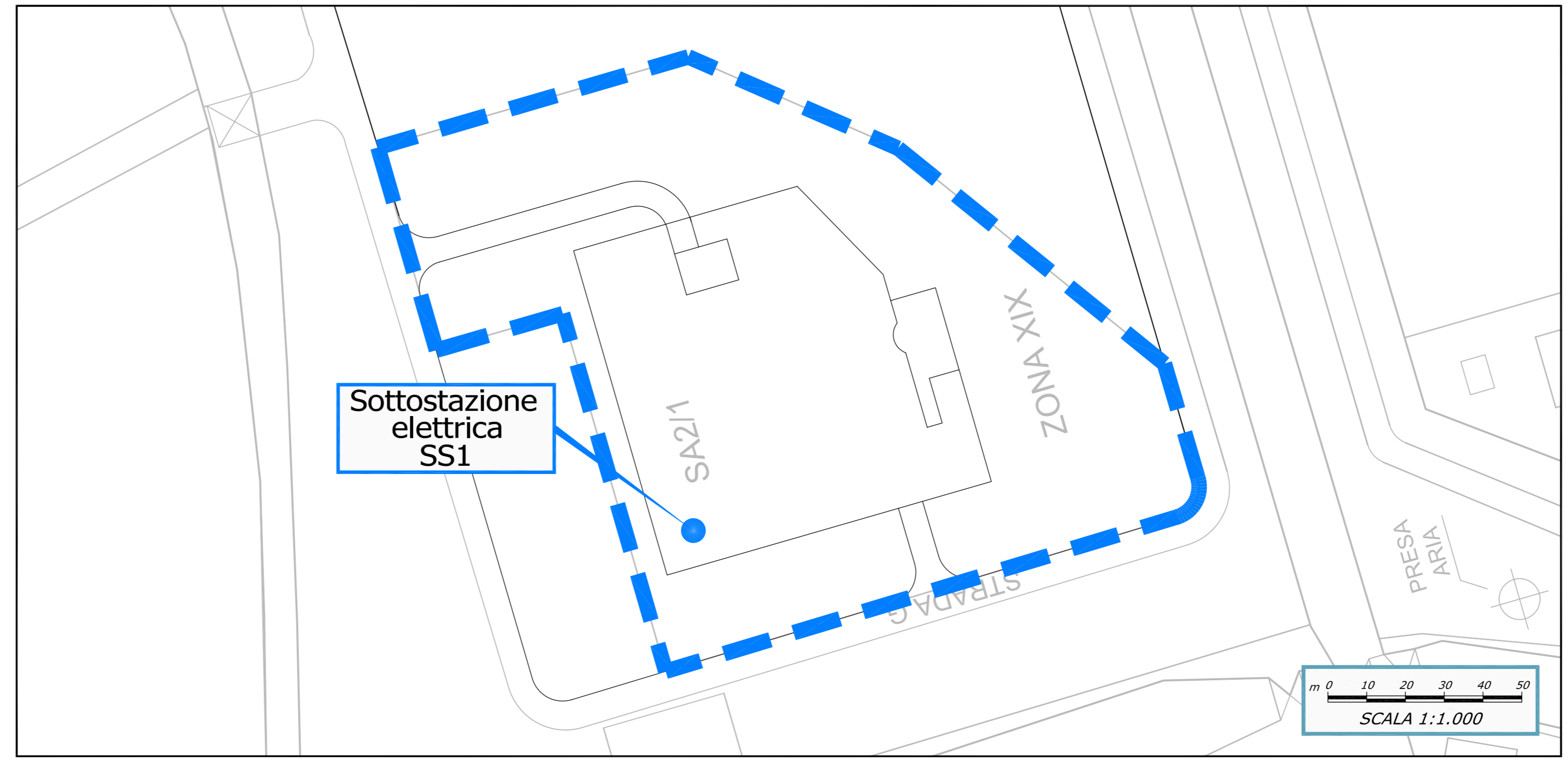
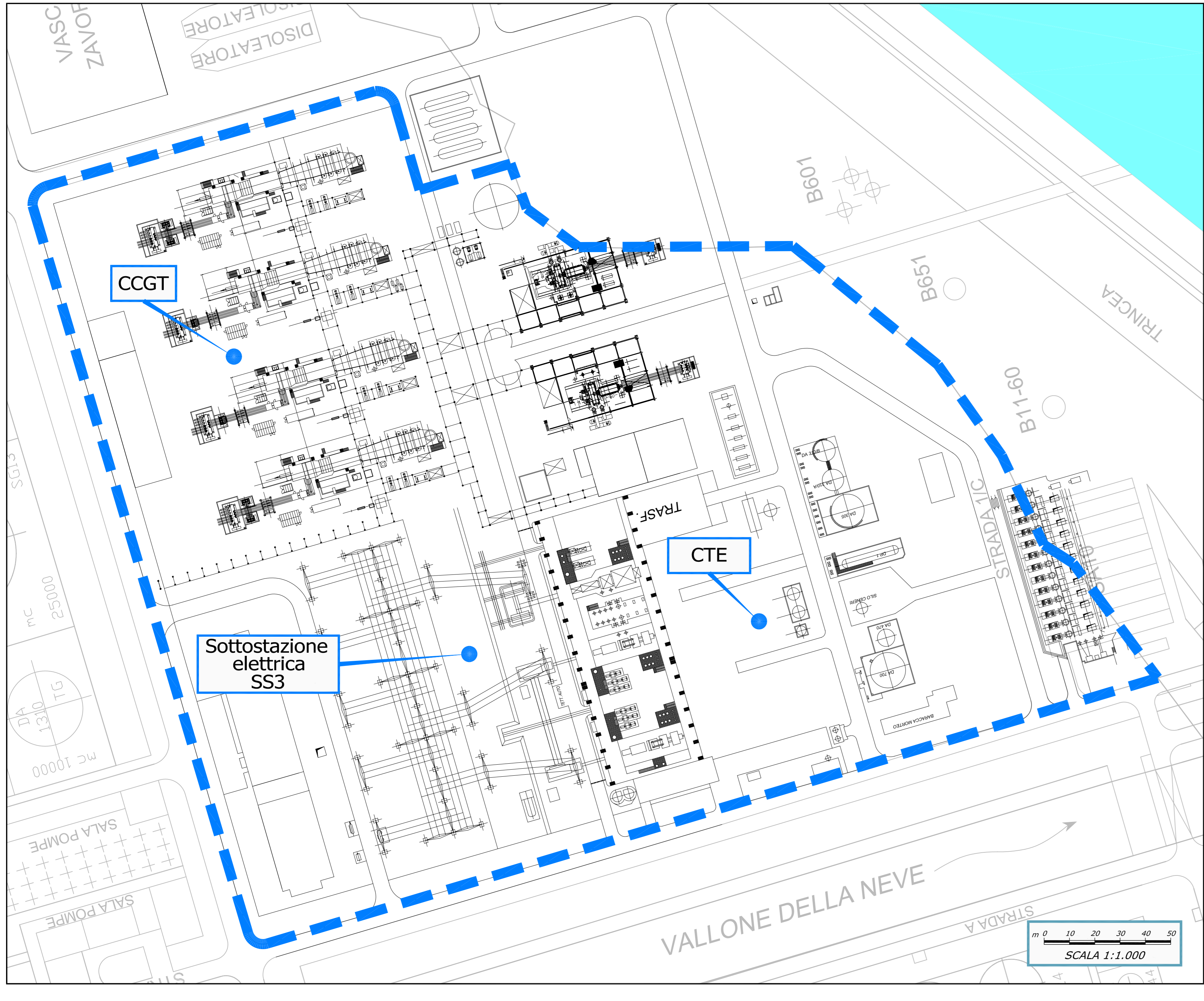
Il sistema di rilevazione incendio controlla edifici, trasformatori principali, casse olio delle turbine a vapore, e sottopavimenti delle sale quadri nell'edificio di controllo.

I segnali e gli allarmi con funzione di sola supervisione sono inviati ad un sistema di visualizzazione in *Distribuite Control System* ("DCS") per mezzo di una linea seriale.


5.3.2 Rilevazione gas

Il Complesso è provvisto di un sistema di rilevazione gas costituito da sensori di H₂S e CO, installati nei sistemi di condizionamento, a protezione delle persone per eventuali fughe di gas dalla raffineria.

ALLEGATO C6



Legenda
 Complesso


ERG NUOVE CENTRALI S.p.A.

DOMANDA DI AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE

 ERG NUOVE CENTRALI IMPIANTI NORD
 PRIOLO GARGALLO (SR)

OGGETTO
 PLANIMETRIA GENERALE MODIFICATA DELLO STABILIMENTO

SCALA	VARIE	CONSULENZA		
DATA	SETTEMBRE 2006	PROGETTO		
COMMESSA	T50097	RELAZIONE	7024	PREPARATO DA
TAVOLA	ALL. C6	REVISIONE	0	APPROVATO DA
				LMA

