

**Trasformazione in ciclo combinato della Sezione 4
Progetto Preliminare**

Relazione Tecnica

INDICE

PREMESSA	3
1 Progetto di Trasformazione	3
1.1 DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO	4
1.1.1 Opere Principali del Progetto di Trasformazione	9
1.1.1.1 <i>Turbina a Gas, Alternatore e Relativi Cabinati</i>	<i>9</i>
1.1.1.2 <i>GVR e Ciclo Acqua Vapore.....</i>	<i>9</i>
1.1.1.3 <i>Turbina a Vapore</i>	<i>10</i>
1.1.1.4 <i>Condensatore e Circuito di Raffreddamento.....</i>	<i>11</i>
1.1.1.5 <i>Sistema Acqua Demineralizzata.....</i>	<i>11</i>
1.1.1.6 <i>Sistemi Elettrici.....</i>	<i>12</i>
1.1.1.7 <i>Sistemi di Automazione</i>	<i>13</i>
1.1.1.8 <i>Sistema Antincendio</i>	<i>13</i>
1.1.1.9 <i>Sistemi di Trattamento Gas Naturale</i>	<i>15</i>
1.1.2 Tecnologia di Contenimento degli Ossidi di Azoto.....	15
1.1.3 Opere Complementari	16
1.1.3.1 Gasdotto.....	16
1.2 BILANCI ENERGETICI	19
1.3 USO DI RISORSE E INTERFERENZE CON L'AMBIENTE	19
1.3.1 Occupazione di Suolo.....	19
1.3.2 Acqua	21
1.3.2.1 <i>Consumo di Acqua Demineralizzata</i>	<i>21</i>
1.3.2.2 <i>Consumo di Acqua Industriale.....</i>	<i>22</i>
1.3.2.3 <i>Recupero Spurghi Desox.....</i>	<i>24</i>
1.3.3 Materie Prime e Altri Materiali	24
1.3.4 Emissioni in Atmosfera ed Effluenti Liquidi	24
1.3.4.1 <i>Emissioni in Atmosfera.....</i>	<i>24</i>
1.3.4.2 <i>Effluenti Liquidi.....</i>	<i>28</i>
1.3.5 Rumore	29
1.3.6 Rifiuti	30
1.3.7 Traffico	31
1.4 PROGRAMMAZIONE.....	32
2 Aggiornamento del Sistema di Monitoraggio Emissioni (SME).....	33
2.1.1 Il SME esistente	33
2.2 IL NUOVO SME.....	34
2.2.1 La nuova strumentazione	35
2.2.2 Sottosistema acquisizione e memorizzazione locale	36
2.2.3 Il nuovo sistema di elaborazione	37

PREMESSA

Si riporta di seguito la relazione tecnica del progetto preliminare per la trasformazione in ciclo combinato della Sezione 4 attualmente alimentata ad olio combustibile denso (OCD) presentata, ad ottobre 2005, nell'ambito della procedura di Valutazione d'Impatto Ambientale.

Per quanto riguarda gli allegati citati nella relazione, ad esclusione della planimetria d'impianto nella configurazione futura, si rimanda alla suddetta procedura.

1 PROGETTO DI TRASFORMAZIONE

Il progetto consiste nella trasformazione in ciclo combinato della Sezione n. 4 della *Centrale* con riutilizzo parziale delle sue apparecchiature e nella dismissione della Sezione n. 3 esistente.

Nel seguito si riporta la descrizione dell'impianto nella configurazione futura facendo riferimento per i nuovi componenti a macchinari tipo, non essendo ancora stato scelto il costruttore dell'impianto. Si sottolinea tuttavia che macchinari che saranno scelti dal Proponente garantiranno comunque le prestazioni ambientali indicate nel presente documento.

La *Centrale* nell'assetto futuro (di seguito *Configurazione Futura*) avrà una potenza elettrica netta pari a circa 1.110 MW di cui 802 MW prodotta dalla Sezione trasformata in ciclo combinato in condizioni ISO.

Per la trasformazione in ciclo combinato saranno utilizzate due turbine a gas di taglia pari a 266,5 MW ciascuna, per un input termico totale di 1.431 MW, corrispondente ad un consumo di gas naturale di 133.600 Nm³/h.

L'approvvigionamento di gas naturale sarà effettuato tramite la realizzazione di un gasdotto esterno all'area di Centrale della lunghezza di 18 km, autorizzato con *Delibera Regionale n. 1045 del 13/05/2005* e confermato dalla *Delibera n. 2718 del 17/11/2006*, per la descrizione del quale si rimanda al *Paragrafo 1.1.3.1*.

La pressione di alimentazione necessaria al funzionamento delle turbine a gas sarà regolata attraverso una stazione di trattamento da realizzarsi all'interno del sito.

L'energia elettrica prodotta dalla Sezione in ciclo combinato sarà immessa a una tensione di 380 kV nella Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) tramite l'inserimento nella stazione elettrica esistente di un nuovo sistema di collegamento in blindato.

La presa e lo scarico delle acque di processo e di raffreddamento sarà effettuato tramite le opere esistenti.

Il numero previsto di ore di funzionamento per il calcolo delle prestazioni dell'impianto, anche per la Sezione 4 della Centrale dopo la trasformazione, è pari a 8.760.

1.1 DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO

Il progetto di trasformazione in ciclo combinato della Sezione 4, prevede l'utilizzo di due gruppi turbogas e di due Generatori di Vapore a Recupero (GVR), accoppiati alla turbina a vapore esistente, nell'assetto 2+1. La sua potenza elettrica netta sarà pari a circa 800 MW.

Il calore contenuto nei gas di scarico di ciascun turbogas sarà recuperato in un apposito generatore di vapore per produrre vapore a tre livelli di pressione. Il condensato sarà prelevato dal condensatore esistente e inviato ai corpi cilindrici di bassa pressione (BP) dei GVR e da questi prelevato per mezzo di pompe e inviato ai corpi cilindrici di media e alta pressione.

I GVR saranno collegati alla turbina a vapore, contenuta in sala macchine, mediante nuove tubazioni vapore.

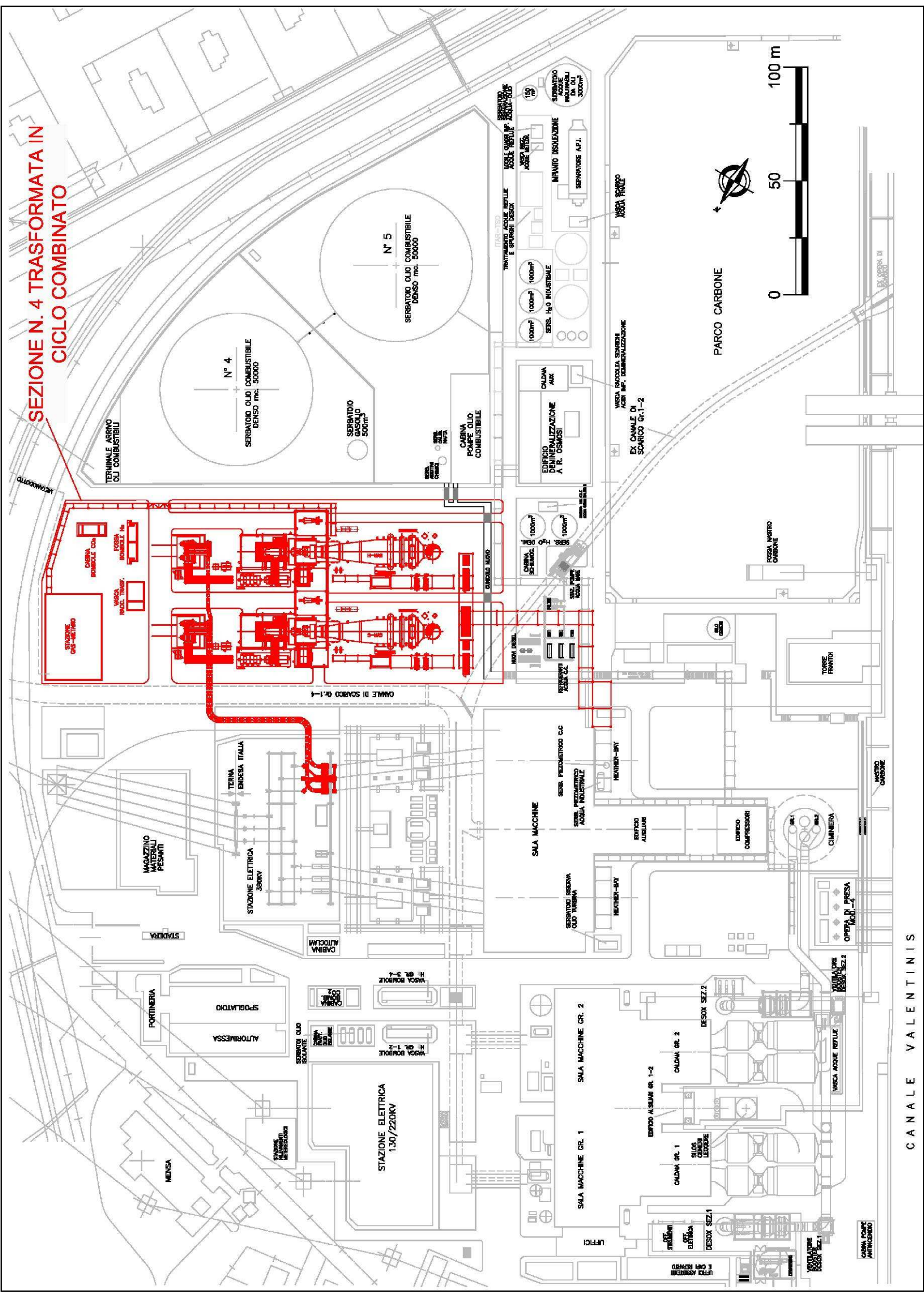
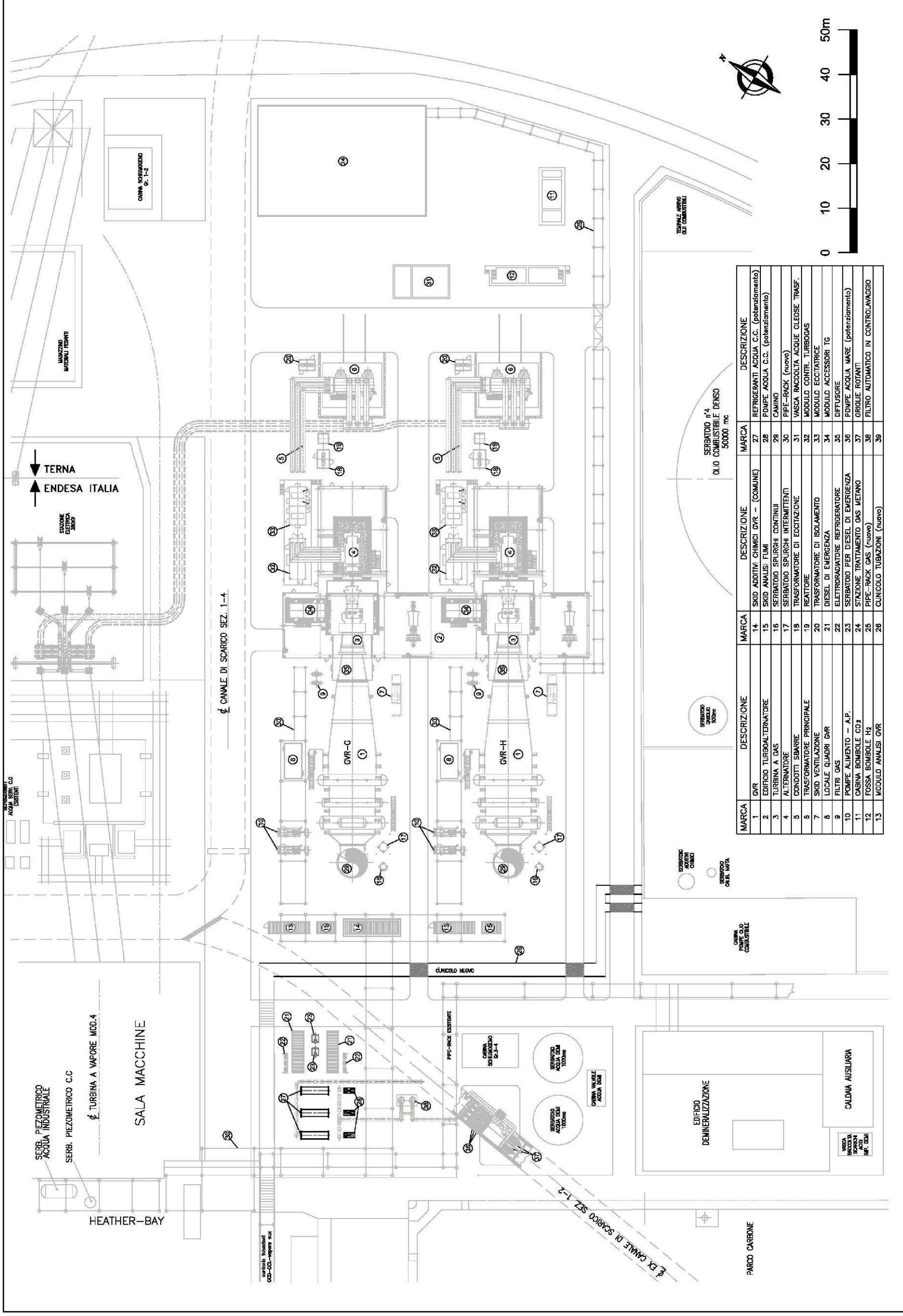


Figura 1: Layout di Centrale nella configurazione futura



MARCA	DESCRIZIONE	MARCA	DESCRIZIONE	MARCA	DESCRIZIONE
1	GVR	14	SKID ADDITIVI CHIMICI GVR - (COMUNE)	27	REFRIGERANTI ACQUA C.C. (potenziamento)
2	EDIFICIO TURBOALTERNATORE	15	SKID ANALISI FLUI	28	POMPE ACQUA C.C. (potenziamento)
3	TURBINA A GAS	16	SERBATOIO SGRUGHI CONTINUI	29	CAMINO
4	ALTERNATORE	17	SERBATOIO SPURGH INTERMITTENTI	30	PIPE-RACK (nuovo)
5	CONDOTTI SBARRE	18	TRASFORMATORE DI ECITAZIONE	31	VASCA RACCOLTA ACQUE CLEOSE TRASF.
6	TRASFORMATORE PRINCIPALE	19	REATTORE	32	MODULO CONTR. TURBOGAS
7	SKID VENTILAZIONE	20	TRASFORMATORE DI ISOLAMENTO	33	MODULO ECCITATRICE
8	LOCALE QUADRI GVR	21	DIESEL DI EMERGENZA	34	MODULO ACCESSORI TS
9	FILTRI GAS	22	ELETTROALTERNATORE REFRIGERATORE	35	DIFFUSORE
10	POMPE ALIMENTO - A.P.	23	SERBATOIO PER DIESEL DI EMERGENZA	36	POMPE ACQUA MARE (potenziamento)
11	CABINA BOMBOLE CO2	24	STAZIONE TRATTAMENTO GAS METANO	37	GRIGLIE ROTANTI
12	FOSSA BOMBOLE H2	25	PIPE-RACK GAS (nuovo)	38	FILTRO AUTOMATICO IN CONTROLAVAGGIO
13	MODULO ANALISI GVR	26	CUNICULO TUBAZIONI (nuovo)	39	

Figura 2: Particolare della Sezione 4 trasformata in ciclo combinato

La scelta della sistemazione delle nuove apparecchiature è stata guidata dalla volontà di svincolare l'esercizio di entrambe le Sezioni 3 e 4 dalla trasformazione in ciclo combinato, con l'obiettivo di minimizzare i tempi della fermata richiesta per il modulo 4.

I componenti principali che costituiscono le modifiche all'impianto sono pertanto:

- due gruppi turbogas, con relativo alternatore, edificio, cabinati e sistema di controllo;
- due generatori di vapore a recupero, completi di camini per lo scarico in atmosfera dei fumi dai gruppi turbogas;
- ciclo termico con relative pompe alimento di media/alta pressione;
- tubazioni di collegamento dei GVR con la turbina a vapore esistente della Sezione 4;
- trasformatori elevatori di tensione e interruttori di alta tensione;
- stazione di misura e trattamento del gas naturale.

Per l'esercizio dell'impianto nel nuovo assetto sono previste modifiche e integrazioni ad alcuni sistemi ausiliari, per adeguarli alle nuove apparecchiature installate e alle mutate condizioni di funzionamento; tra questi i principali sono:

- impianto antincendio;
- sistemi acqua grezza e servizi;
- sistema acqua demineralizzata;
- distribuzione vapore ausiliario;
- distribuzione aria compressa;
- sistemi elettrici, di automazione e di supervisione;
- stazione elettrica.

Come anticipato, sarà invece riutilizzato l'esistente sistema di adduzione/restituzione dell'acqua di circolazione per la condensazione del vapore nel condensatore, previa verifica ed eventuale adeguamento dei componenti.

In particolare, il progetto prevede la realizzazione di un impianto a Ciclo Chiuso per il raffreddamento dei nuovi macchinari, che sarà utilizzato anche per l'alimentazione del circuito di raffreddamento dei macchinari esistenti riutilizzati (eliminazione del sistema a ciclo chiuso esistente). La sorgente fredda del nuovo circuito sarà acqua di mare, prelevata dal vecchio canale di restituzione delle Sezioni 1 e 2 (sarà realizzata una vasca nel punto indicato con A4 allegato C8).

Relativamente alle altre infrastrutture, la linea elettrica a 380 kV Monfalcone-Redipuglia, di proprietà della società Terna Spa, risulta adeguata per il trasporto dell'energia elettrica prodotta dalla sezione 4 dopo la trasformazione in ciclo combinato.

La circolazione interna all'impianto è garantita da un sistema di viali, raccordati con ampie curve, in modo da garantire un'agevole circolazione anche ai mezzi più ingombranti. Tutti i viali e i piazzali di parcheggio sono asfaltati, in modo da assicurare la mobilità e la manovrabilità degli autocarri e da consentire la raccolta delle acque piovane.

Nella *Figura 1* è riportato il *lay-out* della *Centrale* nella configurazione futura e nella *Figura 2* il particolare della nuova Sezione 4 trasformata.

Le tecnologie adottate nella realizzazione dell'impianto sono state selezionate sulla base dei seguenti criteri principali:

- massima garanzia di protezione ambientale grazie a una bassissima produzione di inquinanti e a un impatto acustico il più contenuto possibile;
- massima affidabilità e sicurezza di funzionamento;
- tecnologia collaudata;
- recupero energetico elevato.

Il *sito* della *Centrale* di Monfalcone rientra in area di categoria sismica 4. Indipendentemente dal *DGR* della *Regione Friuli Venezia Giulia n 2.325* del *01/08/2003* (non sussistenza dell'obbligo di progettazione antisismica in zona 4), saranno comunque eseguite le verifiche sismiche per questa categoria previste dalla normativa vigente.

Per la trasformazione a ciclo combinato della Sezione 4 sarà necessaria la demolizione dei restanti serbatoi ad OCD (S2 ed S3) da 35.000 m³, peraltro già autorizzata dalla Regione Friuli Venezia Giulia.

Tale demolizione comporterà una diminuzione della capacità di circa il 50% dello stoccaggio totale di oli minerali per una quantità finale di circa 112.000 m³.

Nel seguente *Paragrafo* si analizzano nel dettaglio le opere principali del progetto di trasformazione.

1.1.1 Opere Principali del Progetto di Trasformazione

Le opere principali che costituiscono il progetto di modifica degli impianti di *Centrale* per la trasformazione in ciclo combinato della Sezione 4 sono descritte di seguito.

1.1.1.1 Turbina a Gas, Alternatore e Relativi Cabinati

Ciascun gruppo turbogas installato sarà idoneo al funzionamento di tipo continuo e sarà dotato di combustori per il contenimento delle emissioni di NO_x del tipo a secco (Dry Low NO_x), senza iniezione di acqua / vapore.

La turbina a gas sarà dotata di un sistema di filtrazione aria all'aspirazione del compressore, di condotti di aspirazione aria e scarico dei gas con relativi silenziatori e degli ausiliari di macchina.

Nella configurazione prescelta, ciascuna turbina a gas è collegata ad un proprio alternatore (configurazione "2+1").

Ciascuna turbina potrà essere tenuta in esercizio indipendentemente dallo stato di funzionamento dell'altra.

La potenza elettrica nominale generata da ciascuna turbina a gas nelle condizioni di riferimento è pari a 266,5 MWe.

I turbogas e i relativi sistemi di lubrificazione e comando, nonché le valvole di regolazione del combustibile, sono contenuti all'interno di idonei cabinati ospitati all'interno di un edificio che contiene anche l'alternatore e i relativi ausiliari.

I sistemi di controllo e protezione turbogas e i relativi sistemi elettrici sono ubicati all'interno di ulteriori cabinati posizionati all'esterno dell'edificio.

1.1.1.2 GVR e Ciclo Acqua Vapore

Il generatore di vapore a recupero associato a ciascun turbogas ha la funzione di produrre vapore con condizioni di pressione, temperatura e portata tali da ottimizzare l'utilizzo del calore reso disponibile alla Sezione di scarico della turbina a gas.

Il GVR è uno scambiatore di calore costituito da diverse Sezioni che producono vapore a tre livelli di pressione, corrispondenti alle rispettive Sezioni AP, MP e BP della turbina a vapore.

I GVR saranno costituiti da contenitori a forma di parallelepipedo, all'interno dei quali saranno alloggiare le serpentine percorse dall'acqua del circuito acqua vapore. I GVR saranno di tipo orizzontale, in quanto il flusso dei gas provenienti dalla turbina a gas, muovendosi orizzontalmente, attraverserà le serpentine, disposte in senso verticale.

Il circuito di bassa pressione (BP) alimenterà i circuiti di media e alta pressione per mezzo di pompe che prelevano dal relativo corpo cilindrico, che costituirà il serbatoio dell'acqua necessaria al funzionamento dei tre livelli del GVR.

Sul corpo cilindrico BP sarà installata una torretta degasante, in cui avverrà la separazione degli incondensabili.

Il vapore surriscaldato di alta pressione proveniente dai due GVR verrà inviato a un collettore e quindi al corpo di alta pressione (AP) della turbina a vapore; il vapore di scarico, previa miscelazione con il vapore prodotto nel circuito di media pressione (MP), da questa verrà ripartito ai due GVR dove sarà risurriscaldato e successivamente rinviato alla Sezione di media pressione della turbina a vapore.

Il condensato sarà prelevato dal condensatore esistente e ripartito ai corpi cilindrici di bassa pressione dei due GVR e da questi prelevato per mezzo di pompe alimento di media e alta pressione e inviato ai rispettivi corpi cilindrici.

Le pompe alimento alta e media pressione saranno ubicate in prossimità dei rispettivi GVR.

I fumi prodotti dai gruppi turbogas, dopo aver attraversato i GVR, verranno convogliati alle rispettive ciminiere di nuova realizzazione e da qui rilasciati in atmosfera.

1.1.1.3 Turbina a Vapore

La turbina a vapore esistente è dotata di una Sezione di alta, una di media e una di bassa pressione. Nella nuova configurazione, essa sarà alimentata dal vapore di alta, media e bassa pressione proveniente dai GVR. Le Sezioni di alta e media pressione verranno mantenute come sono ora, previa chiusura degli spillamenti non più utilizzati (il nuovo ciclo termico non sarà del tipo rigenerativo) mentre quella di bassa pressione verrà modificata per adeguarla alla nuova portata elaborata.

La turbina a vapore sarà dotata di sistema di by-pass del vapore, con linee indipendenti per ciascuno dei due GVR; il sistema di by-pass, che permette la condensazione totale del

vapore, interviene in caso di scatto turbina o per l'arresto e/o l'avviamento di uno dei due turbogas con l'altro in funzione.

Nelle condizioni di progetto la turbina a vapore è in grado di produrre circa 280 MW elettrici.

1.1.1.4 Condensatore e Circuito di Raffreddamento

Il ciclo termico della Sezione 4 trasformata a ciclo combinato richiede la dissipazione di una potenza termica nominale di circa 490 MW attraverso l'esistente condensatore del vapore scaricato dalla turbina.

Il raffreddamento del condensatore è assicurato dalla circolazione di acqua di mare prelevata dal canale Valentinis attraverso l'opera di presa esistente, e restituita al canale artificiale Lisert attraverso l'opera di restituzione, anch'essa esistente.

Un circuito secondario di acqua circolazione, con scambiatori di calore separati, assicura il raffreddamento del circuito acqua servizi in ciclo chiuso, del quale è previsto il rifacimento completo.

La portata complessiva dell'acqua circolazione utilizzata per la condensazione del vapore e per il raffreddamento del ciclo chiuso è pari a 16,2 m³/s.

La quantità totale di calore ceduta al corpo recettore dal modulo 4 trasformato è stimata in 508,8 MW.

1.1.1.5 Sistema Acqua Demineralizzata

L'impianto di produzione acqua demineralizzata esistente, per quanto sufficiente alle nuove esigenze in termini di producibilità, verrà modificato e rinnovato.

Il nuovo impianto utilizzerà tecnologie a membrana (osmosi inversa) per la produzione di acqua demineralizzata a partire da acqua di pozzo, e da acqua recuperata dal trattamento spurghi desox.

L'impianto sarà dimensionato per produrre circa 100 m³/h di acqua demineralizzata. Le caratteristiche chimiche dell'acqua prodotta saranno idonee all'alimentazione dei GVR come pure delle caldaie tradizionali delle Sezioni 1 e 2.

L'ammodernamento dell'impianto permetterà di aumentare i recuperi interni e di ottimizzare il sistema di gestione delle risorse idriche..

1.1.1.6 Sistemi Elettrici

Il ciclo combinato è del tipo "2+1", quindi ciascuna turbina ha un proprio alternatore, connesso mediante sbarre ai trasformatori principali 400/15-20 kV.

Il trasformatore principale della Sezione vapore sarà connesso mediante la esistente linea aerea, opportunamente modificata, alla stazione 380kV posta a una distanza di circa 30 metri dall'impianto. I trasformatori principali delle Sezioni Turbogas saranno collegati alla stazione tramite linea sotterranea in cavo. Il collegamento con la sottostazione a 380kV prevede l'inserimento di un sistema blindato isolato in esafluoruro di zolfo che permetterà di collegare l'arrivo della linea in aria 380 kV della Sezione a vapore e i due arrivi 380 kV in cavo delle Sezioni turbogas alla RTN a 380 kV.

Il sistema blindato posto in stazione elettrica sarà dotato di tutti gli organi di interruzione, sezionamento, messa a terra, comando e controllo che ne permetteranno il collegamento con la RTN, la supervisione protettiva e di esercizio, e la messa in sicurezza in caso di esigenza per interventi manutentivi. L'attuale interruttore 380 kV che collega il montante 380 kV esistente alla RTN verrà eliminato e integrato nel futuro sistema blindato.

I trasformatori di unità 20/6kV saranno derivati direttamente dal montante di generazione della turbina a vapore.

Il sistema elettrico che alimenta gli ausiliari delle nuove installazioni sarà costituito da due sbarre da 6kV, ciascuna delle quali alimentata, in condizioni normali, dai rispettivi trasformatori di unità e in condizioni d'emergenza dalle esistenti sbarre di emergenza 34AG tramite collegamento con gruppi 1-2 o dal trasformatore TR alimentato dalla locale rete 20 kV ENEL.

Si evidenzia che nelle apparecchiature della stazione elettrica sarà contenuto SF₆, gas ad effetto serra.

Le modalità progettuali, nonché le esperienze operative su apparecchiature similari, mostrano che durante il normale esercizio della stazione non sono ipotizzabili perdite di tale gas. Durante le operazioni di manutenzione delle apparecchiature, esso sarà inviato ad un contenitore, per essere trattato e riutilizzato, garantendo quindi anche in tali circostanze emissioni nulle.

1.1.1.7 Sistemi di Automazione

I criteri fondamentali su cui si baserà il sistema di automazione della Sezione 4 a ciclo combinato sono i seguenti:

- struttura distribuita;
- integrazione;
- utilizzo di strumentazione a “bus di campo”.

Il progetto prevede una struttura distribuita, nella quale diversi sistemi di controllo, comunicando tra di loro, gestiscono aree di impianto indipendentemente l'uno dall'altro. Questa scelta è peraltro dettata dalla necessità di integrare sistemi di regolazione dedicati a corredo del macchinario (turbogas, turbina a vapore e altri sottosistemi), coi quali il sistema di controllo principale opererà come se fossero parte di un solo ambiente di controllo.

Elemento fondamentale su cui si fonda questo concetto di integrazione è l'interfaccia utente, HMI (interfaccia uomo macchina), tale per cui da un'unica postazione di lavoro l'operatore può avere un quadro dello stato di ogni sottosistema di impianto e gestirne con facilità il controllo. Per rendere l'interfaccia utente la più familiare possibile si utilizzeranno ambienti *Windows*, sistemi operativi facili da usare e soprattutto molto conosciuti. L'opera di integrazione deve infine portare all'utilizzo semplice e veloce delle nuove tecnologie IT (*Information Technology*) indispensabili per garantire uno scambio trasparente di dati tra tutti i livelli di fabbrica (dall'area uffici fino al campo).

1.1.1.8 Sistema Antincendio

L'area ove sarà realizzato il ciclo combinato è attualmente servita dalla rete idranti e schiumogeno, alimentate con acqua mare, a protezione dei serbatoi di olio combustibile n. 1, 2 e 3 che, come già indicato, saranno demoliti. La rete sarà quindi modificata per la

protezione perimetrale esterna ai bacini di contenimento dei serbatoi olio combustibile n. 4 e 5.

Per l'isola produttiva dei vassoi turbogas e la relativa stazione metano la protezione antincendio sarà realizzata con acqua derivata dalla esistente rete presente nella Sala Macchine 3 e 4.

Saranno in particolare installati sistemi di protezione antincendio fissi e mobili, e sistemi di rivelazione e allarme a protezione delle seguenti apparecchiature:

- turbine a gas ed ausiliari;
- cassa olio di lubrificazione e apparecchiature connesse;
- trasformatori (se isolati ad olio);
- fossa bombole idrogeno per generatore elettrico sez. TG G/H (se necessaria);
- stazione metano.

La progettazione del sistema e dei dispositivi installati sarà in accordo con le norme NFPA, Factory Mutual, Concordato Italiano Incendi Rischi Industriali.

La propagazione del fuoco tra differenti aree di rischio sarà impedita mediante sistemi di protezione passiva (distanze, ecc.) in modo da garantire un tempo sufficiente di protezione ad assicurare la completa attivazione dei sistemi antincendio di spegnimento.

Nei casi in cui la distanza fra differenti aree di rischio, considerando anche quelle già esistenti in *Centrale* (serbatoi olio combustibile n. 4 e 5), non sia tale da garantire la protezione sufficiente, le stesse saranno segregate mediante barriere, muri o strutture tagliafuoco.

Ogni area di fuoco o componente a rischio, sarà protetta da un appropriato sistema di spegnimento, che potrà essere fisso o mobile in base al tipo specifico di rischio.

In sintesi, il sistema antincendio sarà composto dai seguenti sottosistemi:

- sistemi di spegnimento con acqua;
- sistemi di spegnimento con gas;
- sistemi di saturazione con NAF-S 125;
- sistemi di rivelazione incendio.

1.1.1.9 Sistemi di Trattamento Gas Naturale

Per l'alimentazione del Ciclo Combinato sarà realizzata una stazione di trattamento gas, dotata di dispositivi di misura, filtrazione, riscaldamento e decompressione (o eventuale compressione), intercettazione e protezione.

La posizione prevista per la stazione è a est dei turbogas, all'interno dell'area che si renderà libera a seguito della demolizione dei serbatoi olio combustibile.

Il sistema è stato progettato sulla base della normativa italiana e internazionale più recente.

Il complesso delle apparecchiature installate nella stazione di trattamento sarà quindi conforme agli standard adottati da SNAM per l'intera rete di distribuzione nazionale e alle normative vigenti.

1.1.2 Tecnologia di Contenimento degli Ossidi di Azoto

Per ossidi di azoto, genericamente indicati come NO_x , si intendono il monossido (NO) e il biossido (NO_2) di azoto, generati dall'ossidazione di una parte dell'azoto presente nell'aria comburente (*thermal NO_x*) e di una frazione dell'azoto presente nel combustibile (*fuel-bound nitrogen FBN*).

I fenomeni di formazione dei *thermal NO_x*, che costituiscono la maggior parte degli NO_x prodotti in turbina, sono noti come meccanismo di Zeldovich e consistono in una serie di reazioni chimiche la cui velocità aumenta esponenzialmente con la temperatura di fiamma e linearmente con il tempo di residenza della miscela aria - combustibile a una data temperatura.

Il progetto di trasformazione della Sezione 4 della *Centrale* prevede l'utilizzo di bruciatori DLN (*Dry Low NO_x*) per il contenimento degli ossidi di azoto. Tale tecnologia consente di ridurre i picchi di temperatura tramite premiscelazione dell'aria e del combustibile.

Per la Sezione a Ciclo Combinato di Monfalcone è previsto l'uso di macchinari di ultima generazione, scelti fra i soli costruttori in grado di garantire emissioni pari a 30 mg/Nm³ di NO_x e 50 mg/Nm³ di CO, per condizioni di esercizio tra circa il 60% e il 100% della

potenza nominale, riferiti ad un tenore volumetrico di ossigeno libero nei fumi anidri, pari al 15%.

1.1.3 Opere Complementari

Le opere complementari della *Centrale* sono costituite dal circuito di presa e scarico delle acque di circolazione, dal collegamento con la Rete di Trasmissione Nazionale e dal gasdotto di approvvigionamento del gas naturale.

Il circuito di presa e scarico acqua mare, la stazione e l'elettrodotto di collegamento con la Rete di Trasmissione Nazionale sono ad oggi già esistenti e, con la trasformazione in ciclo combinato della Sezione n. 4 della *Centrale*, non subiranno modifiche.

Il gasdotto di approvvigionamento del gas naturale sarà invece realizzato appositamente per l'alimentazione della Sezione 4, trasformata in ciclo combinato.

Come già indicato precedentemente il progetto di realizzazione del gasdotto è già stato sottoposto con esito positivo a Valutazione di Impatto Ambientale di tipo regionale (*Delibera Giunta Regionale n. 1045 del 13/05/2005 e n. 2718 del 17/11/2006*).

Nel seguito si riporta una sintesi delle principali caratteristiche del gasdotto in progetto.

1.1.3.1 Gasdotto

La costruzione del gasdotto per il collegamento della *Centrale* alla rete nazionale in prossimità del nodo di interconnessione in località Villesse (GO) sarà effettuato da Endesa Italia.

La realizzazione del gasdotto avverrà secondo gli standard adottati per la rete nazionale, conformi al *DM 24/11/84* e sue successive modifiche e alle normative italiane vigenti (UNI-CIG, ISPESL).

Il gasdotto sarà costituito da una condotta in acciaio interrata di diametro DN 600 (24") e dai relativi accessori, quali valvole di intercettazione recintate e apparecchiature accessorie (sistemi di protezione catodica, tubi di sfiato, cartelli segnalatori, ecc.).

La sua lunghezza sarà di circa 18 km e trasporterà gas naturale con densità pari a 0,72 kg/m³ circa, a una pressione compresa tra 40 e 75 bar.

La sua costruzione comporterà la costituzione di una servitù *non aedificandi* per una fascia di 20 m per parte rispetto all'asse della condotta.

In aree di particolare pregio verrà mantenuta, come da prescrizioni e compatibilmente con i criteri di sicurezza, una fascia di lavoro di larghezza massima di 10 metri.

A monte e a valle di ogni attraversamento ferroviario, a distanza minore di 1.000 m dagli stessi, verranno installati dei punti di intercettazione di linea (P.I.L.) aventi la funzione di sezionare la condotta, ossia permettere l'interruzione del flusso del gas.

Il tracciato, riportato nella *Figura 3*, attraversa i Comuni di: Villesse, S. Pier D'Isonzo, Fogliano Redipuglia, Ronchi Dei Legionari e Monfalcone. Le aree interessate sono principalmente agricole o incolte; soltanto nel tratto terminale, nell'area di Monfalcone, il tracciato interessa zone a destinazione d'uso urbana-residenziale o industriale-portuale.

Si evidenzia inoltre che parte del tracciato si sviluppa sul bordo meridionale dell'area SIC IT3330003 Laghi di Doberdò e di Pietrarossa e lo studio di impatto ambientale, presentato per la procedura di VIA regionale del gasdotto (da cui il giudizio di compatibilità ai sensi della LR 43/1990 nelle delibere regionali n.1045 del 13/05/2005 e n.2718 del 17/11/2006), contiene la valutazione di incidenza dell'opera su tale area SIC e le misure di compensazione per essa previste.

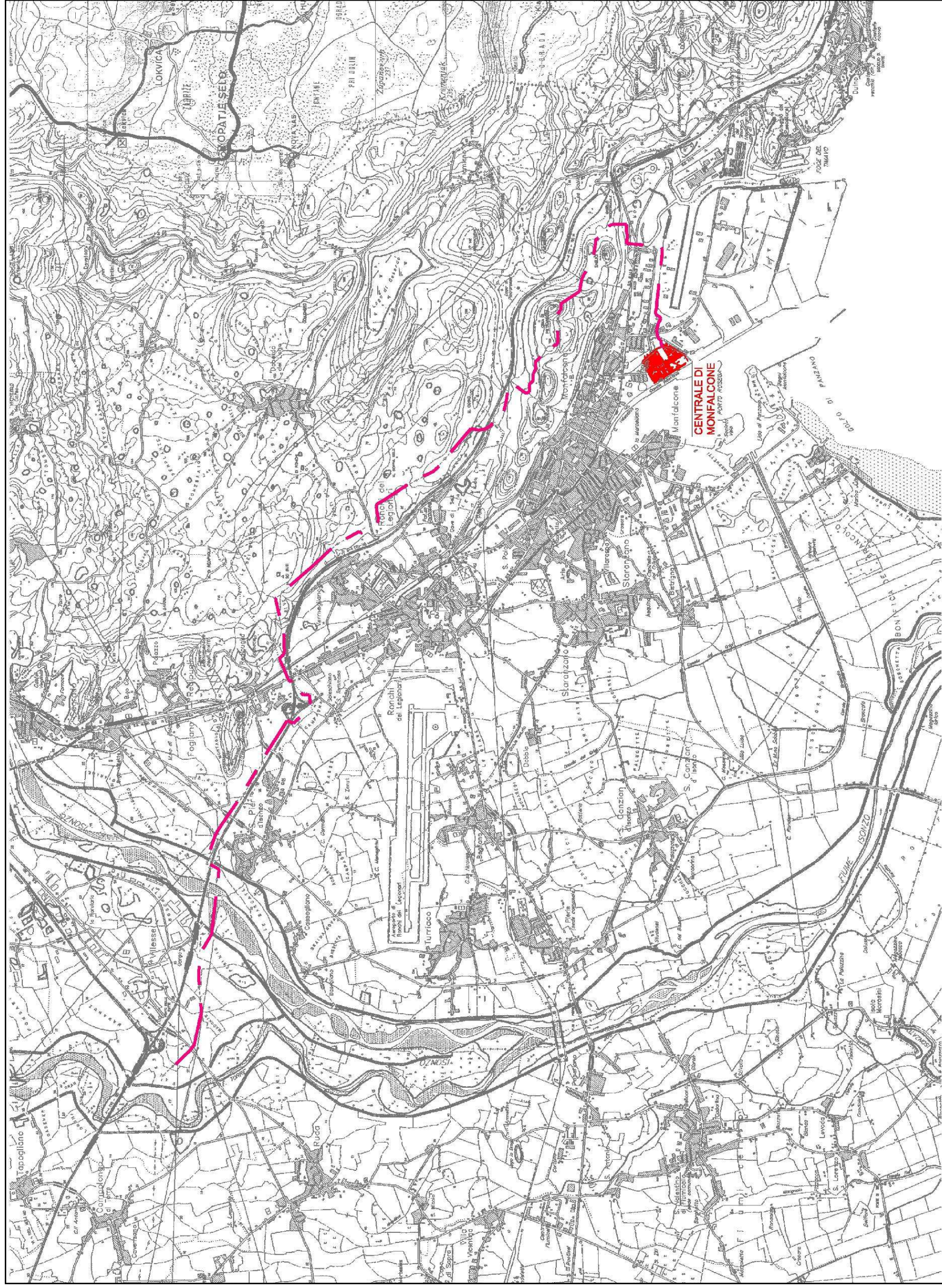


Figura 3: Tracciato del nuovo gasdotto Villesse (GO) – Centrale Endesa di Monfalcone

1.2 BILANCI ENERGETICI

L'energia elettrica che sarà prodotta dalla *Centrale* in seguito alla trasformazione sarà totalmente ceduta alla Rete Nazionale tramite gli elettrodotti esistenti. Le ore di funzionamento della *Centrale* saranno 8.000/anno.

Il bilancio energetico relativo alla *Centrale* nella configurazione futura è riportato nella seguente *Tabella 1*.

Tabella 1 Sintesi delle Prestazioni Energetiche Complessive della Centrale di Monfalcone – Configurazione Futura

Sezione	Entrate		Produzione			Perdite			Rendimento
	Carbone/ Olio Combustibile - Gas Naturale [t/h] [Nm ³ /h]	Potenza termica immessa [MW]	Potenza elettrica lorda [MW]	Potenza elettrica netta [MW]	autoconsumi [MW]	Condensazione ** [MW]	camino [MW]	varie [MW]	Elettrico netto [%]
1	61/ 36*	420	165	151	14	225,0	25,2	4,8	36,0
2	64/ 37*	435	171	157	14	232,6	26,1	5,3	36,1
4	133.600	1.431	816,2	801,8	14,4	508,8	106,0	-	56,0
Totale	-	2.286	1.152,2	1109,8	42,4	966,4	157,3	10,1	48,5

(*) L'olio combustibile sarà utilizzato esclusivamente nelle fasi di avviamento e nei carichi intermedi (fino all'80%)

(**) Comprende le parte ceduta dai sistemi di raffreddamento acqua servizi in ciclo chiuso

Nell'allegato D10 è riportato lo schema di principio dei gruppi turbogas della *Centrale* trasformata con indicato il bilancio termico e il bilancio di potenza (Diagramma di Sankey) relativo alla *Centrale* nell'assetto futuro.

1.3 USO DI RISORSE E INTERFERENZE CON L'AMBIENTE

1.3.1 Occupazione di Suolo

Come già indicato la trasformazione della Sezione 4 in ciclo combinato prevede la demolizione dei restanti serbatoi di olio combustibile n. 2 e 3, delle caldaie e retrocaldaie delle Sezioni 3 e 4.

Le nuove opere saranno invece le seguenti:

- camini;
- edificio ausiliari;
- moduli turbogas, alternatori e GVR;
- stazione metano;
- fossa bombole;
- vasca olio trasformatore.

Nella seguente *Tabella 2* si riporta il confronto tra demolizioni e nuove costruzioni previste dal progetto.

Tabella 2 Confronto Demolizioni e Nuove Costruzioni Previste dal Progetto

Opere civili	Volumi (m ³)	Superfici (m ²)
<i>Demolizioni</i>		
caldaie	120.000	2.600
precipitatori, condotti aria/gas	20.000	1.400
serbatoi	120.000	13.250
Totale Demolizioni	260.000	17.250
<i>Nuove Costruzioni</i>		
camini	6.000	70
edificio ausiliari	8.000	1.400
moduli tg-gvr-alternatore- trasformatore	60.000	8.000
stazione metano	8.000	950
fossa bombole		150
vasca olio trasformatore		100
Totale Nuove Costruzioni	82.000	10.670
Differenza Nuove Costruzioni- Demolizioni	-178.000	- 6.580

Complessivamente con la realizzazione del progetto si avrà quindi una riduzione dei volumi occupati pari a circa 178.000 m³ e una riduzione delle superfici coperte di circa 6.500 m².

Per quanto riguarda la riduzione delle volumetrie, in particolare, si evidenzia che questa sarà pari a circa il 20% rispetto alla volumetria totale dell'impianto nella configurazione di riferimento.

1.3.2 Acqua

Le fonti di approvvigionamento idrico saranno le stesse utilizzate nell'assetto attuale di *Centrale*, e precisamente:

- acqua industriale, utilizzata nelle diverse attività di produzione (servizi ed esercizio) e per alcuni usi civili, prelevata da 5 pozzi di emungimento delle acque di falda. Il consumo di acqua industriale sarà pari a circa 1,8 milioni di m³/anno, mentre il prelievo massimo sarà di 0,82 moduli (82 l/s), pari a quello attuale;
- acqua di mare, per la condensazione del vapore di scarico turbina e per il raffreddamento dei vari macchinari, prelevata dal canale Valentinis. La portata totale sarà pari a 27,2 m³/s (di cui 16,2 m³/s per il gruppo 4, prelevata rispettivamente nella quota di 14,2 m³/s e 2 m³/s nei punti di prelievo A3 e A4). Come nella configurazione attuale, l'acqua di raffreddamento sarà scaricata nel canale artificiale Lisert, mantenendo inalterate le caratteristiche esistenti al prelievo, con l'eccezione di un aumento di temperatura pari a circa 8,5 °C, e nel rispetto del limite massimo di 35°C;
- acqua potabile prelevata dall'acquedotto locale, pari a circa 40.000 m³/anno.

I prelievi idrici della *Centrale* nella configurazione futura saranno inferiori a quelli attuali. Per quanto riguarda l'acqua mare di raffreddamento si prevede una riduzione del prelievo pari a circa 8,8 m³/s (riduzione di circa il 24 %), con una conseguente riduzione di circa il 24 % del calore ceduto all'acqua di circolazione.

Per quanto riguarda invece l'acqua di falda prelevata dai pozzi si prevede un risparmio di circa il 23% (410.000 m³/anno). Tale diminuzione andrà a bilanciare la richiesta di acqua dolce da parte dell'impianto di desolfurazione, tanto che la portata prelevata da pozzi rimarrà pressoché invariata rispetto ai dati storici di centrale registrati prima della installazione del desox. Sono già attualmente in corso azioni volte al risparmio e al riutilizzo dell'acqua dolce, tali da evitare l'aumento dei prelievi.

Nel seguito una stima di massima della riduzione dei consumi prevista dal passaggio dalla configurazione impiantistica di riferimento alla configurazione futura.

In *Figura 4* si riporta il bilancio idrico di *Centrale* previsto per la configurazione futura.

1.3.2.1 Consumo di Acqua Demineralizzata

Complessivamente i consumi di acqua demineralizzata per la Sezione a ciclo combinato saranno circa 30.000 m³/anno. Tale valore è inferiore a quello che caratterizza il

funzionamento delle Sezioni 3 e 4 nella configurazione di riferimento, stimata in circa 200.000 m³/anno.

Oltre a ciò nella configurazione futura si avrà una riduzione del consumo di vapore ausiliario per il riscaldamento del parco serbatoi demolito, pari a circa 110.000 m³/anno.

Dai dati sopra riportati si prevede una riduzione del consumo annuo di acqua demineralizzata pari a circa 280.000 m³.

1.3.2.2 Consumo di Acqua Industriale

Una parte di acqua industriale viene utilizzata per produrre l'acqua demineralizzata. Una riduzione di produzione di quest'ultima comporta una ulteriore risparmio di circa 100.000 m³ di acqua industriale.

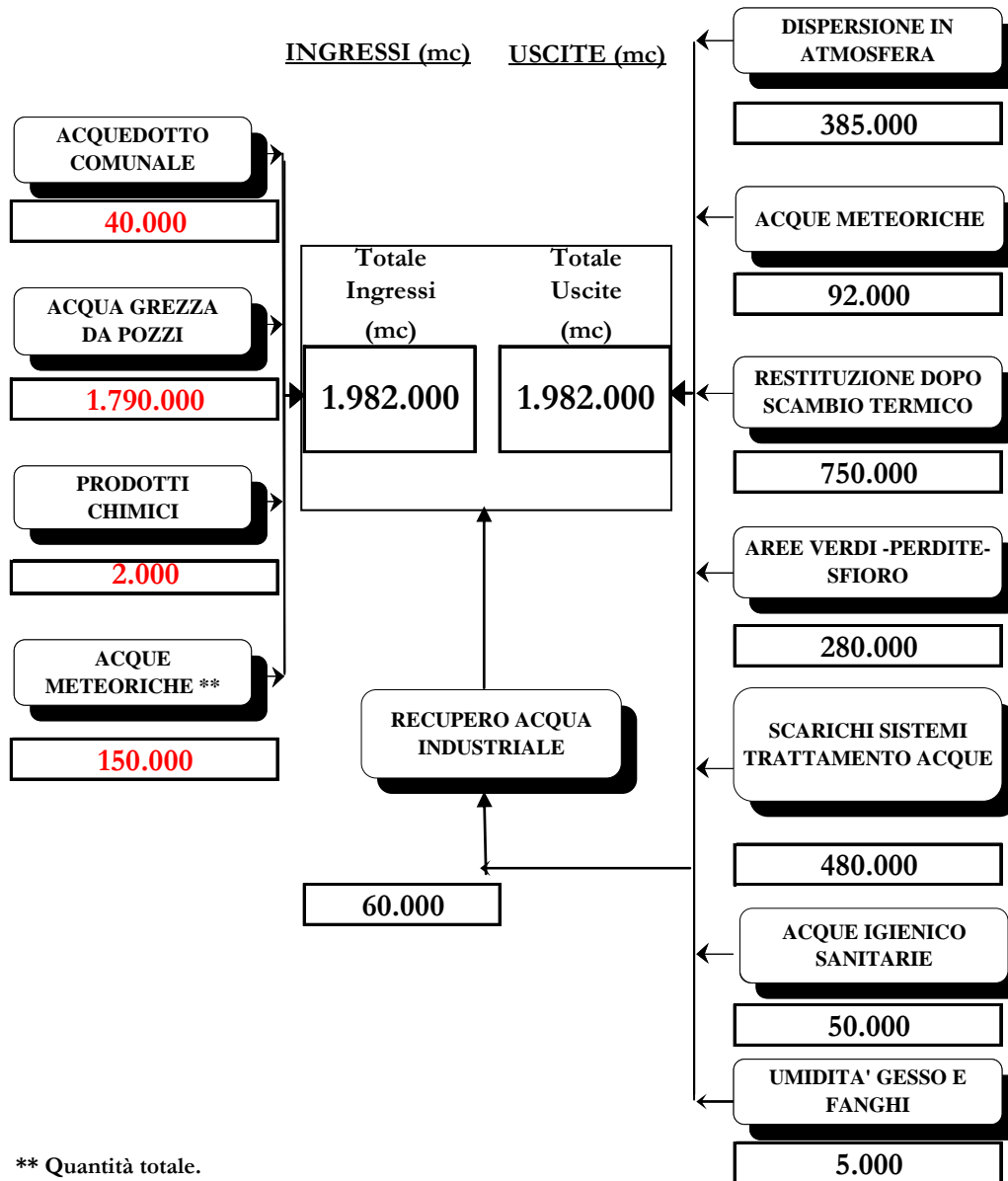
Non verranno più effettuati i lavaggi di caldaia, riscaldatori aria ed elettrofiltri (circa 30.000 m³/anno).

Si avrà inoltre una riduzione dei consumi per le guardie idrauliche, i flussaggi periodici delle apparecchiature a contatto con acqua di mare, i fabbisogni del parco combustibili e il raffreddamento di emergenza macchinari in condizioni gravose.

Il risparmio totale corrisponde a circa 130.000 m³/anno.

Bilancio idrico situazione futura

Desox + Ciclo combinato



Fa parte del bilancio anche il ricircolo dell'acqua filtrazione gesso (125.000) recuperata al desox (non evidenziato perché interno al sistema desox)

Figura 4 *Bilancio Idrico di Centrale. Configurazione Futura. Quantità in m³/anno per 8760 ore/anno*

1.3.2.3 Recupero Spurghi Desox

Il progetto del desox e del relativo impianto di trattamento dei reflui permette di recuperare, in parte come riciccoli interni ed in parte come acqua industriale, un totale pari a circa 185.000 m³/anno. L'acqua industriale recuperata dal sistema ZLD ammonta a circa 60.000 m³/anno.

1.3.3 Materie Prime e Altri Materiali

Con la trasformazione della Sezione n. 4 a ciclo combinato e la dismissione della Sezione n. 3, le principali materie prime utilizzate dalla *Centrale* saranno il gas naturale e il carbone. I consumi di olio combustibile saranno invece notevolmente ridotti, in quanto esso sarà utilizzato soltanto nelle Sezioni 1 e 2 durante le fasi di avviamento e di carico intermedio.

Il gas naturale, prelevato dalla rete SNAM a una pressione variabile tra 40 e 75 bar, alimenterà le turbine a gas. Il suo consumo sarà pari a circa 133.660 Nm³/h, considerando 8.000 ore di funzionamento/anno la quantità utilizzata annualmente risulterà pari a circa 1.070 milioni di Nm³.

Il consumo di carbone per l'alimentazione delle Sezioni 1 e 2 sarà, come per lo stato attuale, pari a circa 125 t/h.

Le sostanze chimiche utilizzate dalla *Centrale* rimarranno pressoché invariate, salvo che per l'utilizzo di modeste quantità (1,5 t/anno) di deossigenante (carboidrazite), in sostituzione dell'acqua ossigenata, per il trattamento del ciclo acqua-vapore nella Sezione a ciclo combinato, per il passaggio dall'attuale trattamento ossidante a quello riducente.

1.3.4 Emissioni in Atmosfera ed Effluenti Liquidi

1.3.4.1 Emissioni in Atmosfera

Nel suo assetto futuro la *Centrale* avrà 3 sorgenti di emissione continua, costituite dall'esistente camino, al quale continueranno a essere convogliati i fumi dei gruppi 1 e 2 (in due delle quattro canne fumarie esistenti), e dai due nuovi camini delle turbine a gas, di altezza pari a 90 m e diametro interno di 6,4 m.

Le condizioni di funzionamento delle Sezioni 1 e 2 rimarranno le medesime considerate per lo stato attuale di riferimento (con desolforatori). Le concentrazioni massime di emissione, nella combustione a carbone e per una potenzialità massima rispettivamente di 165 e 171 MWe per le due Sezioni, saranno quindi:

- SO_x come SO₂ 668 mg/Nm³ (728 per la Sezione 1);
- NO_x come NO₂ 600 mg/Nm³;
- CO 50 mg/Nm³;
- Polveri 50 mg/Nm³.

Tutte le concentrazioni sopra riportate sono riferite a gas secchi con eccesso di ossigeno al 6%. Si precisa che i valori esposti sono di riferimento per i calcoli di emissione massica; i valori limite-calcolati secondo la legislazione vigente (D.lgs 152/06) sono leggermente diversi e dipendono dal mix di combustibili utilizzati.

La Sezione n. 3 non sarà più in esercizio, quindi il suo contributo alle emissioni sarà nullo.

La Sezione n. 4 sarà alimentata a gas naturale e le condizioni di massima emissione di effluenti gassosi e di produzione di inquinanti saranno ovviamente quelle relative al funzionamento con le unità turbogas in funzione al carico nominale.

L'utilizzo di bruciatori del tipo DLN (*Dry Low NO_x*) assicurerà i minimi valori di emissioni di ossidi di azoto e di monossido di carbonio attualmente raggiungibili. Il controllo avverrà mediante premiscelazione dell'aria e del combustibile, che consentirà la riduzione della temperatura di fiamma senza necessità di iniezione d'acqua o di vapore.

Le caratteristiche dei flussi emissivi corrispondenti alle condizioni di funzionamento sopra esposte sono riassunte in *Tabella 3*.

Tabella 3 **Caratteristiche Tipiche del Flusso Emissivo in Uscita dai Camini della Sezione a Ciclo Combinato (Dati per Singolo Camino)**

Parametro	Valore
Composizione Fumi (% volume):	
N ₂	74,48
Ar	0,89
O ₂	12,52
CO ₂	3,84
H ₂ O	8,272
Portata fumi normalizzata (Nm ³ /h)	1.946.674
Portata fumi secchi (Nm ³ /h) (*)	2.204.672
Temperatura al camino (°C)	100
Velocità fumi al camino (m/s)	23
(*) al 15 % di O ₂	

Per la Sezione n. 4 i limiti massimi di emissione saranno quelli di seguito indicati:

- NO_x come NO₂ 30 mg/Nm³;
- CO 30 mg/Nm³;
- Polveri trascurabili.

Dove le concentrazioni, calcolate secondo la legislazione vigente, sono riferite a fumi secchi con tenore di ossigeno pari al 15%.

Nella seguente *Tabella 4* si riportano le caratteristiche emissive di *Centrale* alla potenza nominale per singola Sezione nella configurazione futura.

Tabella 4 *Caratteristiche Emissive della Centrale – Configurazione Futura*

Sezione	Portata Fumi tal quale (m ³ /h)	Fumi Norm Secchi O ₂ rif (Nm ³ /h)	Vel. Uscita (m/s)	Concentrazione SO ₂ (mg/Nm ³)	Concentrazione NOx (mg/Nm ³)	Concentrazione PTS (mg/Nm ³)	Concentrazione CO (mg/Nm ³)	Diametro (m)	T fumi (K)
MF1	770.593	505.000	24,3	728*	600	50	250	3,5	373
MF2	797.919	523.000	25,2	668	600	50	250	3,5	373
MF4 (G)	2.659.219	2.204.672	23	-	30	Trascurabili	30	6,4	373
MF4 (H)	2.659.219	2.204.672	23	-	30	trascurabili	30	6,4	373

(*) Nelle simulazioni sulla qualità dell'aria è stata considerata una concentrazione di SO₂ pari a 650 mg/Nm³ nei fumi delle Sezioni 1 e 2

La seguente *Tabella 5* riporta infine le emissioni totali di inquinanti previste per la configurazione futura, considerando un funzionamento sia di 8.000 ore/anno che di 8760 ore/anno degli impianti.

**Tabella 5 Emissioni Annuali di Inquinanti Complessive della Centrale.
Configurazione Futura**

Inquinante	Configurazion e Futura (t)	Configurazion e futura 8760 ore/anno
SO ₂	5.736	6.281
NO _x	5.992	6.562
Polveri	≈400	≈450
CO	n.d.	
CO ₂	4,7 x 10 ⁶	5,16 x 10 ⁶

1.3.4.2 Effluenti Liquidi

Conseguentemente alla riduzione dei prelievi, con la trasformazione in ciclo combinato anche gli scarichi idrici saranno ridotti rispetto alla configurazione di riferimento.

Le acque reflue industriali (derivate dagli impianti di trattamento) scaricate nel canale Valentinis, al netto dei recuperi interni, ammonteranno a circa 480.000 m³/anno (circa il 30 % in meno rispetto alla configurazione di riferimento).

Anche nella configurazione futura l'impianto di trattamento garantirà la stessa qualità delle acque in uscita al collettore di scarico rispetto alla situazione attuale, rispettando i limiti imposti dalla *Tabella 3* dell'*Allegato 5* al *DLgs 152/06*.

Lo scarico delle acque di raffreddamento sarà ridotto a 27,2 m³/s (circa il 24 % in meno rispetto alla configurazione di riferimento). Come nella situazione di riferimento, l'acqua di raffreddamento sarà scaricata nel canale artificiale Lisert tramite l'opera di scarico esistente, mantenendo inalterate le caratteristiche esistenti al prelievo, con un aumento di temperatura pari a circa 8,5 °C, nel rispetto del limite massimo di 35°C.

Il calore totale scaricato pertanto si ridurrà del 24%.

Le acque sanitarie saranno scaricate in fognatura, utilizzando lo scarico già esistente e non subiranno variazioni quantitative di tipo significativo (circa 50.000 m³/anno).

Gli scarichi sporadici potranno essere ritenuti trascurabili rispetto agli scarichi continui e saranno, in ogni caso, trattenuti e smaltiti per mezzo di operatori autorizzati.

1.3.5 Rumore

Il progetto di trasformazione della *Centrale* di Monfalcone prevede la dismissione dell'attuale Sezione 3, con la conseguente eliminazione di tutte le sorgenti sonore ad essa relative.

Tra di esse le principali sono:

- edificio caldaia;
- ventilatori;
- sala macchine;
- trasformatori elettrici;
- pompe di presa e di restituzione acqua mare.

La Sezione 4 sarà invece modificata in modo sostanziale. Le principali nuove sorgenti sonore che sostituiranno quelle attualmente esistenti (ad eccezione delle utenze di sala macchine), saranno:

- camino;
- GVR;
- diffusore;
- alternatore;
- trasformatore;
- edificio turbogas;
- stazione metano.

Per le nuove sorgenti sonore saranno adottate tutte le misure necessarie per ridurre gli impatti presso i ricettori, tramite interventi sulle sorgenti stesse e, se necessario, tramite la realizzazione di barriere fonoassorbenti.

Si evidenzia inoltre che il Proponente richiederà ai fornitori dei macchinari che lo spettro di emissione di ogni singola componente dell'impianto, rilevato ad 1 m di distanza, sia privo di componenti tonali.

1.3.6 Rifiuti

Nella *Tabella 6* si riassumono le principali tipologie di rifiuti che saranno prodotte nella configurazione futura di *Centrale*.

Tabella 6 Rifiuti Prodotti dalla Centrale.

Rifiuto	Quantità (t anno)
Ceneri da olio	0
Oli esausti	6
Rifiuti pericolosi da pulizia serbatoi	Non prevedibili
Materiali isolanti contenenti amianto	15
Imballaggi	2
Rifiuti da demolizioni civili	Non prevedibili
Rifiuti ferro, metalli	Non prevedibili
Fanghi da trattamento acqua	2000
Terre di dragaggio	26
Fanghi da fosse settiche	13
Ceneri da carbone	85.000

Tabella 6 Rifiuti Prodotti dalla Centrale.

Nella configurazione futura la produzione di ceneri da olio si azzererà, in quanto questo non sarà più utilizzato come combustibile, se non nelle fasi di avviamento e di funzionamento a carico ridotto delle Sezioni 1 e 2.

La produzione di fanghi potrà ridursi leggermente, poiché diminuirà la quantità dei reflui trattati e in particolare di quelli provenienti dai lavaggi periodici delle parti a contatto con i fumi.

Si sottolinea inoltre che la produzione di rifiuti costituiti da ferro e da materiali da demolizione non è prevedibile a priori, dipendendo da attività contingenti non strettamente connesse con l'esercizio dell'impianto.

Anche la produzione di rifiuti pericolosi da pulizia serbatoi non è determinabile a priori, anche se si prevede una sua diminuzione in conseguenza della riduzione dello stoccaggio di olio combustibile.

I quantitativi dei rifiuti sopra elencati saranno comunque variabili nel tempo, in quanto la loro produzione sarà influenzata da molteplici fattori (esigenze tecnologiche, grado di pulizia delle apparecchiature, fattori ambientali ecc.). Si può tuttavia affermare che con la trasformazione a ciclo combinato della Sezione 4 la produzione di rifiuti sarà contenuta e sicuramente inferiore a quella attuale.

La gestione e lo smaltimento dei rifiuti avverrà secondo i termini di legge.

1.3.7 Traffico

Nella configurazione futura non sarà più necessario approvvigionare la *Centrale* con olio combustibile, se non per i quantitativi necessari per le fasi di avviamento e di funzionamento a carico ridotto delle Sezioni 1 e 2. Con la realizzazione del progetto, in particolare, si prevede che si passerà dalle attuali 45 navi/anno a circa 1-2 navi/anno per il trasporto di olio combustibile.

Il numero di navi carboniere e di chiatte per il trasporto di carbone rimarranno pressoché invariate (50 navi/anno).

Il traffico veicolare rimarrà anch'esso invariato, e precisamente si prevede una media di 10 camion/giorno per il trasporto delle ceneri, 4,2 camion/giorno per il trasporto di calcare e 7,4 camion/giorno per il trasporto del gesso.

1.4 PROGRAMMAZIONE

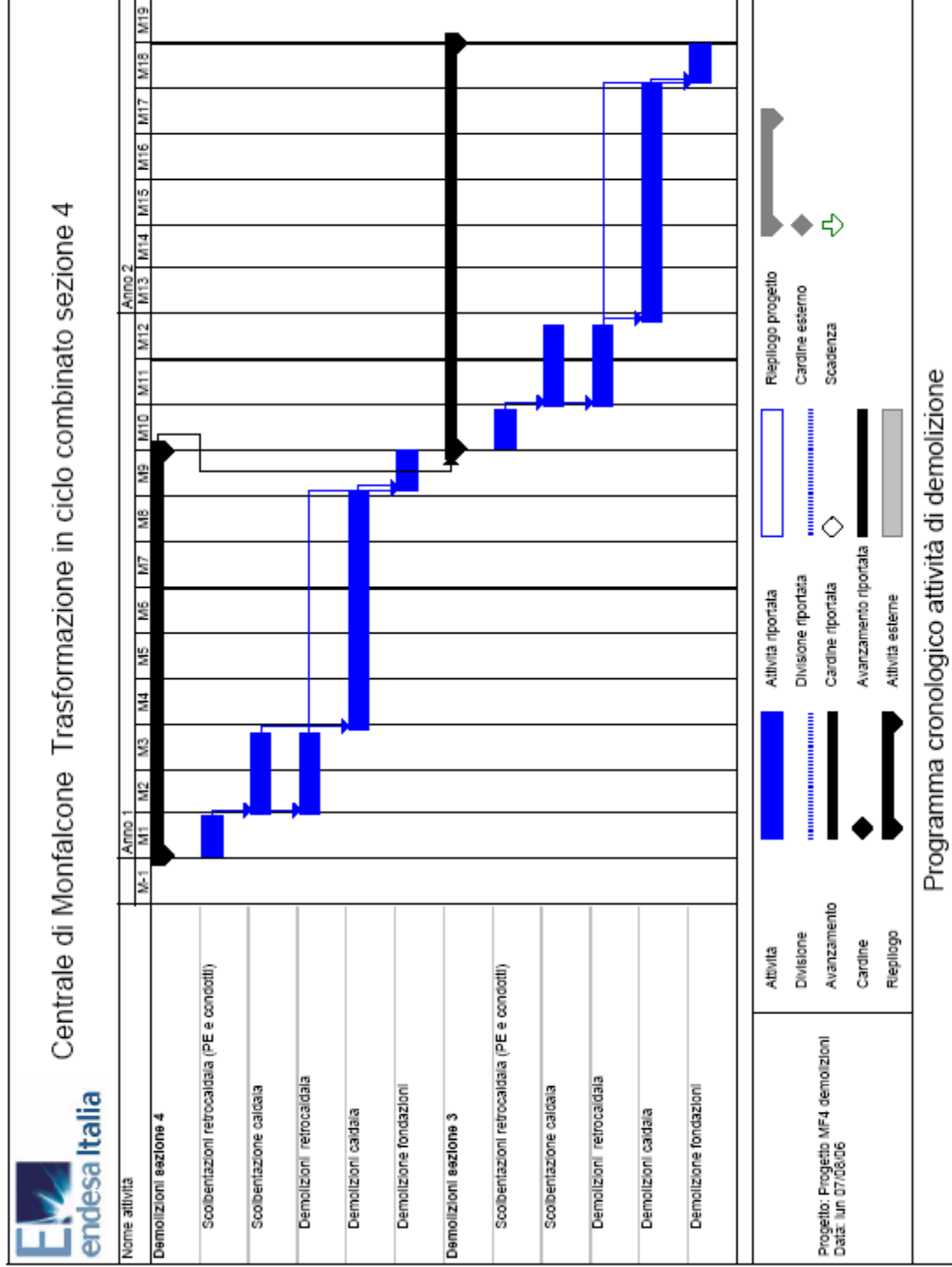


Figura 6: Programma cronologico delle attività di demolizione

2 AGGIORNAMENTO DEL SISTEMA DI MONITORAGGIO EMISSIONI (SME)

2.1.1 Il SME esistente

Un descrizione completa del sistema attualmente installato di monitoraggio delle emissioni (SME) gassose provenienti dai generatori di vapore delle quattro unità della centrale è contenuta nella procedura di gestione allegata al documento di richiesta di A.I.A. inviato il 28/12/2007 (prot. Min.Amb DSA-2007-0001225 del 17/01/07) - procedura: "Gestione delle emissioni" – AMB/ARI.01 - edizione 2.0 del 30.06.2004).

In sintesi, ciascuna unità dispone di una serie di strumenti atti ad analizzare in continuo i macroinquinanti contenuti nelle emissioni gassosi. Le specie chimiche analizzate sono quelle previste dalla legge vigente per unità termoelettriche di questa taglia e per i tipi di combustibile e rifiuti (biomasse) utilizzati: la tabella di seguito sintetizza per ogni parametro ed unità termoelettrica tipo e modello degli strumenti attualmente installati:

Gr	Analizzatore	Costruttore e modello		Principio di funzionamento
1	Ossigeno (O ₂)	SIEMENS	OXYMAT 5E	paramagnetico
	Biossido di zolfo – ossido di azoto (SO ₂ – NO)	SIEMENS	ULTRAMAT 5E – 2R	Infrarosso – convertitore catalitico NO ₂ ->NO
	Polveri totali (estinzione)	SICK	RM 41	infrarosso
	Ossido di carbonio (CO)	SIEMENS	ULTRAMAT 5E	infrarosso
	Acido cloridrico - umidità (HCl – H ₂ O)	SICK/MAIHAK	MCS 100 E HW	misura fotometrica all'infrarosso
	Carbonio Organico totale (TOC)	Mess&Analyse ntechnik	THERMO FID model ES	ionizzazione di idrocarburi in una fiamma di idrogeno
2	Ossigeno (O ₂)	H&B	MAGNOS 7G	paramagnetico
	Biossido di zolfo (SO ₂)	H&B	URAS 3G	infrarosso
	Ossido di azoto (NO)	H&B	RADAS 1G-EM	Ultravioletto – convertitore catalitico NO ₂ ->NO
	Polveri totali (estinzione)	SICK	RM 41	infrarosso
	Ossido di carbonio (CO)	SIEMENS	ULTRAMAT 5E	infrarosso
	Acido cloridrico - umidità HCl – H ₂ O	SICK/MAIHAK	MCS 100 E HW	misura fotometrica all'infrarosso
	Carbonio Organico totale (TOC)	Mess&Analyse ntechnik	THERMO FID model ES	ionizzazione di idrocarburi in una fiamma di idrogeno

Gr	Analizzatore	Costruttore e modello		Principio di funzionamento
3/4	Ossigeno (O ₂)	SIEMENS	OXYMAT 5E	paramagnetico
	Biossido di zolfo – ossido di azoto (SO ₂ – NO)	SIEMENS	ULTRAMAT 5E – 2R	infrarosso
	Polveri totali (estinzione)	SICK	RM 41	infrarosso
	Ossido di carbonio (CO)	SIEMENS	ULTRAMAT 5E	infrarosso

Per ciascuna unità sono installati anche gli strumenti in grado di rilevare in continuo i parametri necessari alla normalizzazione della misura (pressione e temperatura fumi). La strumentazione è conforme alla normativa tecnica pertinente ed alla legislazione vigente. La strumentazione è installata nella ciminiera quadricanne, alla quota di 54 m da terra, in prossimità degli stacchi di prelievo dei fumi e dei misuratori “in situ” (estinzione, pressione, temperatura).

Il sistema di acquisizione attualmente installato consente di acquisire, elaborare, visualizzare e memorizzare le misure orarie e medie, e consente agli operatori il controllo in tempo reale dei parametri inquinanti. E' costituito da 2 sottosistemi distinti: il sottosistema principale, che acquisisce le misure di SO₂, NO_x, CO e polveri per tutte e quattro le unità (insieme con le grandezze ausiliarie) ed è stato installato nel 1996, mentre il secondo sottosistema, installato nel 2003, acquisisce le misure di HCl e TOC per i gruppi 1 e 2., ed è completamente indipendente dal sistema precedente.

2.2 Il nuovo SME

Gli obiettivi posti alla base del rinnovamento dei sistemi di monitoraggio sono i seguenti:

- rinnovamento della strumentazione e semplificazione della stessa con l'impiego di strumenti multiparametrici
- possibilità di acquisire nuovi parametri
- Adeguamento del sistema di misura ai requisiti del Dlgs 152/06 in termini di affidabilità
- Adeguamento del sistema di elaborazione ai requisiti del Dlgs 152/06 in termini di calcolo e presentazione automatica delle medie di legge

2.2.1 La nuova strumentazione

E' prevista la sostituzione, per ciascuno dei gruppi 1 e 2, della strumentazione relativa alla rilevazione delle concentrazioni di SO₂, NO_x, CO, HCl, H₂O con un unico strumento multiparametrico, di nuova concezione, il cui principio di funzionamento si basa sulla trasformata di Fourier della risposta all'assorbimento di una cella all'infrarosso (tecnologia FT-IR). Un terzo gruppo di strumenti, identico a quelli montati su ciascun gruppo sarà dedicato alla "riserva a caldo" in caso di indisponibilità di una delle due sonde multiparametriche.

Resteranno in servizio gli strumenti analizzatori di TOC attualmente funzionanti; sarà installato un terzo misuratore di TOC, dello stesso modello degli esistenti, per creare la riserva a caldo anche di questo analizzatore.

Per quanto riguarda la strumentazione relativa alle unità 3 e 4, descritta nella già citata procedura: "Gestione delle emissioni" – AMB/ARI.01 - edizione 2.0 del 30.06.2004, allegata al documento di richiesta di A.I.A. inviato il 25/12/2007 (prot. Min.Amb DSA-2007-0001225 del 17/01/07), essa non sarà modificata in questa fase. Tali strumenti saranno dismessi insieme alle caldaie delle unità 3 e 4 a valle della trasformazione dell'unità 4 nei nuovi gruppi a ciclo combinato, i quali saranno dotati di due nuovi gruppi di strumenti (uno per ogni punto di emissione) specifici per la tipologia di fumi prodotti (combustione a metano), e conformi a quanto sarà previsto dal decreto di VIA.

La strumentazione che sarà messa in esercizio nella prima fase è pertanto sintetizzata nella tabella seguente:

Gr	Analizzatore	Costruttore e modello	Principio di funzionamento
1/2	Ossigeno (O ₂)	<i>ENOTEC OXITEC 500E SME 5</i>	Ossido di zirconio
	Biossido di zolfo, ossido di azoto, ossido di carbonio, acido cloridrico, umidità (SO ₂ – NO – CO – HCl – H ₂ O)	<i>GENERAL IMPIANTI GIGAS 10M</i>	FT-IR
	Polveri (estinzione)	<i>SICK RM 41</i>	infrarosso
	Carbonio organico totale (TOC)	<i>Mess&Analy sentechnik THERMO FID model ES</i>	ionizzazione di idrocarburi in una fiamma di idrogeno
3/4	Situazione invariata rispetto all' attuale		

La strumentazione prevista per i nuovi gruppi a ciclo combinato, salvo prescrizioni ulteriori, è la seguente (da definire il costruttore)

Gr	Analizzatore	Principio di funzionamento
4-1/4-2	Ossigeno (O ₂)	Ossido di zirconio
	Biossido di zolfo, ossido di azoto (SO ₂ - NO _x)	infrarosso
	Ossido di carbonio (CO)	infrarosso

2.2.2 Sottosistema acquisizione e memorizzazione locale

Per i gruppi 1 e 2 è prevista la realizzazione del sistema di descritto nel seguito, che sostituirà il sistema attualmente funzionante e descritto nella citata procedura: "Gestione delle emissioni" – AMB/ARI.01 - edizione 2.0 del 30.06.2004.

Per ciascuno dei gruppi 1 e 2, l'acquisizione dei dati di concentrazione di tutti gli inquinanti (SO₂ - NO₂ - O₂ - CO - H₂O - HCl - polveri - TOC) e delle grandezze ausiliarie (pressione e temperatura fumi, potenza elettrica generata ai morsetti alternatore, portata olio combustibile, portata carbone), si realizza con un PC di supervisione dell'apparecchiatura FTIR ed un PLC di gestione allarmi e misure provenienti dal campo, collegati tra loro e integrati nello stesso armadio che ospita le apparecchiature di analisi.

Entrambe le unità sono interfacciate con il sistema di supervisione tramite porte di comunicazione ethernet. Il software installato nel PC di supervisione è in grado di effettuare le seguenti funzioni:

- acquisizione delle misure analogiche FTIR (SO₂ - NO₂ - CO - H₂O - HCl) e dei relativi stati logici (segnali digitali)
- configurazione e visualizzazione dei parametri misurati
- gestione e autodiagnostica interna dello strumento FTIR, monitoraggio e visualizzazione allarmi
- preelaborazione dei dati, ossia trasformazione del dato in unità ingegneristiche, validazione in funzione dei limiti di campo preimpostati o di stati logici della strumentazione.

Il PLC garantisce le seguenti funzioni

- acquisizione delle misure provenienti dal campo (O₂, polveri, TOC, pressione e temperatura fumi, potenza, portate olio e carbone) e dei relativi stati logici (segnali digitali)
- preelaborazione dei dati, ossia trasformazione del dato in unità ingegneristiche, validazione in funzione dei limiti di campo preimpostati o di stati logici della strumentazione.

Entrambi i sistemi effettuano inoltre le operazioni di trasferimento dati al sottosistema di elaborazione. Il PC di supervisione memorizza localmente tutti i dati acquisiti dal sistema, compresi quelli afferenti al PLC, per un tempo corrispondente ad almeno un mese.

Anche l'unità di backup a caldo è dotata di identici sistemi di acquisizione per i parametri principali ed ausiliari, connessi permanentemente al sottosistema di elaborazione.

Per i gruppi 3 e 4, come già detto, l'acquisizione dei dati di concentrazione di tutti gli inquinanti (SO₂ - NO₂ - O₂ - CO - polveri totali) e delle grandezze ausiliarie (pressione e temperatura fumi, potenza elettrica generata ai morsetti alternatore, portata olio combustibile) resterà invariata rispetto la situazione attuale, ed è realizzata con una postazione (denominata concentratore remoto) posta a quota 54.00, descritta in dettaglio nella procedura: "Gestione delle emissioni" - AMB/ARI.01 - edizione 2.0 del 30.06.2004.

Con la realizzazione dei turbogas, sarà realizzata per i dati relativi alle emissioni dei gruppi 4/1 e 4/2 un'architettura di acquisizione di moderna concezione, del tutto simile a quella descritta per i gruppi 1 e 2.

2.2.3 Il nuovo sistema di elaborazione

E' prevista l'installazione di un software specifico in grado di acquisire, memorizzare, elaborare e visualizzare in tempo reale all'operatore le misure di tutti gli inquinanti rilevati alla ciminiera per tutte e quattro le unità. Il sistema sarà implementato su server, sui quali saranno memorizzate anche le basi dei dati rilevati. Nella fase iniziale il sistema, benché predisposto per l'elaborazione dei dati di quattro unità, acquisirà ed elaborerà solo i dati provenienti dai gruppi 1 e 2, mentre i dati dei gruppi 3 e 4 continueranno ad essere

acquisiti ed elaborati dal sistema esistente fino alla loro sostituzione con le unità a ciclo combinato; a questo punto, la nuova strumentazione relativa alle unità 4/1 e 4/2 sarà acquisita dal nuovo sistema, che quindi costituirà l'unico sistema di elaborazione dati di monitoraggio emissioni di centrale.

Il nuovo sistema, come del resto quello esistente, oltre a visualizzare i dati per l'operatore, sarà in grado di realizzare le seguenti funzionalità:

- indirizzare gli interventi manutentivi attraverso gli allarmi previsti come autodiagnostica dei vari componenti (ad es. bassa portata campione, presenza di umidità nel campione, ecc.);
- validare e verificare l'attendibilità dei dati.

L'elaborazione prevede le seguenti funzioni:

- lettura alle varie periodicità dei dati memorizzati sulle postazioni di ciminiera;
- standardizzazione (correzione % O₂, depurazione umidità);
- calcolo e validazione delle medie semiorarie, orarie, giornaliere, mensili ed annuali;
- predisposizione dei dati di presentazione e stampa dei relativi tabulati.

Le elaborazioni saranno conformi a quanto previsto dalla direttiva europea sui grandi impianti di combustione (recepita dal titolo V – allegato II del D.Lgs 152/06) e dalla normativa italiana sulla combustione dei rifiuti (DM 5/2/1998 e successive modifiche).