

8 DESCRIZIONE DEL PROGETTO DI RISTRUTTURAZIONE

Il progetto di ristrutturazione della Centrale Lamarmora proposto da ASM Brescia si articola in una serie di interventi il cui fine è quello di:

- integrare la capacità produttiva del sistema di teleriscaldamento per soddisfare le esigenze future e garantire al contempo un adeguato margine di riserva;
- ridurre l'impatto ambientale complessivo della Centrale in termini di emissioni in atmosfera, rumore e impatto visivo.

Il progetto prevede in particolare l'installazione di un'unità a ciclo combinato cogenerativo multishaft (due alternatori asserviti alla turbina a gas e alla turbina a vapore) nel quale i gas combusti della turbina a gas (alimentata esclusivamente a gas naturale) alimentano con la loro elevata energia termica residua una caldaia a recupero che produce vapore surriscaldato da utilizzare in una turbina a vapore con spillamenti, per la generazione di ulteriore energia elettrica ed energia termica per la rete di teleriscaldamento della città di Brescia.

Il ciclo combinato sostituirà nell'esercizio i gruppi 1 e 2 producendo energia termica ed energia elettrica. Le esistenti caldaie 1 e 2 verranno mantenute, con alimentazione di norma a gas naturale, come riserva per il sistema di teleriscaldamento per la sola produzione di calore in caso di emergenza e comunque subiranno un *derating* per rispettare i nuovi limiti di emissioni al camino.

Il nuovo gruppo di cogenerazione a ciclo combinato gas-vapore (CCGT - Combined Cycle Gas Turbine), della capacità termica nominale di circa 715 MWt, è caratterizzato dalle seguenti potenzialità produttive (ASM Brescia S.p.A, 2005b):

- potenza termica resa alla rete del teleriscaldamento in assetto cogenerativo: circa 250 MWt;
- potenza elettrica netta in assetto cogenerativo pari a circa: 330 MW.

Con l'installazione della nuova unità a ciclo combinato cogenerativo verranno inoltre realizzati i seguenti ulteriori interventi sull'impianto esistente:

- dismissione degli esistenti turboalternatori 1 e 2;
- passaggio a riserva della caldaia 1 e della caldaia 2 per la produzione di calore in emergenza per la rete del teleriscaldamento, con alimentazione di norma a gas naturale e riduzione della potenza termica nominale;
- installazione di un sistema DeNOx SCR sull'esistente caldaia 3 (caldaia policombustibile);

- demolizione dell'esistente stoccaggio OCD;
- demolizione dell'esistente stoccaggio di gas naturale e dei relativi compressori;
- demolizione dei due camini esistenti e riconvogliamento dei fumi delle esistenti caldaie nel nuovo camino a condotti multipli che verrà realizzato per il nuovo ciclo combinato cogenerativo.

ASM ha inoltre già in corso un progetto per la riallocazione, in vicinanza della Tangenziale Sud di Brescia, dell'esistente stazione di decompressione di gas naturale per la rete di distribuzione cittadina.

La planimetria di progetto è riportata in Figura 2.1, mentre in Figura 8.1 sono riportati in dettaglio la planimetria e la rispettiva sezione del nuovo impianto a ciclo combinato.

Il progetto comporta inoltre la realizzazione delle seguenti opere funzionali al collegamento con le reti nazionali elettrica e del gas (si veda la Figura 1.1):

- realizzazione di un tratto di elettrodotto in cavo, di collegamento tra la Centrale e la stazione elettrica Flero, di circa 4.8 km di lunghezza, ubicato a Sud rispetto al centro cittadino all'interno del territorio comunale di Brescia;
- realizzazione di un tratto di metanodotto di allacciamento al metanodotto in progetto denominato "Carpandolo-Nave", di lunghezza pari a 4.2 km, ubicato anch'esso a Sud rispetto al centro cittadino, integralmente all'interno del territorio comunale di Brescia.

L'impianto sarà inoltre collegato alla rete di teleriscaldamento di ASM Brescia.

Nei successivi paragrafi vengono descritti:

- il nuovo impianto a ciclo combinato (Paragrafo 8.1);
- il sistema DeNOx SCR che sarà installato sull'esistente caldaia 3 (Paragrafo 8.2);
- le caratteristiche delle opere connesse (Paragrafo 8.3).

8.1 NUOVO IMPIANTO A CICLO COMBINATO

8.1.1 Caratteristiche Generali dell'Impianto

8.1.1.1 Configurazione dell'Impianto

L'impianto è costituito da un'unità in ciclo combinato in grado di fornire, in assetto cogenerativo, una potenza termica di 250 MWt alla rete di teleriscaldamento ed una potenza elettrica di circa 330 MWe alla RTN.

L'unità è costituita da una turbina a gas e da una turbina a vapore in configurazione multishaft, ciascuna collegata al proprio alternatore. I gas di scarico della turbina a gas attraversano una caldaia a recupero a tre livelli di pressione con risurriscaldamento, che produce il vapore che alimenta la turbina a vapore (si veda la Figura 8.1).

Il vapore per il teleriscaldamento è estratto dal corpo di media pressione della turbina a vapore ed inviato ai rispettivi riscaldatori.

Il sistema di condensazione del vapore scaricato dalla turbina di bassa pressione è misto, nel senso che sono installati due condensatori in parallelo sullo scarico della turbina stessa. Il primo condensatore è raffreddato ad aria ed è dimensionato per circa il 50% del carico termico totale. Questo condensatore funzionerà da solo durante la stagione fredda quando è in funzione il sistema di teleriscaldamento.

Il secondo condensatore è raffreddato con l'acqua della nuova torre evaporativa e funzionerà, in parallelo al condensatore raffreddato ad aria, durante la stagione estiva, quando la richiesta di calore di teleriscaldamento è nulla o molto ridotta.

Gli altri componenti d'impianto sono raffreddati mediante acqua in circuito chiuso, a sua volta raffreddato dall'acqua di torre allorché la torre ad umido è in funzione (stagione estiva) ovvero da un aerotermeo (esistente) allorché le torri ad umido sono ferme (stagione fredda).

Il combustibile fornito dalla rete di trasporto del gas naturale di Snam Rete Gas viene mantenuto alla pressione richiesta mediante una stazione di riduzione. Il gas viene riscaldato mediante acqua in pressione estratta dalla caldaia a recupero (od eventualmente da una piccola caldaia ausiliaria qualora necessario) per migliorare il rendimento dell'impianto. Le emissioni gassose dell'impianto sono garantite da un sistema di combustori della turbina a gas (Dry Low NO_x), a basso NO_x.

L'impianto ha una potenza elettrica netta massima (carico massimo continuo elettrico dell'impianto) variabile in funzione della quantità di vapore fornita al sistema di teleriscaldamento e in funzione delle condizioni ambientali.

L'impianto è progettato per funzionare a carico di base o a funzionamento ciclico, anche nel rispetto delle regole e delle disposizioni emanate dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN).

L'impianto non ha capacità di riaccensione autonoma tipo "black start", e può funzionare isolato dalla rete alimentando i soli carichi di Centrale per il tempo necessario a rimediare a guasti temporanei della rete ad alta tensione.

8.1.1.2 Componenti Principali dell'Impianto

I componenti principali dell'impianto sono:

- un turbogas (TG);
- una caldaia a recupero (GVR);
- una turbina a vapore (TV);
- generatori elettrici (di taglia diversa);
- un sistema vapore ed alimento;
- un sistema condensato;
- una caldaia ausiliaria;
- un sistema di riscaldamento dell'acqua di teleriscaldamento;
- un condensatore raffreddato ad aria (ACC);
- un condensatore raffreddato ad acqua (WCC);
- un sistema di raffreddamento in circuito chiuso con torri a umido;
- un sistema di reintegro dell'acqua di raffreddamento;
- un sistema di reintegro dell'acqua del ciclo termico (essenzialmente spurgo continuo caldaia e sfuggite tenute TV);
- un sistema di raffreddamento degli ausiliari in ciclo chiuso;
- un sistema aria compressa per aria strumenti e aria servizi;
- un sistema antincendio;

- un sistema trattamento acque;
- un sistema di strumentazione ed automazione;
- un stazione elettrica blindata in SF₆ 400 kV per il parallelo fra i generatori ed il collegamento alla RTN;
- sistemi di MT per il trasferimento dell'energia elettrica dai generatori alla rete AT;
- un sistema elettrico per la alimentazione normale e di emergenza dei servizi elettrici ausiliari della nuova Centrale e del sistema di teleriscaldamento;
- una stazione di riduzione e misura del gas naturale in alta pressione per l'alimentazione della turbina a gas (Stazione metano AP);
- un camino di altezza pari a circa 120 m, a condotti multipli per l'evacuazione in atmosfera dei fumi della nuova unità a ciclo combinato e delle esistenti caldaie della Centrale Lamarmora (in sostituzione dei 2 camini esistenti che saranno demoliti);
- una sala controllo;
- un sistema diesel di emergenza;
- officine ed uffici.

8.1.1.3 Disposizione dell'Impianto

L'impianto consiste in un edificio integrato, al suo interno compartimentato mediante pareti, nel quale alloggiavano il gruppo turbina a gas con il suo alternatore, il gruppo turbina a vapore con il suo alternatore, i trasformatori elevatori e di alimentazione dei servizi ausiliari, gli scambiatori di calore del teleriscaldamento, la Sala Controllo e il suo retroquadro, la caldaia a recupero, i quadri elettrici di media e bassa tensione e tutti i servizi ausiliari al funzionamento dell'impianto (si veda la Figura 8.1). La batteria di aerotermini a circolazione d'aria forzata (condensatore ad aria) è sistemata a Ovest di tale edificio.

Il camino, alto 120 m, raggruppa i camini delle unità esistenti con quello della nuova unità, in un'unica struttura.

La disposizione interna dell'edificio è stata stabilita tenendo conto delle seguenti esigenze:

- minimizzare il percorso di tubazioni di vapore, riducendo al minimo le perdite di carico dello stesso;
- dare all'aria di combustione ed ai gas di scarico il percorso più breve e diretto possibile;
- minimizzare la lunghezza dei condotti sbarre ed in generale di tutti i cavi elettrici;
- orientare le fonti di rumore verso direzioni nelle quali non si trovino insediamenti abitativi o verso direzioni naturalmente schermate;
- assicurare l'accesso con mezzi adeguati alle zone di impianto soggette ad interventi di manutenzione;
- permettere una logica sequenza di costruzione delle varie parti di impianto, evitando interferenze fra attività di costruzione, montaggio e commissioning;
- dare al personale di esercizio gli spazi necessari all'espletamento delle mansioni di ognuno;
- minimizzare l'impatto visivo della Centrale, limitando l'altezza fuori terra dei vari edifici a 28 m e mettendo in atto tutti gli accorgimenti architettonici del caso.

Per consentire la manutenzione e lo smontaggio dei componenti vitali dell'impianto, sono state inserite vie di accesso verso le fosse di carico dei due edifici turbina, che consentano l'accesso a mezzi pesanti per il trasporto dei pezzi più voluminosi.

Il sistema viario della Centrale consentirà il trasporto al di fuori della stessa di tutti i pezzi dopo la costruzione dell'impianto.

All'esterno sono sistemati alcuni serbatoi di stoccaggio di acqua: 4 (esistenti) per lo stoccaggio dell'acqua demineralizzata, 1 per lo stoccaggio dell'acqua antincendio. Da quest'ultimo serbatoio aspirano le pompe del sistema antincendio, per l'alimentazione della rete idranti e sprinklers.

Altri edifici minori quali la portineria, alcuni magazzini ed officine, parcheggi per le automobili del personale di Centrale e dei visitatori sono già.

8.1.1.4 Schema Elettrico

Con l'occasione dell'installazione della nuova unità a ciclo combinato, si provvederà ad una razionalizzazione dei sistemi elettrici in modo da ottenere più elevate garanzie di affidabilità delle alimentazioni sia per gli impianti nuovi che per quelli esistenti.

8.1.2 Modalità di Funzionamento dell'Impianto

Tutti i sistemi ed i componenti dell'impianto sono progettati per funzionamento continuo nelle condizioni ambientali specificate, nonché per un funzionamento ciclico.

La modalità operativa primaria è quella di soddisfare le esigenze del sistema di teleriscaldamento della Città di Brescia, in combinazione con la produzione di energia elettrica, al fine di utilizzare al meglio la cogenerazione.

L'impianto è progettato per rispondere ai seguenti requisiti operativi e di dispacciamento:

- l'impianto è presidiato permanentemente;
- l'energia elettrica prodotta è completamente dispacciabile in un range compreso circa tra il 60% ed il 100% del Carico Massimo Continuo elettrico dell'impianto;
- il turbogas funziona rispettando completamente i limiti di emissioni gassose nell'intervallo fra circa il 55% ed il 100% della sua capacità, ovvero fra il Carico Minimo Tecnico Ambientale ed il Massimo Carico Continuo del turbogas;
- l'impianto sarà in grado di partecipare alla regolazione primaria (obbligatoria) e secondaria (facoltativa) di frequenza e tensione richieste dal GRTN;
- solo una piccola parte dell'energia prodotta viene utilizzata per il funzionamento degli ausiliari dell'impianto.

8.1.2.1 Avviamento

Per l'avviamento dell'impianto è necessaria una sorgente esterna di alimentazione degli ausiliari. Tale alimentazione è costituita dalla rete esterna a 400 kV, attraverso il trasformatore elevatore del gruppo a gas e la relativa connessione al trasformatore di unità.

Non appena il turbogas è avviato ed è disponibile energia sufficiente, il sistema può essere messo in modalità di generazione.

8.1.2.2 Funzionamento senza la Rete ad Alta Tensione

Nel caso in cui un guasto sulla linea di alta tensione costringa ad interrompere il collegamento con la Centrale, vanno considerate due eventualità:

- il guasto si verifica quando le turbine (TG e TV) e i rispettivi generatori sono in funzione. In questo caso, dato che l'impianto è dotato di un sistema di by-pass della turbina a vapore dimensionato per il 100% della capacità della caldaia, l'impianto può essere tenuto in funzionamento, riducendo il carico elettrico al minimo tecnico, per alimentare solo le utenze di centrale e consentire il ripristino delle condizioni di esercizio. L'impianto può funzionare in questo assetto per non più di poche ore consecutive;
- le turbine non sono in funzionamento (Black-out). In questo caso tutti i carichi critici, come le utenze in Corrente Continua, le pompe di lubrificazione di emergenza delle turbine, i computers etc. continuano a ricevere alimentazione dalle batterie e inverters. Quando il black-out si verifica, i generatori diesel di emergenza si avviano automaticamente in un tempo ragionevolmente breve per alimentare i carichi di emergenza. Il programma di alimentazione di emergenza viene inserito dal sistema centrale di controllo dell'impianto e l'energia generata alimenta i raddrizzatori, le batterie, l'inverter, la luce di emergenza, gli altri carichi essenziali della Centrale. Il generatore diesel di emergenza alimenta solo i servizi essenziali durante l'arresto dell'impianto, ma non è in grado di consentire l'avviamento dell'impianto. Ad ulteriore garanzia è prevista l'interconnessione con la cabina elettrica esistente a 15 kV di Lamarmora.

8.1.3 **Prestazioni dell'Impianto**

In condizioni ambientali di riferimento ISO (15°C di temperatura esterna, 60% di umidità relativa), in assetto cogenerativo, con turbina a gas al Massimo Carico Continuo, l'impianto sviluppa le seguenti prestazioni (si veda a tal proposito l'Allegato 3.3.1 del Progetto di Base -ASM Brescia S.p.A., 2005b):

- potenza elettrica netta: 330 MWe
- potenza termica immessa in rete TR: 250 MWt
- rendimento netto complessivo: 85 %

L'impianto è inoltre in grado di funzionare in un qualsiasi assetto compreso fra quello invernale e quello estivo, in dipendenza delle condizioni ambientali esterne (che comunque possono variare fra -16°C e +40°C) e della richiesta termica da parte della rete di teleriscaldamento.

I fumi sono rilasciati in atmosfera tramite una canna (all'interno del camino unico multicanna) di altezza 120 m e di diametro interno 6.5 m. I parametri di riferimento per i fumi sono i seguenti:

Ciclo Combinato, Caratteristiche Fisiche ed Emissive		
Altezza camino	m	120
Diametro canna	m	6.5
Portata fumi al camino ⁽¹⁾	Nm ³ /h	2,000,000
Temperatura di scarico fumi al camino	°C	105
Contenuto di O ₂ nei fumi umidi	%vol	12.8
Contenuto di H ₂ O nei fumi (al 12.8% di O ₂)	%vol	8.0

Note:

(1) Fumi secchi, riferiti al 15% di ossigeno.

8.1.4 Descrizione delle Principali Componenti dell'Impianto

La configurazione adottata per le macchine rotanti principali (turbina a gas, turbina a vapore e generatori) è quella denominata "1 + 1", detta anche "*double shaft*", cioè composta da due indipendenti "assi" o "gruppi" di generazione.

Il gruppo turbogas è costituito dalla turbina a gas e dal suo generatore (accoppiato sul lato freddo). Col termine "turbina a gas" si intende, nel senso esteso del termine, l'insieme composto da compressore, camera di combustione con bruciatori, e turbina.

Il gruppo a vapore è costituito dalla turbina a vapore e dal suo generatore (accoppiato sul lato bassa pressione). Sotto il corpo di bassa pressione della turbina a vapore è realizzato perpendicolarmente all'asse della macchina il collegamento con il condensatore ad aria posizionato esternamente all'edificio turbina. Sempre vicino al corpo di bassa pressione, ad un piano inferiore, è sistemato il condensatore raffreddato ad acqua.

I due turboalternatori sono alloggiati in differenti sezioni dell'edificio integrato e sono asserviti ciascuno dal proprio carroponete (uno in ogni edificio) che traslano verso le rispettive fosse di carico. Le macchine rotanti sono sistemate su appositi cavalletti.

8.1.4.1 Turbina a Gas

Generalità

La turbina a gas è progettata per funzionare accoppiata con caldaia a recupero, che è attraversata dai gas di scarico del turbogas.

Turbina e compressore sono montate sullo stesso albero, a formare il rotore. Il rotore è supportato da due cuscinetti, posti uno dal lato aspirazione del compressore, l'altro lato scarico della turbina. Il cuscinetto lato compressore funziona anche da reggispinta.

Il rotore della turbina, le casse, i condotti, le palettature mobili e fisse sono progettati per sopportare tutte le vibrazioni, le sollecitazioni meccaniche, termiche ed aerodinamiche che possano manifestarsi nelle condizioni operative.

Il turbogas è dotato di isolamento termico e di isolamento acustico.

La camera di combustione di tipo anulare è collegata all'involucro esterno lato scarico della turbina a gas. Ciò garantisce un'elevata uniformità nel campo di temperature su tutta la sezione del diffusore di uscita.

Il sistema di combustione consiste di un certo numero di bruciatori che consentono una combustione con fiamma anulare continua che elimina completamente la formazione di zone calde e fredde.

La camera di combustione sarà dotata di bruciatori tipo DLN (Dry Low NO_x), che limitano drasticamente la formazione di NO_x termici, senza l'iniezione di acqua né di vapore. Questa tecnologia garantisce bassissimi livelli di emissione sia di NO_x che di CO, con basse perdite di carico.

Il sistema di aspirazione dell'aria fornisce aria filtrata al compressore del turbogas in tutte le condizioni ambientali previste. L'aria passa attraverso un sistema di griglie e ad un sistema di filtrazione. Il sistema multistadio di filtrazione consiste in un pre-filtro e in un sistema di elementi ad alta efficienza, progettati secondo i requisiti delle condizioni ambientali vigenti.

E' previsto anche un silenziatore a valle del sistema di filtrazione. Tutte le condotte hanno giunti sigillati per evitare l'ingresso di aria non filtrata. E' anche previsto un sistema anti-ghiaccio per evitare la formazione di ghiaccio nel sistema di aspirazione nella stagione fredda e umida.

Aria atmosferica è usata per ventilare il vano turbogas, il vano olio di lubrificazione ed il vano gas di combustione.

I gas di combustione scaricati dal turbogas dopo la loro espansione in turbina vengono convogliati mediante un condotto isolato alla caldaia a recupero. Nella

caldaia a recupero il calore contenuto nei fumi viene trasferito al sistema acqua/vapore. A valle della caldaia a recupero i fumi raffreddati vengono immessi in atmosfera mediante un camino.

Il turbogas ha un suo sistema di olio di lubrificazione. L'olio di lubrificazione del turbogas, così come i carichi termici del generatore, sono raffreddati mediante un sistema di refrigerazione ausiliario in ciclo chiuso.

La turbina a gas, che ha una velocità di rotazione di 3,000 giri al minuto, è in grado di produrre, in condizioni ambientali ISO (15°C, 60% umidità relativa), una potenza di circa 250 MWe ai morsetti macchina (morsetti dell'alternatore).

Bruciatori Dry-Low-NOx (DLN)

Nelle moderne turbine a gas particolare attenzione è rivolta alle tecnologie che limitano la formazione di NOx. Esiste infatti una stretta interrelazione fra le condizioni stechiometriche, la temperatura della fiamma e la formazione di NO.

La formazione di NO in quantità apprezzabili si manifesta a temperature della fiamma superiori a 1,700°K. La legge di formazione dell'NO dipende esponenzialmente dalla temperatura della fiamma, e si può dire che la quantità di NO prodotta raddoppia ogni 70°K di aumento della temperatura.

Per la riduzione della produzione di NOx è necessario pertanto modificare il meccanismo di combustione in modo da eliminare la produzione di NO termico. Ciò viene fatto riducendo la temperatura della fiamma, e riducendo il tempo di residenza in camera di combustione.

I metodi disponibili per ottenere questi effetti sono:

- iniezione di acqua o vapore in camera di combustione;
- premiscelazione del combustibile con aria, con forti eccessi d'aria, ma in una composizione ancora combustibile. Per far ciò occorre garantire che la fiamma sia resa molto omogenea in modo da non metterne in pericolo la stabilità ed abbia un tempo di residenza adeguato in modo da consentire una combustione completa con bassa formazione di CO.

Nelle moderne turbine a gas di grossa taglia, e nel caso della turbina a gas per la Centrale Lamarmora, si usa il secondo metodo, dato che il primo comporterebbe un eccessivo consumo d'acqua demineralizzata (rapporto acqua/combustibile indicativamente pari a 1:1). E' stata pertanto sviluppata la tecnologia dei bruciatori a bassa produzione di NOx a secco (Dry-Low-NOx).

Il principio di funzionamento dei bruciatori DLN consiste nell'ottenere una miscela molto omogenea del combustibile con l'aria di combustione, dosata con forte eccesso rispetto alle proporzioni stechiometriche. La miscela si forma in una camera di pre-

miscelamento (pre-mix), prima che avvenga la reazione di combustione. Ciò riduce la temperatura di combustione ed i picchi di temperatura nella fiamma, riducendo drasticamente la formazione di NO.

Un adeguato progetto della camera di combustione consente di:

- avere una miscela combustibile premiscelata il più possibile omogenea, formata nello spazio il più ridotto possibile;
- impedire l'autoaccensione della miscela;
- impedire ritorni di fiamma.

Il campo di funzionamento della turbina a gas in regime pre-mix risulta indicativamente compreso fra il 55% e il 100% del carico della turbina stessa.

Per estendere il regime di funzionamento sono stati sviluppati dei bruciatori che funzionano in regime pre-mix sino ad un certo carico, al di sotto del quale funzionano a diffusione (bruciatori ibridi). Questo sistema è quello generalmente adottato nelle moderne turbine a gas.

Con bruciatori tipo DLN ibridi illustrati, nel funzionamento a premiscelazione, è possibile ottenere emissioni di NO_x non superiori a 30 mg/Nm³ (riferiti a gas secchi con contenuto di ossigeno del 15%).

8.1.4.2 Turbina a Vapore

La turbina a vapore è del tipo assiale, a condensazione ed è meccanicamente accoppiata all'alternatore. La sezione di Bassa Pressione della turbina può essere a semplice o a doppio flusso a seconda dello standard del costruttore prescelto.

La palettatura potrà essere ad azione, a reazione o mista a seconda degli standard del costruttore prescelto.

I rotor sono del tipo monoblocco. Le ammissioni di vapore HP (Alta Pressione), IP (Media Pressione) e LP (Bassa Pressione) sono regolate da valvole combinate di stop e controllo, dotate di un sistema di attuazione di tipo elettro-idraulico.

La turbina è munita di connessione sul corpo di media pressione per l'estrazione del vapore al teleriscaldamento.

La turbina a vapore è progettata per una portata di vapore che consenta il massimo sfruttamento economicamente giustificabile del calore contenuto nei fumi di scarico dai turbogas.

La turbina a vapore, in condizioni ambientali ISO, al Massimo Carico Continuo ed in cogenerazione, è in grado di generare 86 MWe ai morsetti macchina, come mostrato nell'Allegato 3.3.1 del Progetto di Base (ASM Brescia S.p.A., 2005b).

Tutte le parti della macchina sono nel raggio d'azione del carroponete di cui è dotato l'edificio. Lo spazio disponibile è sufficiente per consentire lo smontaggio completo della macchina, senza dover portare parti fuori dall'edificio.

8.1.4.3 Generatori Elettrici

I generatori elettrici, accoppiati direttamente alle turbine, saranno del tipo ad asse orizzontale, trifasi e raffreddati ad aria (o ad idrogeno se nello standard del costruttore); saranno costruiti in accordo alle norme IEC (International Electrotechnical Committee) e rispetteranno le prescrizioni del GRTN per quanto riguarda le "Regole Tecniche di Connessione", e comunque tutta la normativa vigente in materia.

Dal punto di vista costruttivo saranno a rotore liscio, a due poli, raffreddamento in circuito chiuso e saranno dotati dei sistemi ausiliari necessari per un corretto funzionamento della macchina, ossia:

- scambiatori di raffreddamento idrogeno/acqua (solo per soluzione raffreddata in idrogeno);
- impianto di tenute idrogeno, ottenute iniettando olio ad alta pressione in corrispondenza degli anelli di tenuta rotorici (solo per soluzione raffreddata in idrogeno);
- impianto di CO₂ per permettere il "lavaggio" della macchina (operazione di transizione fra riempimento in aria e idrogeno e viceversa) (solo per soluzione raffreddata in idrogeno);
- impianto di lubrificazione cuscinetti (alimentato dal corrispondente impianto della turbina).

I generatori, della potenza di targa da circa 330 MVA quello accoppiato al turbogas e da circa 175 MVA quello accoppiato alla turbina a vapore, sono dimensionati in accordo alle prescrizioni contenute nel documento "Regole Tecniche di Connessione" emesso dal GRTN, e cioè per generare qualsiasi potenza attiva compresa tra la potenza efficiente massima generata dalle turbine (più un margine del 3%) e il minimo tecnico dichiarato, con un fattore di potenza nominale (in sovraeccitazione) di 0.85-0.9; il fattore di potenza minimo in sottoeccitazione ai terminali dei generatori sarà 0.95.

I limiti massimi di tensione e frequenza (non contemporanei) entro cui è garantito il funzionamento continuo della macchina sono:

- $\pm 5\%$ della tensione nominale;
- $\pm 2\%$ della frequenza nominale.

Inoltre i generatori potranno mantenere, per almeno 15 minuti consecutivi e per almeno dieci volte l'anno, il funzionamento entro i seguenti limiti:

- $+ 3\%$ e $- 5\%$ della frequenza nominale (corrispondenti rispettivamente a 51.5 e 47.5 Hz).

I generatori ed i relativi sistemi ausiliari saranno progettati e costruiti per restare in parallelo alla rete anche in condizioni eccezionali. In tali condizioni dovranno garantire, secondo e nei limiti di quanto stabilito negli accordi con il Gestore Nazionale della Rete di Trasmissione (GRTN):

- l'erogazione della potenza attiva programmata;
- la partecipazione alla regolazione di frequenza;
- la partecipazione alla regolazione di tensione.

La tensione nominale dei generatori potrà essere selezionata dal Fornitore in accordo ai propri standards all'interno dell'intervallo 15-20 kV purché sia adottata la stessa tensione per entrambe le macchine.

Il regolatore di tensione dei generatori dovrà essere di tipo elettronico con controllo automatico ridonato e con le caratteristiche di funzionamento richieste dal GRTN.

Apparecchiature Ausiliarie dei Generatori

Il collegamento di ciascun generatore con il trasformatore elevatore, con il trasformatore dei servizi ausiliari di gruppo (per il solo gruppo TG) e con l'interruttore di macchina (per il solo gruppo TG), sarà effettuato attraverso un condotto sbarre a sbarre totalmente isolate progettato per la corrente corrispondente al carico nominale dell'alternatore alla minima tensione di funzionamento permanente e dimensionato in modo tale da resistere alle sollecitazioni meccaniche e termiche derivanti dalle correnti di corto circuito per qualunque tipo di corto circuito.

Tutte le apparecchiature ausiliarie collegate al condotto sbarre, quali trasformatori di tensione, condensatori contro le sovratensioni, scaricatori, sezionatori di messa a terra, ecc. saranno alloggiati in pannellature metalliche monofasi, tali da impedire fisicamente qualsiasi possibilità di corti circuiti bi- o tri-fasi.

Il generatore del turbogas sarà collegato al proprio trasformatore elevatore attraverso un interruttore di macchina, preferibilmente del tipo in SF₆. L'interruttore di macchina sarà in accordo alla norma IEEE 37.013 e comprenderà i necessari sezionatori, lame di terra, trasformatori di corrente e di tensione, scaricatori, consentendo anche la connessione dell'avviatore statico del gruppo TG.

La potenza elettrica generata sarà trasferita alla rete AT a 380 kV per mezzo di un trasformatore elevatore per ogni alternatore.

I trasformatori, da circa 340 MVA e 175 MVA rispettivamente, saranno trifasi, immersi in olio, raffreddati ad aria tramite aerotermini dimensionati in modo tale che con un aerotermino escluso il trasformatore possa ancora fornire la piena potenza generata dalla propria unità.

Il parallelo del generatore del turbogas con la rete sarà effettuato normalmente per mezzo dell'interruttore di macchina posto sul lato di media tensione del trasformatore elevatore. Sarà tuttavia anche possibile effettuare il parallelo usando l'interruttore a 380 kV, operazione normale per il generatore della turbina a vapore. Ogni unità generatrice sarà equipaggiata di apparecchiature elettroniche automatiche per realizzare il parallelo.

Apparecchiature di Avviamento

L'avviamento della turbina a gas è effettuato alimentando il generatore e l'eccitazione con un'apparecchiatura di alimentazione a frequenza variabile (Avviatore statico).

L'alimentazione dell'avviatore sarà fornita dal quadro servizi ausiliari di gruppo a 15 kV.

Sistema di Misura

Per permettere la corretta gestione dell'impianto ed il coordinamento con l'attività del Gestore della Rete (GRTN), saranno effettuate e rese disponibili per la trasmissione a distanza le misure delle seguenti grandezze:

- tensione, potenza attiva e potenza reattiva ai morsetti di ciascun generatore;
- tensione di sbarra 380 kV;
- potenza attiva e potenza reattiva nel punto di consegna dell'energia alla rete;
- energia attiva ed energia reattiva di ciascun gruppo di generazione;
- energia attiva ed energia reattiva nel punto di consegna dell'energia alla rete;

- energia attiva ed energia reattiva consumata dagli ausiliari, inclusa l'energia assorbita dal trasformatore che preleva energia dalla rete locale a 15 kV e quella generata dai gruppi diesel-generatori di emergenza.

Le misure di energia dovranno rispondere ai requisiti richiesti dalla normativa specifica emessa dal GRTN e dovranno essere adeguate per misure fiscali UTF.

8.1.5 Sottostazione 380 kV

L'energia generata da ciascuno dei due gruppi (TG e TV) sarà convogliata alla Sottostazione 380kV, su sbarra di smistamento in esecuzione GIS (**sottostazione blindata isolata in gas SF6**).

Tale Sottostazione 380 kV sarà installata in un opportuno edificio in prossimità del generatore del gruppo TV, e sarà costituita da tre stalli:

- due stalli per la connessione dei due trasformatori elevatori (del TG e della TV);
- uno stallo per la connessione del cavo per il collegamento verso il punto di consegna del GRTN nella Stazione di Flero.

8.1.6 Caldaia a Recupero (GVR)

La caldaia a recupero (GVR - Generatore di Vapore a Recupero) del tipo a circolazione naturale a tre livelli di pressione con risurriscaldamento produce vapore ad Alta Pressione (HP), Media Pressione (IP) e Bassa Pressione (LP)

I sistemi HP, IP and LP sono progettati per:

- ricevere l'acqua di alimento alle condizioni specificate;
- fornire vapore surriscaldato alle condizioni indicate nei bilanci termici.

Le parti in pressione di HP, IP e LP comprendono:

- l'economizzatore;
- l'evaporatore;
- il surriscaldatore;
- il risurriscaldatore.

Tutte le parti sono equipaggiate dei necessari supporti, fasciamenti, isolamenti, valvole, apparecchiature di sicurezza ed ausiliari.

La caldaia è stata posizionata in un edificio che racchiude anche le pompe alimento al fine di contenere la rumorosità ambientale.

8.1.6.1 Circuito Acqua/Vapore

La caldaia è a tre livelli di pressione con risurriscaldamento e opera in tre sezioni: LP, IP, HP.

Sezione Vapore di Bassa Pressione (LP)

L'acqua di alimento per la sezione LP è fornita direttamente dalle pompe di estrazione del condensato di pozzi caldi dei due condensatori e dalla pompa di ripresa del condensato dai condensatori del teleriscaldamento. L'acqua, opportunamente addizionata di appropriati reagenti chimici, prima di giungere al corpo cilindrico LP, viene riscaldata nell'Economizzatore LP e degasata in una torretta degasante posta sopra il corpo cilindrico stesso.

Dal corpo cilindrico LP l'acqua fluisce nella corrispondente sezione evaporante. Si genera una miscela acqua/vapore che torna al corpo cilindrico, ove il vapore è separato dall'acqua. Una parte di questo vapore viene utilizzata per la deaerazione dell'acqua di alimento nella torretta degasante. Il resto passa nel surriscaldatore LP e viene poi iniettata nella sezione di Bassa Pressione della turbina a vapore.

Sezione Vapore di Media Pressione (IP)

L'acqua di alimento per la sezione IP viene prelevata da uno spillamento della pompa di alimento di alta pressione, che riceve l'acqua dal corpo cilindrico LP e la invia attraverso l'economizzatore IP al corrispondente corpo cilindrico, previa iniezione di reagenti chimici. Una parte dell'acqua di alimento potrebbe essere usata per preriscaldare il gas combustibile.

L'economizzatore consiste in banchi formati da fasci paralleli di tubi alettati. Dal corpo cilindrico IP l'acqua fluisce attraverso il distributore nella sezione evaporante, anch'essa formata da fasci di tubi alettati.

Dal collettore di uscita dell'evaporatore IP, la miscela acqua/vapore è inviata mediante tubi di collegamento al corpo cilindrico IP, ove il vapore viene separato ed inviato al collettore di entrata del surriscaldatore IP, anch'esso costituito da fasci di tubi alettati, quindi passa al collettore di uscita e poi viene mescolato con vapore risurriscaldato freddo scaricato dalla turbina di alta pressione. Questa miscela passa attraverso la prima sezione di risurriscaldamento, sempre formata da tubi alettati. Per il controllo della temperatura del vapore risurriscaldato, un attemperatore è collocato

a valle di questa sezione, prima che il vapore entri nella sezione finale di risurriscaldamento.

Dal collettore di uscita della sezione finale di risurriscaldamento il vapore viene inviato attraverso la tubazione vapore IP alla sezione di Media Pressione della turbina a vapore.

Sezione Vapore Alta Pressione (HP)

L'acqua di alimento per la sezione HP è fornita dalla pompa alimento HP, che aspira dal corpo cilindrico LP e manda all'economizzatore. L'economizzatore è costituito da banchi paralleli di tubi alettati. Dal collettore di uscita dell'economizzatore l'acqua riscaldata è inviata al corpo cilindrico HP, previa iniezione di reagenti chimici.

Dal corpo cilindrico HP, l'acqua fluisce alla sezione evaporante (tubi alettati). La miscela acqua/vapore ritorna al corpo cilindrico HP ove il vapore viene separato ed inviato al primo stadio del surriscaldatore HP.

A valle del collettore di uscita il vapore passa attraverso un attemperatore, necessario per il controllo della temperatura finale del vapore surriscaldato HP. A valle dell'attemperatore il vapore entra nel secondo stadio del surriscaldatore HP, anch'esso costituito da tubi alettati. All'uscita, il collettore è direttamente collegato alla tubazione di vapore surriscaldato, che porta il vapore stesso alla turbina.

Circuito Fumi

La caldaia a recupero è collegata lato fumi allo scarico del turbogas mediante un condotto, che comprende un giunto di espansione ed un pezzo di transizione.

Nel corpo caldaia le superfici di scambio sono sistemate verticalmente (od orizzontalmente se previsto dal costruttore) in sezioni rettangolari della struttura metallica della caldaia.

Camino

I fumi vengono rilasciati ad un'altezza di 120 m al di sopra della quota di campagna dell'impianto.

Il nuovo camino avrà condotti multipli per l'evacuazione in atmosfera dei fumi della nuova unità a ciclo combinato e delle esistenti caldaie della Centrale Lamarmora (in sostituzione dei 2 camini esistenti che saranno demoliti).

Al suo interno sarà pertanto composto da tre canne (oltre all'ascensore):

- una canna da 6.5 m di diametro interno per i fumi del solo turbogas;

- una canna da 2.9 m di diametro interno per i fumi del solo Gruppo 3;
- una canna da 3.2 m di diametro interno per le caldaie 1 e 2.

8.1.6.2 Sintesi dei Dati di Progetto della Caldaia a Recupero

Nella tabella seguente sono riassunti i principali parametri di progetto della caldaia a recupero.

Dati di Progetto della Caldaia a Recupero		
Parametro	U.d.M.	
Pressione di progetto Vapore HP	bar	140
Pressione di progetto Vapore IP	bar	30
Pressione di progetto Vapore LP	bar	3
Temperatura di progetto Vapore HP	°C	550
Temperatura di progetto Vapore IP	°C	550
Temperatura di progetto Vapore LP	°C	315
Pressione di bollo corpo cilindrico HP	bar	150
Pressione di bollo corpo cilindrico IP	bar	33
Pressione di bollo corpo cilindrico LP	bar	4
Temperatura Massima Fumi Ingresso	°C	625
Temperatura Massima Fumi Uscita	°C	130
Portata Massima Fumi	Kg/s	700

8.1.6.3 Caldaia Ausiliaria

L'impianto è dotato di una caldaia ausiliaria, funzionante a gas naturale, progettata per fornire il vapore necessario all'avviamento dell'unità senza dover attendere la generazione di vapore da parte della caldaia a recupero, al fine di ridurre i tempi di avviamento dell'impianto. Essa svolge i seguenti servizi:

- preriscaldamento di macchinario e tubazioni;
- preriscaldamento del gas in alimentazione al TG;
- alimentazione dell'eiettore di avviamento;
- alimentazione delle tenute turbina a vapore.

La caldaia ha una capacità di produzione di circa 15-20t/h di vapore surriscaldato a 12 bar.

E' una caldaia a tubi da fumo (od eventualmente d'acqua Package) completa di pompe alimento, e canna fumaria per l'evacuazione dei fumi di combustione (canna integrata nella struttura del GVR).

La caldaia ausiliaria è prevista funzionare solo in condizioni di avviamento.

I dati tecnici della caldaia ausiliaria sono riportati nella tabella seguente.

Dati di Progetto della Caldaia Ausiliaria		
Parametro	U.d.M.	
Produzione Vapore	Kg/s	5.55
Pressione	bar	10
Temperatura	°C	230
Consumo Gas	Kg/s	0.34
Rendimento	%	94
Portata Fumi	Kg/s	6.24
NOx (rif.3% O ₂)	mg/Nm ³	200
CO (rif.3% O ₂)	mg/Nm ^{3kg/h}	100
Emissione NOx	Kg/h	3.24
Temperatura Fumi al Camino	°C	135
Velocità Fumi al Camino	m/s	25
Diametro Camino	m	0.62

8.1.7 Sistemi Vapore, Condensato ed Acqua Alimento

8.1.7.1 Sistema Vapore

Il sistema vapore consiste fundamentalmente in una rete di tubazioni, complete di tutti i necessari accessori. Le principali linee sono:

- tubazioni vapore vivo dalla caldaia;
- collettore vapore HP;
- tubazioni vapore HP alla turbina e tubazione di scarico vapore RH freddo dalla turbina al collettore RH della caldaia;
- stazione riduzione e desurriscaldamento HP/RH, fra collettore HP e collettore RH freddo (by-pass turbina AP);
- tubazioni vapore RH caldo alla turbina;
- stazione di riduzione e desurriscaldamento RH (bypass turbina IP);

- tubazione adduzione vapore LP al “cross over” e tubazione “cross over” con relativa valvola di regolazione della pressione di ammissione alla turbina LP;
- stazione di riduzione e desurriscaldamento vapore LP (bypass turbina LP);
- tubazioni di adduzione vapore ai condensatori del Teleriscaldamento;
- apparecchiature di sicurezza;
- strumentazione.

Il sistema assicura la distribuzione del vapore prodotto dalla caldaia per l'avviamento ed il normale funzionamento di:

- turbina AP;
- turbina IP⁶;
- turbina LP;
- sistema del vuoto del condensatore;
- riscaldatore gas combustibile;
- torretta degasante del corpo cilindrico LP;
- riscaldatori di teleriscaldamento.

In condizioni normali il vapore prodotto dalla caldaia a recupero alimenta l'intero sistema vapore.

La caldaia è dotata di un sistema di by-pass (al 100%) della turbina a vapore, consentendo in tal modo l'avviamento del turbogas e della caldaia in modo indipendente dalla turbina a vapore.

Il desurriscaldamento del vapore è realizzato mediante iniezione di acqua in appositi attemperatori. L'acqua è generalmente prelevata dal collettore di mandata delle pompe alimento. Per le stazioni di riduzione IP/LP l'acqua è prelevata dalla linea del condensato.

Sono installati tutti gli strumenti locali (manometri, termometri, livelli) necessari per la preparazione all'avviamento o operazioni locali.

⁶ In coda alla turbina MP si trova un'ulteriore sezione di espansione il cui scarico costituisce il vapore a bassa pressione per il riscaldamento dell'acqua del teleriscaldamento.

La regolazione della pressione e della temperatura del vapore avviene automaticamente con controllo a distanza e supervisione dalla Sala Controllo, via DCS. Tutti i set-points della pressione e della temperatura sono tarabili a distanza.

Tutta la supervisione e il controllo del processo avviene da sala controllo, e tutte le regolazioni sono automatiche.

8.1.7.2 Sistema Vapore Ausiliario

L'impianto è dotato di un sistema di vapore ausiliario a bassa pressione, dotato di collettori e stazioni di regolazione, per fornire vapore ad utenze ausiliarie (es: manicotti di tenuta turbina a vapore).

Il collettore di vapore ausiliario può essere alimentato sia dalla caldaia ausiliaria, sia dalle linee di vapore principale.

8.1.7.3 Sistema Condensato ed Acqua Alimento

Il sistema condensato ed acqua alimento recupera, preriscalda, degasa e reintroduce nel ciclo acqua/vapore il vapore condensato a valle dello scarico della turbina.

Il sistema consiste dei seguenti componenti:

- condensatore ad aria (sempre in funzione);
- pompe estrazione condensato (2 x 100%) dal pozzo caldo del condensatore ad aria;
- condensatore ad acqua (in funzione nel periodo estivo, in parallelo al condensatore ad aria);
- pompe estrazione condensato (2 x 100%) dal pozzo caldo del condensatore ad acqua;
- pompe alimento IP/HP (2 x 100%);
- due collettori di mandata pompe alimento;
- strumentazione;
- iniezione chimica;
- preriscaldatori del condensato;

- pompe di ripresa del condensato dal sistema del teleriscaldamento (2x100%).

Il sistema assicura il riscaldamento e la degasazione del condensato e dell'acqua di reintegro e l'alimentazione di acqua alla caldaia a recupero.

Il vapore condensato è raccolto nei due pozzi caldi, del condensatore ad aria e del condensatore ad acqua. L'acqua di reintegro proveniente dall'impianto di demineralizzazione esistente viene aggiunta direttamente nei pozzi caldi dei condensatori per coprire le perdite ed il blow-down. Il reintegro avviene controllando il livello nel corpo cilindrico di bassa pressione, i livelli nei pozzi caldi e le caratteristiche chimico-fisiche dell'acqua del processo.

Il condensato viene pompato attraverso il preriscaldatore del condensato e l'economizzatore LP sino al corpo cilindrico LP attraversando la torretta degasante posta sulla sommità del corpo cilindrico LP.

Allorché il sistema del teleriscaldamento è attivo, al condensato proveniente dai condensatori viene aggiunto il condensato proveniente dai condensatori del teleriscaldamento tramite la pompa di ripresa. La regolazione della portata avviene tramite controllo del livello nel barilotto di raccolta delle condense dei condensatori/riscaldatori teleriscaldamento.

Per il progetto del degasatore si è assunto che le perdite d'acqua vengano rimpiazzate da un'identica quantità di acqua demineralizzata satura di O₂ e di CO₂ prelevata dal serbatoio di riserva acqua demineralizzata. Il degasatore è riscaldato mediante vapore LP.

Dal corpo cilindrico l'acqua viene prelevata dalle pompe alimento IP/HP per l'invio ai rispettivi banchi economizzatori, evaporatori e surriscaldatori.

L'acqua necessaria per la regolazione del vapore mediante desurriscaldamento viene prelevata dal collettore di mandate delle pompe alimento.

Il sistema di iniezione chimica introduce reagenti chimici nel ciclo del condensato e dell'alimento al fine di evitare corrosioni e la formazione di depositi nella caldaia.

Sono installati tutti gli strumenti locali (manometri, termometri, livelli) necessari per la preparazione all'avviamento o per operazioni locali. Tutta la supervisione e il controllo del processo avviene da sala controllo, e tutte le regolazioni sono automatiche.

8.1.8 Sistema Gas Combustibile

All'interno della Centrale Lamarmora è presente anche una Stazione Metano di Media Pressione (MP), per alimentare le utenze della città e i turboalternatori esistenti. Tale stazione riceve metano dal metanodotto di Snam Rete Gas, ad una pressione normalmente non superiore ai 15 barg, ed è composta da linee di filtrazione, riscaldamento, misura, regolazione, odorizzazione, compressione e stoccaggio.

L'area dove sorge la Stazione Metano MP coincide parzialmente con l'area dove sarà posizionato il nuovo turbogas. E' già in corso, da parte di ASM Brescia, il progetto di spostamento della Stazione Metano MP, da ricollocarsi nell'area a Sud di Via Ziziola (di proprietà ASM Brescia, fino ad oggi utilizzata come area deposito) come mostrato in Figura 2.1. Lo spostamento interessa il sistema di filtrazione, riscaldamento, misura, regolazione e odorizzazione, ma non saranno più riproposti nè lo stoccaggio nè la compressione.

Per l'alimentazione del nuovo turbogas, l'attuale Stazione Metano MP è considerata non adeguata, sia in termini di portata, sia in termini di pressione.

Pertanto sarà necessario realizzare una nuova Stazione Metano di Alta Pressione (AP), da posizionarsi a Sud di Via Ziziola, vicino alla nuova posizione della Stazione Metano MP, come mostrato in Figura 2.1.

La Stazione Metano AP sarà alimentata da un nuovo metanodotto di Snam Rete Gas, illustrato nell'Allegato 2.4.1 del Progetto di Base (ASM Brescia S.p.A., 2005b), ad una pressione presumibilmente non inferiore ai 40 barg, e sarà in grado di alimentare il nuovo turbogas con una portata massima di 80,000 Sm³/h.

Uno schema di massima della Stazione Metano AP è mostrato nell'Allegato 3.8.1 del Progetto di Base (ASM Brescia S.p.A., 2005b).

La stazione Metano AP ha la funzione di filtrare il gas, misurarne la quantità e la qualità e ridurne la pressione dalla pressione vigente nella rete di distribuzione a quella richiesta dalla turbina a gas.

Il collettore d'ingresso è progettato per la portata del turbogas, funzionante alla potenza di picco.

Il serbatoio di raccolta della condensa del gas è dimensionato per quattro settimane di funzionamento.

Tutti i componenti sono progettati in accordo alla norma IEC 79 per aree pericolose e a tutta la normativa vigente in materia, e comunque la stazione rispetterà i requisiti della direttiva ATEX.

I componenti principali del sistema sono i seguenti:

- linea di collegamento alla rete;
- una valvola di isolamento di emergenza (ESD - Emergency Shut Down), al 100% di capacità dell'impianto, con le relative valvole di depressurizzazione;
- separatore di umidità;
- due filtri al 100%;
- due linee ridondanti di misura della portata gas;
- due preriscaldatori gas al 100% della capacità di un turbogas, completi di linea di by-pass;
- due linee di riduzione della pressione, ciascuna dimensionata per il 100% della turbina a gas;
- una linea di alimentazione per la caldaia ausiliaria (misura, regolazione, riscaldatore elettrico);,
- gascromatografo per la misura dei parametri chimico-fisici del gas (pci, densità, ecc.);
- strumentazione e controllo;
- un serbatoio condensato;
- una pompa ripresa condensato;
- filtri finali.

Durante il funzionamento normale una linea di riduzione è in funzione, mentre la seconda è tenuta di riserva. In caso di malfunzionamento di una linea di riduzione, l'altra è messa automaticamente in funzione.

Ogni linea di riduzione include una valvola di regolazione, una pre-valvola di riserva ed una valvola di isolamento rapido.

L'impianto è dotato di un sistema di riscaldamento del gas che assicura la corretta temperatura del gas.

Il sistema gas funziona normalmente senza presenza di operatori e la sorveglianza sul sistema è svolta in Sala Controllo. In Sala Controllo è disposto il sistema di allarmi e l'indicazione di stato di tutte le valvole di isolamento.

Per ragioni di sicurezza sono installate valvole di sicurezza e valvole di isolamento di emergenza (ESD - Emergency Shut Down). Pulsanti di emergenza sono disponibili sia localmente sia in Sala Controllo.

Nella tabella seguente sono sintetizzati i consumi di gas riferiti alla percentuale di carico dell'intero impianto (riferiti alle condizioni ambientali ISO).

Consumi di Gas			
Carico dell'Impianto	%	50%	100%
Portata Gas	Kg/h	27,000	51,500

8.1.9 Sistema di Condensazione

Il vapore scaricato dalla turbina di bassa pressione viene inviato in un sistema di condensazione misto, costituito da due distinti condensatori:

- un condensatore raffreddato ad aria, dimensionato ed ottimizzato per il funzionamento nella stagione invernale, quando buona parte del vapore che entra nella turbina a vapore viene estratto per alimentare il sistema di teleriscaldamento;
- un condensatore raffreddato ad acqua, dimensionato ed ottimizzato per il funzionamento nelle stagioni in cui il sistema di teleriscaldamento non è in funzione, in modo tale di garantire la generazione elettrica col miglior rendimento termodinamico possibile. Questo condensatore riceve vapore da una derivazione posta sul condotto di collegamento fra la turbina BP ed il condensatore raffreddato ad aria. Detta derivazione è munita di valvola di isolamento;
- un sistema di smaltimento del calore mediante torri di raffreddamento a umido per lo smaltimento del calore di scarico dal condensatore raffreddato ad acqua.

E' comunque possibile esercire l'impianto, in situazioni eccezionali di emergenza, d'estate, anche senza scaricare vapore nè al sistema teleriscaldamento, nè al condensatore ad acqua, condensando tutto il vapore esausto nel condensatore ad aria.

8.1.9.1 Condensatore Raffreddato ad Aria (ACC)

Il condensatore raffreddato ad aria è progettato per condensare tutto il vapore scaricato dalla turbina a vapore durante la stagione invernale. Il condensatore è

altresì ottimizzato per il funzionamento in congiunzione con l'impianto di teleriscaldamento.

L'apparecchio è costituito da schiere di scambiatori di calore formati da tubi con alettatura esterna, disposti a forma di tetto, avente il tubo distribuzione del vapore sul vertice superiore. Una batteria di ventilatori assiali è sistemata su di un piano presso i fasci tuberi degli scambiatori. I ventilatori forzano la circolazione dell'aria all'esterno dei fasci di tubi alettati, provocando la condensazione del vapore proveniente dalla turbina.

Il condensato è raccolto in tubi collettori posti all'estremità inferiore dei tubi scambiatori. Il condensato fluisce per gravità alle pompe di estrazione del condensato che lo inviano al corpo cilindrico LP dopo aver attraversato l'economizzatore LP ed il degasatore. Le pompe di estrazione sono regolate dal livello del pozzo caldo. I gas in condensabili vengono estratti dalla parte più fredda alla cima del condensatore da un sistema del vuoto, comprendente un eiettore principale per il funzionamento continuo e da un eiettore di avviamento dotato di silenziatore.

L'aria di raffreddamento è mossa da ventilatori disposti in celle che aspirano l'aria dal basso e la inviano in direzione verticale verso i banchi di tubi alettati.

I motori elettrici dei ventilatori sono dotati di azionamenti a frequenza variabile

I dati di funzionamento del condensatore ad aria sono mostrati nella tabella seguente.

Dati di Funzionamento Condensatore ad Aria (Assetto Estivo)		
	U.d.M.	Valore
Portata Aria	Kg/s	11,350
Temperatura Aria Ingresso	°C	20
Temperatura Aria Uscita	°C	30
Vuoto	bar	0.071
Carico Termico Condensatore (ACC)	MWt	114.514

8.1.9.2 Condensatore Raffreddato ad Acqua(WCC)

Il condensatore ad acqua è progettato per condensare parte del vapore scaricato dalla turbina a vapore, funzionando in parallelo con il condensatore ad aria, nella stagione calda, quando il carico termico del sistema di teleriscaldamento è limitato.

Il condensatore è del tipo a fascio tubiero, a due passi, con l'acqua di raffreddamento che passa all'interno dei tubi.

Il materiale dei tubi è acciaio inossidabile, le piastre tubiere sono di acciaio al carbonio rivestito di acciaio inossidabile, l'involucro e le casse acqua sono di acciaio al carbonio rivestito internamente con resine epossidiche. I tubi sono mandrinati e saldati alle piastre tubiere.

Il condensatore è appoggiato alla fondazione mediante piedi, progettati in modo da consentire la dilatazione termica dell'involucro.

L'involucro è collegato alla tubazione di scarico della turbina di bassa pressione mediante un giunto flessibile ed una valvola a farfalla d'isolamento.

La superficie di scambio è costituita da due fasci tuberi identici, ciascuno alimentato da proprie casse acqua. Ogni sezione del condensatore può funzionare indipendentemente dall'altra.

Il condensato viene raccolto in un pozzo caldo da dove fluisce per gravità alle pompe di estrazione del condensato che lo inviano al corpo cilindrico LP dopo aver attraversato l'economizzatore LP ed il degasatore.

Le pompe di estrazione sono regolate dal livello nel pozzo caldo. I gas incondensabili vengono estratti dal raffreddatore degli incondensabili da un sistema del vuoto, comprendente un eiettore principale per il funzionamento continuo e da un eiettore di avviamento dotato di silenziatore.

I dati di funzionamento del condensatore sono mostrati nella seguente tabella.

Dati di Funzionamento Condensatore ad Acqua (Assetto Estivo)		
	U.d.M.	Valore
Portata Acqua	kg/s	3,200
Temperatura Acqua Ingresso	°C	29
Temperatura Acqua Uscita	°C	37.5
Vuoto	bar	0.071
Carico Termico	MWt	113.9

8.1.9.3 Torri di Raffreddamento

La Centrale è dotata, per lo smaltimento del calore di scarico dal condensatore raffreddato ad acqua della turbina a vapore, di un sistema di torri di raffreddamento a circolazione forzata, del tipo a umido.

La torre è progettata per raffreddare tutta l'acqua di circolazione proveniente dal condensatore e dal sistema di raffreddamento degli ausiliari. Essa è costituita da 3 celle. Ogni cella è costituita da una struttura che comprende il riempimento, il sistema di distribuzione dell'acqua e l'eliminatore di gocce.

Ogni cella è munita di un ventilatore per l'aria montato sul tetto. Il ventilatore è comandato da motore elettrico attraverso un riduttore ad ingranaggi.

I dati di funzionamento della torre di raffreddamento sono riassunti nella seguente tabella.

Dati di Funzionamento Torre di Raffreddamento		
	U.d.M.	Valore
Portata Totale Acqua	kg/s	3,200
Temperatura Acqua Ingresso	°C	37.9
Temperatura Acqua Uscita	°C	29
Temperatura Aria Ingresso	°C	20
Umidità Relativa	%	60
Perdite per Evaporazione	kg/s	42
Perdite per Trascinamento	kg/s	0.13
Perdite Totale Ventilatori	kW	400

8.1.9.4 Sistema Acqua di Circolazione

Il sistema di acqua di circolazione per il raffreddamento del condensatore è costituito da un circuito chiuso nel quale l'acqua viene aspirata da apposite pompe dalla vasca sottostante la torre di raffreddamento ed inviata al condensatore, dal quale asporta il calore di condensazione. L'acqua così riscaldata raggiunge poi la parte superiore della torre di raffreddamento ove mediante appositi distributori viene distribuita nelle varie celle e raffreddata. L'acqua per gravità cade e si raccoglie nella vasca sottostante ove viene ripresa dalle pompe di circolazione.

L'acqua di circolazione sarà opportunamente additivata per impedire la formazione di incrostazioni, biofilm e forme algali.

Le pompe di circolazione, di tipo verticale, aspirano l'acqua da una vasca direttamente collegata alla vasca della torre di raffreddamento e la inviano al collettore.

A monte di ogni pompa sono sistemati dei filtri a barre (2 x 100% di capacità) isolabili singolarmente. Il collegamento fra il collettore e le pompe, tra il collettore e le casse acqua del condensatore e tra il collettore e la torre di raffreddamento avverrà mediante tubazioni realizzate in lamiera d'acciaio saldata, protetta internamente con vernice epossidica.

Saranno installate due pompe, ciascuna avente una capacità pari al 50% della portata totale. In caso di guasto di una delle due pompe l'impianto potrà comunque essere esercito anche con turbogas al massimo carico, seppur con un vuoto peggiore al condensatore, e quindi una potenza inferiore erogabile dalla turbina a vapore. In

alternativa potranno essere installate due pompe avente ciascuna una capacità pari al 100%.

8.1.9.5 Sistema di Reintegro

L'acqua di reintegro necessaria a ripristinare l'acqua che evapora nella nuova torre di raffreddamento, viene prelevata dai pozzi limitrofi.

8.1.10 **Impianto di Teleriscaldamento**

8.1.10.1 Generalità

La nuova unità di cogenerazione fornirà calore al sistema di teleriscaldamento della città di Brescia.

Come già accennato al Paragrafo 6.1 questo sistema, in esercizio dal 1972, attualmente fornisce calore alla città per una volumetria totale riscaldata di 35.2 Mm³ (dato fine 2004, si veda anche quanto riportato al Paragrafo 6.1.2.3).

La rete esistente è attualmente alimentata da gruppi cogenerativi a gas naturale, OCD e carbone, da un impianto Termoutilizzatore di rifiuti e biomasse, e da caldaie semplici di integrazione, per una potenzialità totale installata di 695 MWt. Alcuni di questi gruppi saranno passati a riserva e soggetti a *derating*, per il rispetto dei nuovi limiti di legge.

Con l'installazione della nuova unità verrà resa disponibile una nuova potenzialità pari a circa 250 MWt per il teleriscaldamento.

8.1.10.2 Sistema ad Acqua Surriscaldata

Il fluido termovettore è costituito da acqua in pressione che viene riscaldata da 60-90°C a 75-135°C a seconda degli assetti. Il collegamento alla rete avviene mediante due tubi, uno di arrivo dell'acqua da riscaldare ed uno di ritorno per l'acqua riscaldata. La quantità massima di acqua in circolazione sarà di 8,000 m³/h.

8.1.10.3 Sistema Vapore di Riscaldamento

Il calore per la rete sarà ottenuto mediante condensazione di vapore a due differenti livelli di pressione allo scopo di massimizzare al contempo la produzione di energia elettrica; i due condensatori di alta pressione e di bassa pressione saranno preceduti,

lato acqua del teleriscaldamento, da un sottoraffreddatore delle condense per migliorare il recupero termico.

Il condensatore a più alta pressione sarà alimentato dallo scarico della turbina IP, ed una opportuna valvola di controllo della pressione permetterà di incrementare il prelievo termico verso il teleriscaldamento (a scapito della produzione di energia elettrica) aumentando la pressione dello scarico della turbina IP.

Il condensatore a bassa pressione sarà alimentato dallo scarico della ulteriore sezione di espansione in coda alla turbina IP. Il vapore sarà inviato agli scambiatori di calore a fascio tubero (ognuno dimensionato per il 100% della sua capacità), ove condenserà all'esterno dei tubi.

L'acqua da riscaldare passerà all'interno dei tubi. Le condense, raccolte in un serbatoio drenaggi posizionato sotto il condensatore di bassa pressione, verranno sottoraffreddate in un terzo scambiatore del teleriscaldamento e di qui, tramite pompe di ripresa del condensato, unite al condensato proveniente dai condensatori a secco ed ad acqua per l'invio al ciclo termico.

8.1.11 Sistema di Raffreddamento Ausiliario

Il raffreddamento degli ausiliari della turbina a gas e della turbina a vapore, e dei rispettivi sistemi di lubrificazione e dei rispettivi generatori elettrici, così come di altri ausiliari del nuovo impianto che necessitino di acqua di raffreddamento, avviene mediante acqua di raffreddamento in circuito chiuso. Tale acqua di raffreddamento in circuito chiuso è a sua volta raffreddata nel seguente modo:

- stagione invernale: si utilizzano esistenti scambiatori di calore raffreddati con l'acqua degli esistenti aerotermini (già usati per il raffreddamento degli attuali macchinari, ma comunque considerati di dimensioni adeguate anche per il raffreddamento dei nuovi macchinari);
- stagione estiva: si utilizzano nuovi scambiatori di calore raffreddati con l'acqua della nuova torre evaporativa (la stessa torre utilizzata per il condensatore ad acqua della turbina a vapore).

Il raffreddamento dei macchinari degli impianti esistenti avviene mediante l'esistente sistema di acqua di raffreddamento in circuito chiuso, raffreddata nel seguente modo:

- stagione invernale: si utilizzano esistenti scambiatori di calore raffreddati con l'acqua degli esistenti aerotermini;
- stagione estiva: si potranno utilizzare saltuariamente gli esistenti scambiatori di calore raffreddati con l'acqua dell'esistente torre di raffreddamento evaporativa.

Il sistema di raffreddamento degli ausiliari in ciclo chiuso, per macchinari nuovi ed esistenti, è sommariamente composto dai seguenti componenti:

- scambiatori di calore a superficie (a piastre o a fascio tubiero);
- scambiatori ad aria;
- pompe di circolazione;
- piccola torre evaporativa;
- tubazioni necessarie;
- strumentazione.

Per compensare le perdite nel sistema di raffreddamento, si aggiunge acqua di reintegro nel serbatoio di espansione, mediante una pompa al 100%. L'acqua di reintegro è acqua demineralizzata (da sistema esistente) trattata con opportuni inibitori della corrosione.

8.1.12 Sistema Aria Compressa Strumenti e Servizi

Il sistema aria compressa costituisce un servizio centralizzato. Ubicato in un locale dedicato all'interno dell'edificio turbina a vapore e compressori, consiste dei seguenti componenti:

- 2 compressori aria (2 x 100%);
- filtro di aspirazione;
- silenziatore;
- intercooler;
- aftercooler;
- isolamento acustico;
- raccogliore condensa;
- un serbatoio smorzatore per l'aria servizi;
- due serbatoi per ogni sistema (5 minuti di capacità totale);

- 2 essiccatori ad assorbimento per l'aria strumenti (2 x 100%);
- un postfiltro essiccatore;
- rete di distribuzione aria strumenti;
- rete di distribuzione aria servizi.

La capacità di ciascun compressore è stimata attorno ai 350 Nm³/h.

L'aria esterna viene compressa da un compressore e inviata, attraverso un collettore comune, al serbatoio smorzatore. Il secondo compressore è in stand-by e parte automaticamente in caso di avaria della prima unità.

Dal serbatoio smorzatore l'aria fluisce verso la rete di distribuzione dell'aria servizi e verso gli essiccatori dell'aria strumenti.

L'aria strumenti è scaricata nei serbatoi di accumulo e quindi distribuita mediante la rete alle utenze d'impianto.

In caso di insufficiente pressione nei serbatoi dell'aria strumenti, viene data priorità all'aria strumenti mediante una valvola pneumatica che chiude l'alimentazione alla rete aria servizi.

I compressori aria strumenti e servizi sono gestiti da sala controllo ed operati automaticamente. Il funzionamento automatico consiste nell'avviamento ed arresto automatici dei compressori.

I parametri principali dei sistemi aria compressa ed i loro allarmi vengono trasmessi in Sala Controllo e sono anche riportati su strumentazione locale.

8.1.13 Sistema Antincendio

L'impianto è progettato e costruito con l'obiettivo di essere sicuro per il personale e per le apparecchiature. Ciò viene ottenuto mediante la separazione e la segregazione delle apparecchiature con distanze sufficienti e mediante la selezione di adatti materiali e componenti.

Le aree pericolose verranno definite nell'ambito di uno studio di classificazione delle aree secondo la normativa vigente ed adatti materiali e componenti verranno selezionati per l'uso in dette aree.

L'impianto è dotato di un suo autonomo impianto antincendio ed è equipaggiato con veicoli adatti ad una rapida risposta e dispone di personale addestrato adeguatamente.

Il sistema antincendio di cui è dotato l'impianto segue le prescrizioni dei Vigili del Fuoco, e sarà conforme a tutta la normativa prevista dalla legge. Inoltre potranno anche essere utilizzati come riferimento i codici NFPA (National Fire Protection Association), ove applicabili.

L'impianto è dotato di un serbatoio di acqua grezza, destinato al solo servizio antincendio. Mediante particolari accorgimenti è garantita sempre la disponibilità della quantità di acqua necessaria per il sistema antincendio. Il serbatoio ha una capacità di 1,000 m³.

La portata d'acqua alla pressione richiesta per le condizioni peggiori è assicurata da una pompa principale elettrica. La pompa principale con motore diesel è tenuta in stand-by per intervenire automaticamente in caso di mancanza di energia elettrica. La pompa diesel ha la stessa capacità della pompa elettrica.

Il sistema di distribuzione dell'acqua antincendio è dotato di valvole di zona, in modo da poter isolare ogni parte del sistema in avaria, mantenendo così la funzionalità del resto.

8.1.14 Sistemi di Trattamento delle Acque

La provenienza dell'acqua utilizzata nell'unità a ciclo combinato è così suddivisa:

- utilizzo nel ciclo termico e sistemi collegati: pozzi, da cui l'acqua viene inviata ad un sistema di demineralizzazione esistente e di qui al serbatoio dell'acqua demineralizzata, pure esso esistente. In caso di indisponibilità dell'acqua di pozzo sarà possibile utilizzare per questo impiego acqua dall'acquedotto;
- reintegro dell'acqua di torre: pozzi in vicinanza;
- utilizzi sanitari: acquedotto.

In Figura 8.2 è riportato lo schema del bilancio idrico del nuovo impianto.

Le caratteristiche chimico/fisiche dell'acqua del Pozzo Lamarmora 1 (più o meno simile anche per gli altri pozzi vicini) e dell'acqua potabile dall'acquedotto sono riportate nelle Tabelle 8.1e 8.2).

8.1.14.1 Trattamento Acqua di Reintegro Torri di Raffreddamento

L'acqua di reintegro del circuito di raffreddamento è quella destinata a rimpiazzare quella che evapora nelle torri di raffreddamento e quella che viene scaricata come blow-down per controllare il contenuto di sali.

Le caratteristiche chimico/fisiche dell'acqua utilizzata per il reintegro sono riportate nella Tabella 8.1.

8.1.14.2 Trattamento dell'Acqua di Reintegro Ciclo Acqua/Vapore

Per ottenere la purezza del vapore necessaria ad assicurare un funzionamento privo di inconvenienti della turbina a vapore, il contenuto di sali nell'acqua di alimento e nell'acqua di caldaia deve essere mantenuto ad un certo livello, adottando le seguenti misure:

- avviare la caldaia con acqua di alimento demineralizzata;
- reintegrare le perdite di condensato usando acqua di reintegro demineralizzata;
- regolare la conducibilità dell'acqua di caldaia mediante estrazione ad una portata opportuna.

Per questi scopi è previsto l'utilizzo di acqua demineralizzata dai serbatoi esistenti, di capacità adeguata a reintegrare le perdite d'acqua dovute alle estrazioni dalla caldaia, alle perdite di condensato, alle perdite dal sistema tenute e dal sistema del vuoto.

E' anche prevista la possibilità di recuperare gli spurghi di caldaia come reintegro per la rete di teleriscaldamento.

8.1.14.3 Condizionamento del Ciclo Acqua/Vapore

Per il condizionamento del ciclo acqua/vapore è raccomandata una combinazione di reagenti chimici alcalinizzanti e deossigenanti al fine di garantire le corrette caratteristiche chimiche dell'acqua del generatore di vapore e dei circuiti di alimentazione.

Lo schema di principio dell'iniezione chimica della caldaia è mostrato nell'Allegato 3.14.1 del Progetto di Base (ASM Brescia S.p.A., 2005b), dove si può osservare che:

- per l'eliminazione dell'ossigeno, oltre alla degasazione fisica effettuata nella torretta degasante integrata nel corpo cilindrico di bassa pressione, è prevista l'iniezione di una soluzione di ammina (nell'acqua di alimento caldaia o nei pozzi caldi);
- per la regolazione del pH dell'acqua è prevista l'iniezione di una soluzione alcalinizzante a base di ammine (nell'acqua di alimento caldaia o nei pozzi caldi);

- per eventuali emergenze, qualora le iniezioni di cui ai punti precedenti si rivelassero non sufficienti, o se necessario per la conservazione della caldaia in caso di fermata, è previsto un sistema di iniezione addizionale a base di fosfati per poter dosare nei corpi cilindrici della caldaia gli additivi necessari (ad esempio soluzioni di fosfati, ecc.).

L'esatta composizione dei reagenti chimici sarà definita dal costruttore della caldaia, sulla base delle precise caratteristiche termomeccaniche di funzionamento, sempre nel rispetto dei vincoli imposti o suggeriti dalla legge in termini di sicurezza ed efficacia.

8.1.14.4 Sistema di Trattamento delle Acque Reflue

Il sistema deve ricevere e trattare le acque di risulta dai processi industriali e dalle attività umane in modo da renderle scaricabili in corpo idrico e fognatura, nonché evacuate dalla Centrale tramite camion (autobotte) per essere smaltite all'esterno. Vengono raccolti tre differenti tipi di acque:

- acque sanitarie;
- acque meteoriche;
- acque di processo.

Come si può vedere dallo schema riportato in Figura 8.2 il concetto dell'impianto acque reflue è il seguente:

- l'acqua sanitaria va scaricata direttamente in fogna;
- l'acqua meteorica proveniente dai tetti e dalle aree di traffico, previa separazione delle acque di prima pioggia (inviate alla vasca di neutralizzazione) viene scaricata in corpo idrico superficiale;
- l'acqua di lavaggio del turbogas e della caldaia viene inviata in un'apposita vasca e di qui caricata su autobotti e inviata all'esterno. Il consumo annuo di acqua per questi lavaggi è di circa 250 m³. La capacità di stoccaggio è di circa 50 m³;
- le acque con carico chimico, quali le acque provenienti dalla rigenerazione delle resine (sistema esistente), sono inviate al sistema di trattamento esistente;

- le acque di scarico provenienti dal sistema drenaggi del ciclo termico delle tubazioni vapore e dal blow-down della caldaia vengono, dopo essere state raffreddate, inviate alla vasca di neutralizzazione o, in alternativa, recuperate nella rete di teleriscaldamento;
- le acque potenzialmente inquinate da olio, provenienti dal sistema di drenaggio dei pavimenti vengono trattate in un sistema che funziona da separatore API, avente una capacità di circa 200 m³. La separazione finale è fatta con un separatore a lamelle. L'olio viene raccolto in un serbatoio per essere avviato allo smaltimento. Eventuali fanghi che si dovessero raccogliere sul fondo del sistema di separazione, potranno essere rimossi ed avviati a smaltimento;
- le acque provenienti dal blow-down delle torri di raffreddamento saranno scaricate in fogna.

Le portate dei vari effluenti sono sintetizzate al Paragrafo 11.5.2.

8.1.15 Ventilazione e Condizionamento

L'impianto è dotato di impianti di condizionamento per gli spazi dove è prevista la presenza costante di personale, quali la Sala Controllo o dove le apparecchiature possano essere danneggiate dall'elevata temperatura, come la sala contenente le apparecchiature del sistema di automazione e il locale quadri elettrici.

Gli altri locali sono ventilati in leggera sovrappressione.

Il sistema centrale di condizionamento è costituito da due unità identiche aventi ognuna il 100% di capacità, in modo da garantire la protezione delle apparecchiature elettriche ed elettroniche in caso di avaria di un'unità.

Per spazi singoli quali alcuni uffici, officine, magazzini, ed altri locali ausiliari sono previsti condizionatori singoli.

L'edificio turbogas e l'edificio turbina a vapore sono dotati di un sistema di ventilazione. L'aria viene aspirata dall'esterno da appositi ventilatori, distribuita nelle varie zone da un sistema di condotte e griglie, ed espulsa con estrattori. Le portate sono regolate in modo da mantenere gli edifici in leggera sovrappressione.

Per il riscaldamento degli ambienti durante la stagione fredda quando l'impianto non è in funzione sono previsti appositi riscaldatori elettrici.

Anche l'edificio GVR sarà ventilato opportunamente, preferibilmente con ventilazione naturale.

Le zone ed i componenti d'impianto soggetti a congelamento durante la stagione fredda sono protetti mediante riscaldatori elettrici o tracciatura elettrica.

8.1.16 Sistemi ed Apparecchiature Elettriche

8.1.16.1 Criteri Generali di Progetto dell'Impianto Elettrico

La struttura generale dell'impianto elettrico è indicata nello schema unifilare generale riportato in Figura 8.3.

I generatori saranno collegati alla rete 380 kV attraverso trasformatori elevatori, che saranno interconnessi fra loro in una Stazione GIS e di qui alla rete nazionale italiana a 380 kV (Stazione di Flero) attraverso una linea in cavo.

Il generatore dell'unità turbogas sarà equipaggiato di interruttore di macchina sul lato MT; inoltre il generatore dell'unità turbogas sarà collegato al trasformatore dei servizi ausiliari di gruppo, a tre avvolgimenti, che alimenta il quadro dei servizi ausiliari di gruppo a 15 kV e la Stazione ricevitrice di Lamarmora (esistente ma che sarà ristrutturata). Il quadro a 15 kV potrà anche essere alimentato dalla stessa Stazione di Lamarmora attraverso un apposito collegamento diretto in cavo 15 kV, per fornire una alimentazione aggiuntiva di riserva e nei periodi in cui le unità generatrici sono a riposo o in condizioni di servizio perturbate.

Dal sistema 15 kV saranno poi alimentati i sistemi dei servizi di gruppo e del teleriscaldamento a 400 V e sistemi in CC (Corrente Continua) e di alimentazione di continuità (UPS), in accordo agli standards del fabbricante.

Il trasformatore ausiliario di gruppo è dimensionato per alimentare il 100% dei carichi della centrale più quelli del teleriscaldamento.

Tutti i servizi di Centrale saranno alimentati da due alimentazioni distinte, derivate dal quadro principale, in modo tale da assicurare, anche grazie ad opportuni automatismi di commutazione, la continuità della alimentazione dei carichi.

Un sistema di commutazione e interblocco sarà previsto sul sistema 15 kV fra l'alimentazione dal trasformatore di gruppo e il collegamento di riserva derivato dalla cabina a 15 kV, come indicato nello schema unifilare generale per permettere il trasferimento dei servizi ausiliari da una sorgente all'altra senza pregiudicare la continuità del servizio.

L'intero sistema elettrico sarà comandato e supervisionato a distanza dalla sala di controllo attraverso il sistema di controllo distribuito (DCS).

I gruppi diesel-generatori di emergenza saranno dimensionati in modo da assicurare ragionevole disponibilità di potenza per portare in sicurezza in condizioni di riposo

l'impianto in caso di assenza della rete e per garantire comunque la continuità del funzionamento della rete di teleriscaldamento.

I seguenti criteri generali di progetto saranno posti alla base dello sviluppo dei sistemi elettrici:

- il sistema elettrico sarà progettato in modo che l'indisponibilità di un componente non comporti la fermata del gruppo generatore associato, il che normalmente implica un progetto degli ausiliari 2 x 100%;
- le apparecchiature elettriche saranno scelte in modo che tipi e caratteristiche nominali corrispondano alla produzione di serie, in modo da essere comprate facilmente sul mercato libero, assicurando disponibilità di ricambi per lungo tempo.

Saranno usate apparecchiature modulari di facile utilizzo e che non richiedano manutenzione, quali Motor Control Centers (MCC) e batterie.

8.1.16.2 Disposizione delle Apparecchiature Elettriche

La sottostazione a 380 kV, del tipo blindato ad isolamento in SF₆ (GIS), sarà posta in un edificio sul lato Sud della centrale (in prossimità del generatore del gruppo TV) e collegata in cavo ad isolamento solido con l'esistente sottostazione GRTN di Flero. Il cavo sarà interrato e la disposizione sarà tale da minimizzare la produzione di campi elettromagnetici generati dalla corrente circolante durante il normale esercizio a pieno carico.

I collegamenti fra i generatori e i trasformatori elevatori, come pure al trasformatore dei servizi ausiliari di gruppo saranno eseguiti in condotti sbarre a fasi isolate. I pannelli che racchiudono i passanti lato linea e centro stella del generatore saranno pure a fasi isolate.

I collegamenti a 15 kV fra il quadro e le utenze nell'impianto saranno effettuate in cavo.

I trasformatori che alimentano i servizi ausiliari a 380 V potranno essere del tipo incapsulato con isolamento secco (dry type, encapsulated) o immersi in olio minerale. Nel primo caso dovranno essere posti all'interno di un opportuno involucro protettivo, al riparo dalle intemperie, ed alloggiati in opportuna pannellatura tale da impedire contatti accidentali con le parti in tensione. Nel secondo caso (trasformatori in olio minerale) i trasformatori saranno posizionati all'esterno degli edifici su appositi basamenti che consentano la raccolta di eventuali perdite di olio, che in ogni caso non dovranno neppure in caso accidentale contaminare le acque di scarico.

Allo scopo di posizionare le apparecchiature elettriche più vicino possibile alle apparecchiature alimentate, saranno disposti opportuni centri di alimentazione, all'aperto o in edificio protetto, per le aree seguenti:

- gruppi turbina a gas-generatore e turbina a vapore-generatore;
- caldaia a recupero (GVR);
- condensatore ad aria;
- torri di raffreddamento e pompe acqua di circolazione;
- impianti trattamento acqua.

I gruppo elettrogeni di emergenza ed i loro ausiliari saranno disposti in un contenitore separato.

I requisiti generali per il montaggio/la sistemazione delle principali apparecchiature elettriche saranno i seguenti:

- si utilizzerà un falso pavimento rialzato nella sala di controllo centrale e nelle sale relè e nella sala quadri CC, in modo da garantire l'accessibilità ai cavi e all'ingresso dei quadri;
- i trasformatori ausiliari a 15/0.4 kV saranno installati in vani trasformatori separati. I vani trasformatori dovranno essere ben ventilati;
- i cavi all'interno degli edifici saranno installati all'interno di cunicoli o su passerelle. Se sono installati all'aperto, i cavi saranno direttamente interrati oppure posti in tubi o cunicoli oppure posti su strutture porta tubi (pipe racks).

Tutti i pannelli saranno montati su uno zoccolo. I pannelli saranno disposti in modo da essere facilmente installati e di essere accessibili per l'esercizio e la manutenzione. In generale i pannelli saranno allineati su un fronte unico.

8.1.17 Strumentazione, Controllo, Automazione

Il sistema di automazione e strumentazione sfrutta le tecnologie disponibili di controllo integrato per massimizzare le prestazioni dell'impianto, migliorarne la disponibilità e ridurre i costi di esercizio. Per ottenere ciò l'impianto è dotato di un avanzato Sistema di Controllo Distribuito (DCS).

L'impianto è destinato a funzionare a carico di base/carico intermedio, nonchè in funzionamento ciclico.

Il sistema di automazione è progettato in modo da consentire il controllo e la supervisione dell'intera Centrale dalla Sala Controllo (CCR).

Vi sono inoltre un certo numero di locali aree elettroniche non presidiate (LER), distribuite nelle aree principali come segue:

- turbina a gas;
- turbina a vapore;
- caldaia a recupero;
- trattamento acque.

Queste LER servono ad alloggiare i pannelli del sistema. Il pannello di controllo del turbogas è sistemato in una LER ed è anche una stazione per un operatore.

Le altre LER servono solo per alloggiare pannelli. L'impianto è progettato considerando tutte le LER non presidiate durante il funzionamento normale.

Le LER vengono usate solo durante la manutenzione, durante l'avviamento o l'arresto dell'impianto, coordinate dalla Sala Controllo o durante avarie.

Durante il funzionamento normale dell'impianto, la funzione dell'operatore dalla Sala Controllo è quella di supervisione e selezione della configurazione di impianto che consenta di soddisfare la richiesta di energia ottimizzando il rendimento e la sicurezza dell'impianto nel rispetto dei vincoli operativi esterni.

Le funzioni fondamentali di gestione del funzionamento dell'impianto, quali l'avviamento, l'arresto, il raggiungimento ed il mantenimento del carico richiesto, rimangono direttamente sotto il controllo dell'operatore, mentre il controllo in linea di tutti i componenti d'impianto è completamente automatizzato.

Il sistema di automazione consente l'ottenimento dei seguenti risultati:

- avviamento ed arresto dell'impianto in modo controllato e ottimizzato, in qualunque condizione operativa, per realizzare un tempo di raggiungimento dei giri di funzionamento e di presa di carico consistenti con i limiti preimpostati di sollecitazioni termiche;
- ottimizzazione del consumo di combustibile durante l'avviamento, l'arresto ed il normale funzionamento;
- massimizzazione della vita dell'impianto;
- semplificazione delle normali operazioni.

Il sistema di automazione consentirà il funzionamento sicuro dell'impianto con un numero minimo di operatori.

8.1.18 Opere Civili

Le opere civili saranno progettate e realizzate, oltre che nel rispetto della normativa vigente, secondo criteri e prassi ben consolidate nell'industria del settore.

La realizzazione del nuovo impianto comporterà la demolizione di alcuni edifici e strutture esistenti, in particolare:

- parco metano;
- parco serbatoi OCD;
- due camini di altezza pari a 100 m;
- edifici ausiliari.

Verranno inoltre realizzate le opere civili elencate in seguito:

- stazione di decompressione del metano ad alta pressione per l'alimentazione del turbogas del ciclo combinato;
- intervento di scavi e riporti secondo progetto;
- edificio principale contenente:
 - sala macchine turbogas,
 - sala macchine turbina a vapore,
 - caldaia a recupero,
 - ciclo termico,
 - sala controllo e uffici,
 - sala quadri elettrici,
 - sottostazione elettrica GIS;
- fondazioni:
 - cavalletti turbogeneratori,
 - trasformatori (2 principali-1 di unità),
 - caldaia a recupero,
 - pompe alimento caldaia,
 - caldaia ausiliaria
 - torri di raffreddamento;
- vasca raccolta acqua lavaggio caldaia a recupero;

- camino;
- struttura torri di raffreddamento (aerotermini a secco e torri evaporative), pozzi caldi, pompe estrazione e pompe acqua di circolazione;
- pipe rack e sleeperways in calcestruzzo;
- edificio pompe antincendio;
- vasche impianto trattamento acqua make-up torri;
- vasca raccolta/trattamento acque reflue;
- vasca raccolta acqua di lavaggio turbogas;
- vasca neutralizzazione;
- vasca trattamento acque oleose;
- vasca raccolta scarichi meteorici;
- edificio officina/magazzino/spogliatoi;
- strade, piazzali e aree di parcheggio;
- argine in terra proveniente da scavi di altezza pari a 7 m circa modellato e piantumato parallelo a Via San Zeno;
- drenaggi e reti interrati;
- cunicoli per cavi elettrici e tubazioni;
- recinzione.

ASM ha inoltre in corso un progetto per la ricollocazione della stazione di decompressione del metano a media pressione per l'alimentazione della rete urbana. La stazione, attualmente posizionata nell'area di edificazione del ciclo combinato, verrà riposizionata vicino alla stazione di decompressione del metano ad alta pressione.

I dati relativi alle superfici ed ai volumi dei principali edifici e le demolizioni di edifici esistenti sono riportati al Paragrafo 2.4.

La tabella seguente riassume i dati principali relativi alle opere civili dell'impianto. Tali dati sono preliminari e potranno essere modificati nel corso della progettazione esecutiva dell'impianto.

Ciclo Combinato, Sintesi Dati Edifici		
	U.d.M.	Valore
Area di impianto	m ²	23,000
Area di cantiere	m ²	5,000-7,000
Superficie coperta	m ²	8,500
Superficie calpestabile	m ²	10,000
Calcestruzzo armato	m ³	15,000
Carpenteria metallica + grigliati	t.	1,600
Tamponature laterali e coperture in pannelli	m ²	10,000
Tamponature in blocchi di calcestruzzo	m ²	4,250
Strade	m ²	4,500
Aree trattate a verde	m ²	30,000

8.1.18.1 Fondazioni

Le tipologie di fondazione saranno definite sulla base delle indagini geotecniche che verranno effettuate in fase di progettazione più avanzata e delle esigenze strutturali e impiantistiche dei singoli componenti.

Le fondazioni saranno di due tipi:

- fondazioni profonde adatte per le strutture principali, per le quali possono essere tollerati assestamenti minimi;
- fondazioni superficiali adatte per strutture leggere, per le quali sono accettati anche piccoli assestamenti.

Sulla base delle informazioni oggi disponibili, in considerazione del fatto che le fondazioni del macchinario pesante della centrale esistente sono del tipo a superficie, si è assunto che le fondazioni del macchinario dell'impianto siano a superficie.

8.1.18.2 Edifici

Le caratteristiche realizzative degli edifici sono descritte nel Progetto Architettonico allegato al Progetto di Base (ASM Brescia S.p.A., 2005b, Allegato 3.20.1 parte A e parte B).

La turbina a gas, la turbina a vapore e la caldaia a recupero sono importanti fonti di rumore; perciò la tamponatura esterna dell'edificio principale è realizzata con pannello fonoassorbente e fonoisolante. Le caratteristiche di questo pannello (spessore, forature etc.), in particolare dello strato isolante interno, sono atte a

soddisfare le esigenze di abbattimento del rumore, in accordo a quanto richiesto dalla normativa vigente in materia.

Questo rivestimento fonoassorbente potrà comunque essere impiegato anche per altri edifici, secondo le necessità.

Le finiture interne degli edifici sono in funzione della destinazione d'uso degli stessi.

8.1.18.3 Strade e Piazzali

Le strade ed i piazzali hanno le seguenti caratteristiche:

- fondazione in stabilizzato dello spessore di 50 cm;
- trattamento superficiale in emulsione bituminosa;
- strato di conglomerato bituminoso (binder) dello spessore di 7 cm;
- manto di usura dello spessore di 3 cm;
- cordoli in calcestruzzo prefabbricati di sezione trapezoidale dotati di apertura ogni 25 m (bocca di lupo) atta a convogliare l'acqua piovana nell'idonea rete;
- marciapiedi, ove previsti, con lastre prefabbricate di calcestruzzo.

8.1.19 Progetto Architettonico e Sistemazione a Verde

Nell'ambito della progettazione degli interventi di ristrutturazione della Centrale Lamarmora è stato elaborato uno studio dedicato alla progettazione architettonica degli spazi occupati dal nuovo impianto ed alla sistemazione a verde delle aree situate ad Est rispetto al perimetro di Centrale (ASM Brescia S.p.A., 2005b).

In Figura 8.4 è riportata una sezione trasversale del nuovo impianto in cui sono visibili gli interventi di sistemazione a verde previsti.

Per maggiori dettagli si rimanda al Progetto di Base (ASM Brescia S.p.A. 2005b, Paragrafo 3.21 e Allegato 3.20.1 Parte A e Parte B).

8.2 INSTALLAZIONE SISTEMA DeNOx SCR SULLA CALDAIA GRUPPO 3

8.2.1 Motivazioni dell'Intervento

La Delibera di Giunta della Regione Lombardia No. VII/6501 del 19 Ottobre 2001 fissa, con l'Allegato C, i limiti di emissione degli impianti di produzione di energia per le diverse zone in cui è suddiviso il territorio regionale (si veda anche quanto riportato nel Quadro di Riferimento Programmatico del SIA).

La città di Brescia è inserita nell'elenco dei Comuni capoluogo di Provincia considerati critici, pertanto le caldaie esistenti alla data di emanazione della Delibera stessa, con potenza al focolare superiore ai 50 MWt, sono tenute, entro il 31 Dicembre 2008, al rispetto dei seguenti limiti di emissione (riferiti al 3% di O₂ per i combustibili liquidi e gassosi, al 6% per il carbone ed al 11% per gli altri combustibili solidi):

- SO₂: 1,700 mg/Nm³;
- NOx: 200 mg/Nm³;
- Polveri: 50 mg/Nm³;
- CO: 100 mg/Nm³.

Per il Gruppo 3 della Centrale Lamarmora, trattandosi di un impianto caratterizzato da una recente tecnologia, con un efficiente sistema di abbattimento degli ossidi di zolfo, tale adeguamento sarà realizzato inserendo, nel processo di combustione, un sistema di riduzione degli ossidi di azoto tale da contenere l'emissione media oraria al camino al di sotto dei 200 mg/Nm³. La tecnologia scelta è il sistema di riduzione catalitico con l'utilizzo di ammoniaca quale agente riducente (ASM Brescia S.p.A., 2005b, Allegato 1.1).

In sintesi, i limiti di emissione del gruppo 3 funzionante a carbone sono i seguenti (riferiti a fumi secchi con 6% di ossigeno):

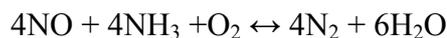
Limiti di Emissione Gruppo 3				
	ATTUALI		FUTURI	
	Limite [mg/Nm³]	Riferimento	Limite [mg/Nm³]	Riferimento
SO₂	400 (media giornaliera)	DGR IV/11065 8 Luglio 1986	400 (media giornaliera)	DGR IV/11065 8 Luglio 1986
NO_x	650 (media mensile)	DM 12 Luglio 1990	200 (media oraria)	DGR VII/6501 19 Ottobre 2001
	800 (media giornaliera)	DGR IV/11065 8 Luglio 1986		
Polveri	50 (media giornaliera)	DGR IV/11065 8 Luglio 1986	50 (media oraria)	DGR VII/6501 19 Ottobre 2001
CO	250 (media mensile)	DM 12 Luglio 1990	100 (media oraria)	DGR VII/6501 19 Ottobre 2001

8.2.2 Caratteristiche dell'Intervento

In considerazione dei nuovi limiti per il gruppo 3, ne consegue che il reattore catalitico, da installare per abbattere gli NO_x, deve garantire una rimozione degli ossidi di azoto superiore al 70%.

8.2.2.1 Processi Chimici di Riduzione degli Ossidi di Azoto

In presenza di catalizzatore e di una ottimale temperatura dei fumi, l'iniezione di ammoniaca allo stato gassoso determina le seguenti reazioni:



Noto che gli NO_x sono, approssimativamente, NO per il 95% in volume (92.53% in peso) ed NO₂ per il rimanente 5% (7.47% in peso), per ogni grammo di NO_x servono 0.552 grammi di NH₃.

Al fine di garantire la completa reazione tra ammoniaca ed NO_x, con sfuggite di reagente al camino minori di 5 ppm (3.8 mg/Nm³), in genere si adottano rapporti NH₃/NO_x minori.

8.2.2.2 Caratteristiche Costruttive dei Catalizzatori per la Denitrificazione dei Fumi

I catalizzatori utilizzati per la riduzione degli ossidi di azoto sono sostanzialmente di due tipi:

- a piastre metalliche con deposizione superficiale di uno strato sottile di materiale catalitico;
- a nido d'ape, con materiale totalmente catalitico, costituito da un supporto di ossidi di titanio (TiO_2) sul quale sono depositati ossidi di vanadio (V_2O_5) e tungsteno (WO_3).

I catalizzatori a nido d'ape sono caratterizzati da un maggior rapporto tra la superficie attiva ed il volume (area superficiale specifica m^2/m^3), che determina un minor volume del catalizzatore.

Tra i parametri che identificano il catalizzatore c'è il pitch, cioè la dimensione caratteristica, espressa in mm, del singolo canale di efflusso dei fumi all'interno del catalizzatore.

Il Gruppo 3 della Centrale Lamarmora utilizza prevalentemente carbone; per tale combustibile il pitch (p) consigliato è 6÷8 mm, con una conseguente area superficiale specifica pari a 400÷500 (m^2/m^3).

8.2.2.3 Parametri Operativi del Reattore Catalitico

I parametri che maggiormente influenzano l'attività del catalizzatore sono:

- la temperatura dei fumi in ingresso al reattore. L'efficienza di riduzione degli ossidi di azoto è funzione della temperatura dei fumi in ingresso al reattore, con un intervallo ottimale di 320÷350°C. Tale intervallo di temperatura consente un efficace controllo degli NOx in uscita dal reattore;
- la velocità spaziale dei fumi nel reattore. La velocità spaziale dei fumi nel reattore è il rapporto tra la portata volumetrica dei fumi in condizioni normali ed il volume del catalizzatore ($\text{Nm}^3/\text{h} \cdot \text{m}^3$). A parità degli altri parametri operativi, la riduzione degli NOx aumenta con il diminuire della velocità spaziale. Con l'utilizzo di carbone solitamente si adotta una velocità spaziale compresa tra 2,000 e 3,000 $\text{Nm}^3/\text{h} \cdot \text{m}^3$. Per il dimensionamento del reattore si considera una portata volumetrica (Gf) pari a 230,000 Nm^3/h . (si veda il successivo Paragrafo 8.2.3) Pertanto il volume del catalizzatore sarà pari a 70÷120 m^3 ;

- la velocità lineare dei fumi nel reattore. La velocità lineare dei fumi nel reattore è definita dal rapporto tra la portata volumetrica dei fumi in condizioni normali e la sezione del catalizzatore (Nm/h). La velocità lineare influenza in modo particolare le cadute di pressione ed i fenomeni di erosione del catalizzatore. Con il carbone solitamente si adottano valori compresi tra 5,400 e 7,200 Nm/h. Pertanto la sezione del catalizzatore sarà pari $30 \div 45 \text{ m}^2$. Ne consegue che l'altezza complessiva del catalizzatore sarà pari a $2 \div 3 \text{ m}$.
- il rapporto NH_3/NO_x tra l'ammoniaca iniettata nel reattore e gli ossidi di azoto entranti nello stesso. Il rapporto in peso tra l'ammoniaca e gli ossidi di azoto all'ingresso del reattore sarà tenuto al di sotto del valore previsto dalla stechiometria (0.552), con un fattore di riduzione di progetto pari a $0.8 \div 0.9$.

8.2.2.4 Lay-Out del Reattore Catalitico per la Denitrificazione dei Fumi

I vincoli di lay-out a cui deve sottostare il posizionamento del reattore sono conseguenza della temperatura d'ingresso dei fumi al reattore, del volume e della sezione del catalizzatore e per ultimo degli spazi disponibili per l'inserimento del reattore nell'impianto esistente.

Per soddisfare la richiesta temperatura d'ingresso dei fumi, che come detto deve stare nell'intervallo $320 \div 350^\circ\text{C}$, il reattore deve essere posizionato dopo l'economizzatore di caldaia, a monte del riscaldatore aria (Ljungström).

Le dimensioni in pianta del corpo del reattore, tenendo conto della struttura di sostegno, degli elementi di chiusura anche di tipo architettonico, dei piani di lavoro ai vari livelli del reattore, delle scale di accesso ai piani e dei mezzi di movimentazione dei moduli di reattore, possono assumersi pari ad un +60% rispetto alle dimensioni in pianta del catalizzatore.

Il volume del catalizzatore è solitamente distribuito su più strati, tipicamente ogni strato è circa 1 m, per cui saranno necessari $2 \div 3$ strati; inoltre è predisposto lo spazio e la struttura di sostegno per uno strato aggiuntivo, che consente di adottare un ottimale ciclo di sostituzione degli strati di catalizzatore nel corso del suo esaurimento. A tale volume va aggiunto lo spazio necessario per il rettificatore di flusso da posizione all'ingresso del catalizzatore, con la funzione di rendere la corrente fluida la più uniforme possibile, in modo che il catalizzatore sia, a sua volta, chiamato ad una uniforme attività (per una effettiva uniforme attività del catalizzatore è anche richiesta una uniforme distribuzione dell'ammoniaca, ad opera della griglia di iniezione, nella corrente gassosa); inoltre va aggiunto lo spazio per il raccordo di fondo del reattore (il reattore è sviluppato in altezza) al condotto fumi che porta all'ingresso del riscaldatore aria.

Per quanto premesso e per la necessità di avere degli spazi operativi in altezza tra strato e strato di catalizzatore, oltre che aperture di carico e scarico dello stesso, l'altezza totale del reattore è, in genere, 6÷7 volte l'altezza del catalizzatore.

Il lay-out dell'impianto esistente presenta, subito a valle della caldaia ed in linea con questa, l'elettrofiltro che dista, dal locale caldaia, circa 4 m, per i primi 18.5 m e circa 9.5 m per l'altezza rimanente dell'elettrofiltro. Il fronte di caldaia è, inoltre, caratterizzato da una larghezza di circa 8 m, per cui, ipotizzando una sezione di catalizzatore di 40 m², le dimensioni in pianta del catalizzatore possono essere pari a 8m (larghezza) e 5 m (lunghezza).

Da tutto quanto precede il corpo del reattore catalitico potrà essere caratterizzato da una sezione in pianta pari a circa 13 m (larghezza) x 8 m (lunghezza), con una altezza pari 22÷23 m, centrato in corrispondenza al portale terminale di chiusura e sostegno del riscaldatore aria. Lo spazio rimanente (1.5 m) tra il corpo caldaia ed il corpo del reattore, sarà utilizzato per posizionare il condotto fumi che collegherà l'uscita economizzatore al reattore. In Figura 8.5 si riporta la nuova distribuzione dei volumi della linea fumi del Gruppo 3 a seguito dell'inserimento del denitrificatore ed il confronto con la situazione attuale, che consente l'immediata valutazione visiva dell'intervento di DeNO_x.

Il reattore catalitico sarà posizionato sopra il riscaldatore aria mediante una struttura di sostegno aggiuntiva. Il calcolo strutturale, con i reali pesi del reattore catalitico, determinerà l'entità e le caratteristiche di tale struttura. Anche la fondazione in c.a. sarà verificata ed eventualmente adeguata ai nuovi carichi.

8.2.2.5 By-Pass dell'Economizzatore di Caldaia

Al fine di ottimizzare il controllo dell'attività di denitrificazione, sarà valutata la possibilità e l'opportunità di bypassare in parte l'economizzatore di caldaia, in modo da poter variare la temperatura dei fumi all'ingresso del reattore catalitico.

8.2.2.6 Soffiatori a Vapore

Sono previsti soffiatori a vapore per prevenire la deposizione di ceneri di combustione sulla superficie del catalizzatore, che possono determinare riduzione dell'attività dei siti catalitici.

Il reattore è attrezzato con una serie di soffiatori a vapore disposti a monte di ogni strato di catalizzatore.

8.2.2.7 Sistema Ammoniaca

Il sistema ammoniacale è composto dall'unità di stoccaggio dell'ammoniaca idrata al 25%, dall'unità di alimentazione, dall'unità di evaporazione e diluizione e dall'unità di iniezione nel reattore catalitico.

L'ammoniaca necessaria al processo verrà stoccata in un serbatoio atmosferico (capacità utile 15 m³), dotato di un'adeguata vasca di contenimento. Un abbattitore vapore consentirà l'abbattimento dei vapori ammoniacali. Sistemi di rilevazione dei vapori ammoniacali e relativi "water sprinkler" per abbattere le fughe di ammoniacale saranno previsti sopra la zona di stoccaggio ammoniacale.

L'unità di alimentazione dell'ammoniaca in soluzione è sostanzialmente costituita da due pompe al 100% di tipo volumetrico, con regolazione del volume d'iniezione in funzione del valore di NOx all'ingresso ed all'uscita del reattore. L'unità è completata da valvole, filtri, indicatori di pressione, temperatura e portata.

L'ammoniaca alimentata dalle pompe è nello stato di soluzione liquida. Nel reattore deve, invece, essere iniettata allo stato di vapore. Pertanto è prevista un'unità di evaporazione che utilizza l'aria calda in uscita dal RA di caldaia (circa 260°C a pieno carico). La soluzione liquida di ammoniacale è prima nebulizzata con aria strumata e quindi evaporata con l'aria calda di combustione, che ha anche il compito di diluire i vapori di ammoniacale prodotti al di sotto del 5%, onde essere certi che non esistono né rischi di infiammabilità né rischi di esplosione dell'ammoniaca in aria (la miscela per essere esplosiva deve presentare una percentuale in volume di ammoniacale in aria compresa tra 16 e 25%). La diluizione, inoltre, consente di aumentare la portata da iniettare nei fumi e di conseguenza la sua penetrazione.

L'unità di iniezione dell'ammoniaca diluita in aria nel reattore, è costituita da una linea coibentata e da una griglia di iniezione.

8.2.2.8 Sistema di Regolazione e Controllo del Denitrificatore

Il sistema di controllo dell'efficienza del reattore catalitico, sulla base del valore di NOx rilevato all'ingresso del reattore, determina, in funzione del prestabilito rapporto tra NH₃ e NOx e della portata volumetrica dei fumi, la portata di ammoniacale idrata da iniettare. La richiesta di ammoniacale, come effetto di feed-back, è poi corretta sulla base del valore di NOx all'uscita del reattore che deve essere inferiore a 200 mg/Nm³ in ogni condizione di funzionamento.

Il sistema di controllo gestirà anche il by-pass economizzatore ed il by-pass reattore, sulla base delle temperature impostate.

Il sistema di controllo, inoltre, gestirà tutta la strumentazione e la componentistica in funzionamento automatico relativa alle unità di stoccaggio, alimentazione, evaporazione ed iniezione.

Il sistema di controllo del sistema denitrificatore sarà implementato nell'attuale sistema di controllo distribuito (DCS) della Centrale Lamarmora e sarà gestito, al pari degli altri sistemi di centrale, con pagine video dedicate presentate agli operatori di sala controllo di Centrale.

8.2.3 Principali Parametri di Esercizio

Nella tabella seguente sono riportate le caratteristiche dei fumi in uscita dalla caldaia e dal denitrificatore (ASM Brescia S.p.A., 2005b, Allegato 1.1).

Gruppo 3, Caratteristiche dei Fumi in Uscita dalla Caldaia e dal Denitrificatore	
Portata Fumi di dimensionamento DeNO _x	230,000 Nm ³ /h (fumi secchi) ⁽¹⁾
Temperatura Gas	320÷350°C
O ₂	3÷3.2% volume (fumi secchi)
Uscita Caldaia	
NO _x ⁽²⁾	≤650 mg/Nm ³ (secco al 6% O ₂)
Uscita DeNO_x	
NO _x ⁽²⁾	<200 mg/Nm ³ (secco al 6% O ₂)
Slip di NH ₃	<5ppm volume (3.8 mg/Nm ³)

Nota:

- (1) Trascurando il modesto apporto dell'aria di diluizione dell'ammoniaca e dell'ammoniaca stessa.
- (2) Espressi come NO₂ equivalenti

Il consumo di ammoniaca idrata al 25% nelle condizioni nominali di esercizio è pari a 210÷240 kg/h.

Lo stoccaggio necessario per 48 ore di autonomia, con caldaia a pieno carico, (densità dell'ammoniaca idrata assunta pari a 900 kg/m³) è pari a 11÷13 m³.

8.3 CARATTERISTICHE DELLE OPERE CONNESSE

Le opere connesse al ripotenziamento della Centrale Lamarmora sono (si veda la Figura 8.6):

- realizzazione di un tratto di elettrodotto in cavo (380 kV), di collegamento tra la Centrale e la stazione elettrica di Flero;
- realizzazione di un tratto di metanodotto di allacciamento al metanodotto in progetto denominato “Potenziamento Metanodotto Carpendolo-Nave DN 500 – 75 bar”.

8.3.1 Elettrodotto in Cavo

Nel presente paragrafo sono sintetizzate le principali caratteristiche dell'elettrodotto di collegamento tra la Centrale e la stazione elettrica a 380 kV di Flero, situata nell'omonimo Comune di Flero in Provincia di Brescia. Per un maggior dettaglio e una più approfondita descrizione delle caratteristiche tecniche e progettuali della linea, si rimanda al Progetto di Massima appositamente predisposto da RETRASM S.r.l. e riportato nell'Allegato 2.3.1 del Progetto di Base (ASM Brescia S.p.A, 2005b).

8.3.1.1 Caratteristiche Generali dell'Allacciamento

La realizzazione del nuovo collegamento elettrico a 380 kV garantirà la connessione del nuovo gruppo a ciclo combinato cogenerativo con la Rete elettrica di Trasmissione Nazionale (RTN) rappresentata dall'esistente stazione elettrica di smistamento a 380 kV di Flero, situata nell'omonimo Comune di Flero in Provincia di Brescia.

Come prescritto dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN), nella risposta alla domanda di ASM Brescia S.p.A. di connessione alla RTN, il futuro impianto sarà collegato all'esistente stazione elettrica della RTN di Flero tramite un collegamento in antenna, costituito da un elettrodotto in cavo interrato a 380 kV.

Il tracciato del nuovo elettrodotto si snoderà su un tracciato stradale nel territorio del Comune di Brescia per uno sviluppo complessivo di circa 4.8 km.

In partenza alla Centrale Lamarmora è prevista la realizzazione di una stazione elettrica blindata in SF₆, mentre la realizzazione del nuovo stallo in aria a 380 kV, di arrivo dell'elettrodotto in cavo interrato presso l'esistente stazione elettrica della RTN di Flero, avverrà completamente all'interno dell'area recintata dell'attuale stazione elettrica ed utilizzerà lo spazio disponibile presso l'attuale sistema di sbarre a 380 kV.

8.3.1.2 Criteri di Scelta Progettuale

Il tracciato dell'elettrodotto è stato pianificato considerando i seguenti parametri di valutazione:

- normativa e legislazione di riferimento;
- caratteristiche antropiche della zona;
- aspetti derivanti da un eventuale impatto ambientale;
- caratteristiche geomorfologiche dell'area geografica;
- difficoltà tecniche di realizzazione ed esercizio dell'opera.

E' stata inoltre considerata la presenza di vincoli territoriali, paesaggistici ed ambientali (si veda a tale proposito anche quanto riportato nel Quadro di Riferimento Programmatico del SIA). I criteri adottati per la definizione del tracciato sono stati in particolare i seguenti:

- possibilità di mantenere un idoneo distanziamento da ambienti abitativi, aree di gioco per l'infanzia, scuole ed in generale infrastrutture o luoghi dove sia previsto, o prevedibile, il soggiorno delle persone per più di 4 ore al giorno, al fine di garantire i livelli di campo magnetico prescritto dalla vigente normativa;
- evitare, per quanto possibile, interferenze con infrastrutture e reti viarie che comportino prolungati blocchi alla circolazione con conseguenti disagi per la popolazione, considerato che in una parte del tracciato si attraversano zone con presenza significativa di urbanizzazione;
- evitare zone destinate allo sviluppo sia urbanistico sia residenziale;
- evitare zone di interesse paesaggistico e ambientale, zone boscate o adibite a colture pregiate;
- evitare zone ad alto rischio idrogeologico;
- garantire per quanto possibile la massima accessibilità all'area per consentire di operare in sicurezza sugli impianti al personale preposto all'esercizio e all'eventuale manutenzione dell'elettrodotto.

Il tracciato è stato quindi individuato cercando un affiancamento alle opere lineari già presenti sul territorio (strade) ed evitando, per quanto possibile, l'attraversamento diretto di lotti agricoli.

Nella tabella seguente sono sintetizzati i criteri di scelta utilizzati nella definizione del tracciato ed il confronto tra le alternative considerate, rappresentate in Figura 8.7.

Elettrodotto a Progetto, Criteri di Scelta Utilizzati nella Definizione del Tracciato (ASM Brescia S.p.A., 2005b)			
Criteri	PROGETTO Cavo AAT (stradale-Vie Codignole, Flero e Case Sparse)	ALTERNATIVA 1 Cavo AAT (stradale-Vie San Zeno e Case Sparse)	ALTERNATIVA 2 Cavo AAT +Linea Aerea
Lunghezza del tracciato	circa 4,800 m	circa 4,800 m	circa 800 m + 2,900 m
Distanza dalle aree urbanizzate e dalle singole abitazioni	•	••	•
Interferenza con il territorio ed il paesaggio	•	•• ⁽¹⁾	••••
Compatibilità con gli strumenti urbanistici	•	•	•••
Interferenza campi magnetici con aree urbanizzate e a possibile espansione urbanistica	•	••• ⁽²⁾	••••
Interferenza con attività antropiche di trasporto	••	••• ⁽³⁾	•
Rispetto dei vincoli ambientali paesaggistici e idrogeologici	•	•	••

Misura dell'impatto:

- nullo
- basso
- medio
- alto

Note:

- (1) Via S.Zeno (rispetto a via Codignole e via Flero) presenta maggiori sottoservizi interrati (fognatura, acqua, gas metano,ossigenodotto, ecc).
- (2) a) Via S.Zeno (rispetto a via Codignole e via Flero) è una via maggiormente abitata
b) in Via S.Zeno (rispetto a via Codignole e via Flero) le case sono più vicine alla strada
c) Via S.Zeno (rispetto a via Flero) ha una larghezza inferiore
d) in Via S.Zeno la fascia di rispetto (3 µT) interessa alcune abitazioni.
- (3) a) Via S.Zeno (rispetto a via Flero) ha una larghezza inferiore
b) Via S.Zeno (rispetto a via Codignole e via Flero) ha un flusso veicolare maggiore
c) Via S.Zeno data la minore larghezza (rispetto a via Flero) potrebbe essere chiusa durante i lavori di scavo e posa cavo AAT
d) Via S.Zeno (rispetto a via Codignole e via Flero) è più abitata.

8.3.1.3 Descrizione del Tracciato di Progetto

Il percorso dell'elettrodotto si svilupperà a partire dalla stazione AT del futuro impianto a ciclo combinato cogenerativo (CCGT) ed interesserà la zona meridionale del Comune di Brescia, seguendo un tracciato sostanzialmente stradale, secondo uno sviluppo complessivo di 4.8 km, caratterizzato in linea generale dai seguenti tratti (si veda la Figura 8.6):

- area di pertinenza dell'attuale Centrale Lamarmora;
- attraversamento di Via Ziziola;
- attraversamento della Strada Provinciale No. 11 "Tangenziale Sud di Brescia" e dell'Autostrada A4;
- area di pertinenza del Termoutilizzatore fino all'uscita su Via Codignole;
- percorso stradale lungo Via Codignole fino all'incrocio con Via Flero;
- percorso stradale lungo Via Flero fino all'incrocio con Via Case Sparse;
- percorso stradale lungo Via Case Sparse fino all'esistente stazione elettrica di smistamento a 380 kV della RTN di Flero, situata in Comune di Flero.

Nella tabella seguente vengono indicate le principali infrastrutture ed i corsi d'acqua attraversati dall'elettrodotto a progetto.

Elettrodotto in Cavo, Attraversamenti		
No. di Attraversamento	Tipo di Attraversamento	Ente Interessato
1	Strada Comunale Via Ziziola	Comune di Brescia
2	Strada Provinciale No. 11 "Tangenziale Sud di Brescia"	Provincia di Brescia
3	Autostrada A4	Società Autostrada Serenissima (Brescia-Verona-Vicenza-Padova)
4	Vaso Guzzetto secondario	Comune di Brescia Consorzio Irriguo Guzzetto-Codignole
5	Vaso Guzzetto	Comune di Brescia Consorzio Irriguo Guzzetto-Codignole
6	Vaso Codignole secondario	Comune di Brescia Consorzio Irriguo Guzzetto-Codignole
7	Vaso Codignole	Comune di Brescia Consorzio Irriguo Guzzetto-Codignole
8	Metanodotto SNAM in progetto	Società SNAM Rete Gas
9	Vaso Codignole	Comune di Brescia Consorzio Irriguo Guzzetto-Codignole

Elettrodotto in Cavo, Attraversamenti		
No. di Attraversamento	Tipo di Attraversamento	Ente Interessato
10	Vaso Fossetta Canalone	Comune di Brescia Consorzio Irriguo Fossetta Canalone
11	Vaso Fossetta Canalone	Comune di Brescia Consorzio Irriguo Fossetta Canalone
12	Metanodotti SNAM esistenti	Società SNAM Rete Gas
13	Vaso Fossetta Canalone	Comune di Brescia Consorzio Irriguo Fossetta Canalone
14	Vaso Fossetta Canalone secondario	Comune di Brescia Consorzio Irriguo Fossetta Canalone
15	Vaso Fossetta Canalone	Comune di Brescia Consorzio Irriguo Fossetta Canalone
16	Vaso Codignole	Comune di Brescia Consorzio Irriguo Guzzetto-Codignole
17	Canale di Scolo Acque	Comune di Brescia

8.3.1.4 Caratteristiche Tecniche del Progetto

L'elettrodotto in cavo di collegamento del nuovo impianto a ciclo combinato con la RTN avrà la lunghezza di circa 4.8 km e sarà costituito da una terna di cavi interrati aventi una tensione nominale di 380 kV.

Il cavo sarà costituito da un conduttore in rame con sezione di 1,000 mm², schermo semi-conduttivo sul conduttore, isolamento in polietilene reticolato (XLPE), schermo semi-conduttivo sull'isolamento, guaina metallica di alluminio saldato e rivestimento esterno in polietilene con grafitatura esterna.

I cavi verranno posati ad una profondità media di 1.4 m sotto il manto stradale.

Data la lunghezza del collegamento e il peso del cavo, per l'installazione, sono previste 6 pezzature per ogni fase connesse fra di loro per mezzo di giunti sezionati, in corrispondenza dei quali avverrà la trasposizione delle fasi.

Le guaine metalliche dei cavi delle diverse pezzature verranno connesse per mezzo di un sistema Cross-Bonding. Il sistema Cross Bonding si basa sulla trasposizione elettrica delle guaine metalliche rispetto alle fasi del sistema. Alla fine di ogni trasposizione completa, e quindi ogni tre sezioni, le guaine verranno collegate francamente a terra. Alle estremità del circuito, le guaine saranno collegate francamente a terra attraverso cassette unipolari di sezionamento.

L'elettrodotto in cavo, agli estremi, verrà terminato per mezzo di terminali per esterno presso la stazione RTN di Flero, mentre con accessori per entrata in blindato presso la stazione elettrica blindata in SF₆ di Centrale.

I dati elettrici significativi ed i dati caratteristici dell'installazione sono sintetizzati nelle tabelle seguenti.

Elettrodotto in Cavo, Dati Elettrici Significativi		
Tensione concatenata nominale del sistema (U)	380	kV
Tensione massima del sistema (U _{max})	420	kV
Tensione di fase nominale del sistema (U ₀)	220	kV
Tensione di manovra	1050	kV
Isolamento a impulso (B.I.L.)	1425	kV
Frequenza	50	Hz
Corrente di corto circuito monofase	50/1	kA / s
Fattore di carico giornaliero	100	%
Stato del neutro	Francamente a terra	

Elettrodotto in Cavo, Dati Caratteristici dell'Installazione		
Numero di circuiti	1	
Numero di cavi per circuito	3	
Lunghezza del collegamento	4.8	km
Numero di pezzature per fase	6	
Quantità totale di cavo	14.4	km
Connessione delle guaine metalliche	Cross Bonding	
Tipo di posa	Cavi in cunicolo interrato	
Configurazione di posa	A trifoglio chiuso	
Profondità di posa	1,400	mm

In riferimento alle caratteristiche del tracciato dell'elettrodotto, alla tipologia di attraversamenti e delle soluzioni progettuali adottate nel progetto, sono state studiate delle specifiche sezioni di posa:

- posa cavi in trincea su sede stradale: per la parte prevalente di tracciato i cavi saranno posati in trincea alla profondità di 1.4 m circa e disposti a trifoglio chiuso. Per aumentare il livello di protezione da danni meccanici esterni, (scavi o lavori stradali di vario genere) i cavi saranno posti all'interno di un cunicolo interrato e, dopo la posa, conglobati in uno strato di cemento magro. Si osserva inoltre la presenza di un tritubo in politene, in cui installare dei cavi in fibra ottica funzionali all'esercizio elettrico dell'elettrodotto, che si attesteranno nelle stazioni elettriche di Lamarmora e Flero. Lungo il tracciato, saranno quindi predisposti alcuni pozzetti, per permettere una corretta posa del cavo in fibra ottica. Infine, nella parte superiore della trincea, saranno posati due monotubi in cui potranno installarsi altri cavi in fibra ottica che potranno essere collegati con un "fault locator" e daranno la possibilità all' esercente dell'elettrodotto, in caso di rottura delle fibre, di localizzare la presenza di lavori di scavo lungo il tracciato dell'elettrodotto;
- posa cavi per sottopasso della SP No. 11 "Tangenziale Sud di Brescia" e dell'Autostrada A4: è prevista la realizzazione di uno spingitubo di diametro 900 mm lungo circa 170 m, posto a una profondità di indicativa di 4 m sotto il piano stradale (si veda anche quanto riportato nell'Allegato 9 del Progetto di Massima; RETRASM S.r.l; 2005). Al termine della posa i tubi, contenenti i cavi energia, saranno riempiti con una miscela di bentonite, al fine di favorire la dispersione del calore prodotto dai cavi stessi;
- posa cavi per attraversamento vasi o canali: i cavi saranno posati in un manufatto di calcestruzzo secondo le modalità illustrate nell'Allegato 10 del Progetto di Massima (RETRASM S.r.l; 2005). Al termine della posa i tubi, contenenti i cavi energia, saranno riempiti con una miscela di bentonite, al fine di favorire la dispersione del calore prodotto dai cavi stessi;
- posa cavi per attraversamento di metanodotti (tubazioni SNAM): in corrispondenza dell'incrocio con tubazioni SNAM, i cavi dovranno essere posizionati alla distanza, in altezza, di almeno 1 m dalla tubazione con l'interposizione di una piastra in calcestruzzo armato o in acciaio (si veda anche quanto riportato nell'Allegato 11 del Progetto di Massima; RETRASM S.r.l; 2005).

Come già accennato in precedenza, in partenza alla Centrale Lamarmora è prevista la realizzazione di una stazione elettrica blindata in SF₆, mentre la realizzazione del nuovo stallo in aria a 380 kV, di arrivo dell'elettrodotto in cavo interrato presso l'esistente stazione elettrica della RTN di Flero, avverrà completamente all'interno dell'area recintata dell'attuale stazione elettrica ed utilizzerà lo spazio disponibile presso l'attuale sistema di sbarre a 380 kV.

Il nuovo montante, con isolamento in aria, sarà realizzato con apparecchiature rispondenti alle prestazioni richieste dal GRTN, agli standard TERNA ed alle norme

CEI riguardante i componenti delle stazioni elettriche AT, con le seguenti caratteristiche principali:

- Tensione nominale 380 kV
- Corrente nominale interruttori 3,150 A

Il nuovo montante sarà equipaggiato con sezionatori tripolari verticali, interruttori tripolari in SF₆, sezionatori tripolari orizzontali con lame di messa a terra, trasformatori di corrente e di tensione per misure e protezioni, terminali cavo e scaricatori. Si prevede inoltre la realizzazione di un chiosco di tipo prefabbricato metallico per apparecchiature elettriche, di dimensioni 2,5 x 5 m e altezza pari a circa 3 metri, posizionati nelle immediate vicinanze delle apparecchiature AT, per ospitare gli apparati periferici del sistema di protezione, comando e controllo.

Le fondazioni delle varie apparecchiature elettriche saranno realizzate in conglomerato cementizio armato secondo progetto Unificato TERNA tipico per le stazioni 380 kV.

8.3.2 Metanodotto

Nel presente paragrafo viene descritto il tratto di metanodotto di allacciamento della Centrale al metanodotto in progetto di SNAM Rete Gas denominato "Potenziamento Carpendolo-Nave". Per un maggior dettaglio e una più approfondita descrizione delle caratteristiche tecniche e progettuali dell'opera, si rimanda al Progetto di Base appositamente predisposto da Snam Rete Gas (Snam Rete Gas, 2005) e riportato nell'Allegato 2.4.1 del Progetto di Base (ASM Brescia S.p.A., 2005b).

8.3.2.1 Caratteristiche Generali dell'Allacciamento e Criteri di Scelta Progettuale

Il metanodotto in progetto ha una lunghezza pari a 4.2 km e si sviluppa interamente in Comune di Brescia.

Detta opera si stacca dal metanodotto anch'esso in progetto denominato Potenziamento Metanodotto Carpendolo-Nave DN 500-75 bar in corrispondenza dell'impianto P.I.D.I. (Punto di Intercettazione di Derivazione Importante) punto terminale del 1° tratto.

La condotta, seguendo in linea di massima una direttrice Sud-Nord, è posizionata per circa 1.5 km parallelamente a strade vicinali ed ad un metanodotto in esercizio.

Nella scelta della direttrice del tracciato è stato privilegiato, infatti, il criterio di posizionare il metanodotto, per quanto possibile, in parallelismo con reti viarie e

infrastrutture esistenti (strade, linee elettriche e metanodotti). Tale criterio consente di minimizzare l'impatto dell'opera sul territorio, sfruttando i corridoi formati dalle infrastrutture esistenti e di realizzare il tracciato collocandolo per quanto possibile in zone agricole.

Nell'ambito della direttrice di base individuata, l'intero tracciato di progetto è stato definito nel rispetto di quanto disposto dal DM del 24 Novembre 1984 "*Norme di Sicurezza per il Trasporto del Gas Naturale*", dalla legislazione vigente (norme di attuazione dei PRG e vincoli paesaggistici, ambientali, archeologici, ecc.), dalla normativa tecnica relativa alla progettazione di queste opere e dalle prescrizioni di sicurezza e di salute da attuare nei cantieri (D.Lgs 494/96 e successive modifiche).

I criteri generali che hanno condotto, in particolare, alla scelta del tracciato di progetto sono i seguenti:

- individuare il tracciato in base alla possibilità di ripristinare le aree attraversate riportandole alle condizioni morfologiche e di uso del suolo preesistenti l'intervento, minimizzando l'impatto sull'ambiente;
- transitare il più possibile in zone a destinazione agricola, evitando l'attraversamento di aree comprese in piani di sviluppo urbanistico e/o industriale;
- evitare zone franose o suscettibili di dissesto idrogeologico;
- evitare, ove possibile, le aree di rispetto delle sorgenti e dei pozzi captati ad uso idropotabile;
- contenere il numero degli attraversamenti fluviali, realizzandoli in subalveo ed in zone che offrano sicurezza per la stabilità della condotta, prevedendo le necessarie opere di ripristino e di regimazione idraulica;
- interessare il meno possibile zone boscate e zone di colture pregiate;
- ridurre al minimo i vincoli alle proprietà private determinati dalle servitù di metanodotto, utilizzando, per quanto possibile, i corridoi di servitù già costituiti da altre infrastrutture esistenti (metanodotti, canali, strade, ecc.);
- garantire al personale preposto all'esercizio ed alla manutenzione la possibilità di accedere ed operare sugli impianti in sicurezza.

8.3.2.2 Descrizione del Tracciato

Il tracciato del metanodotto in progetto, riportato in Figura 8.6, si stacca dall'impianto terminale del metanodotto in progetto denominato "Potenziamento Metanodotto Carpenedolo — Nave" 1° tratto. Tale impianto è previsto in località Cascina Tesa in Comune di Brescia. L'allacciamento, che ha una lunghezza complessiva di 4.2 km, si sviluppa seguendo inizialmente una direttrice Sud-Nord, attraversando al km 0.4 la Strada Comunale per San Zeno ed al km 2.8 la Strada Comunale Codignole. Al km 3.37 circa il tracciato, dopo aver attraversato l'autostrada A4 Milano-Venezia devia in direzione Sud Est posizionandosi per circa 0.7 km tra l'autostrada e la Strada Statale No. 11 (Tangenziale Sud di Brescia).

Al km 4.1 il tracciato in progetto devia ulteriormente in direzione Nord, attraversando al km 4.13 la Strada Statale No. 11 (Tangenziale Sud di Brescia) al di là della quale, alla progressiva 4.2 in proprietà ASM di Brescia è previsto il punto di consegna con la realizzazione dell'impianto P.I.D.A. (Punto di Intercettazione con Discaggio di Allacciamento).

Nella tabella seguente vengono indicati le principali infrastrutture viarie attraversate dal metanodotto a progetto.

Metanodotto a Progetto, Attraversamento delle Infrastrutture Principali (Snam Rete Gas, 2005)			
Progressiva km	Provincia	Comune	Reti Viarie e Ferroviarie
0 + 400	Brescia	Brescia	Strada Comunale per San Zeno
2 + 800	Brescia	Brescia	Strada Comunale Codignole
3 + 370	Brescia	Brescia	Autostrada A4 Milano-Venezia
4 + 130	Brescia	Brescia	Strada Statale No.11 (Tangenziale Sud di Brescia)

Il metanodotto non attraversa corsi d'acqua di rilievo.

8.3.2.3 Caratteristiche Progettuali

L'opera in oggetto, progettata per il trasporto di gas naturale con densità 0.72 kg/m^3 in condizioni standard ad una pressione massima di esercizio di 75 bar, sarà costituita da una condotta formata da tubi in acciaio collegati mediante saldatura (linea), che rappresentano l'elemento principale del sistema di trasporto in progetto, e da una serie di impianti che, oltre a garantire l'operatività della struttura, realizzano l'intercettazione della condotta in accordo alla normativa vigente.

Per quanto riguarda la condotta, le tubazioni impiegate saranno in acciaio di qualità e rispondenti alle prescrizioni del DM 24 Novembre 1984, ed avranno le seguenti caratteristiche:

- diametro nominale: DN 500 (20");
- pressione massima di esercizio: 75 bar;
- materiale: EN L 415 NB/MB;
- tensione di snervamento [MPa]: 415 N/mm²;
- spessore normale e maggiorato per linea: 11.1 mm;
- spessore per impianti: 11.9 mm.

I tubi, collaudati singolarmente negli stabilimenti di produzione, avranno una lunghezza di circa 12 m, saranno smussati e calibrati alle estremità per permettere la saldatura elettrica di testa.

Le curve saranno ricavate da tubi piegati a freddo con raggio di curvatura pari a 40 diametri nominali, oppure prefabbricate con raggio di curvatura pari a 7 diametri nominali.

Negli attraversamenti delle strade più importanti e dove, per motivi tecnici, si è ritenuto opportuno, la condotta sarà messa in opera in tubo di protezione avente le seguenti caratteristiche:

- diametro nominale: DN 650 (26");
- spessore: 9.5 mm;
- materiale: acciaio di qualità (API 5Lx52 o grado L360).

La condotta sarà protetta da:

- una protezione passiva esterna costituita da un rivestimento di nastri adesivi in polietilene estruso ad alta densità, applicato in fabbrica, dello spessore di 2.2 mm ed un rivestimento interno in vernice epossidica. I giunti di saldatura saranno rivestiti in linea con fasce termorestringenti;
- una protezione attiva (catodica) attraverso un sistema di correnti impresse con apparecchiature poste lungo la linea che rende il metallo della condotta elettricamente più negativo rispetto all'elettrolito circostante (terreno, acqua, ecc.).

La costruzione ed il mantenimento di un metanodotto sui fondi altrui sono legittimati da una servitù il cui esercizio, lasciate inalterate le possibilità di sfruttamento agricolo di questi fondi, limita la fabbricazione nell'ambito di una fascia di asservimento a cavallo della condotta (servitù non aedificandi). Nel caso del metanodotto in oggetto è prevista una fascia di asservimento di 39 m (19.5 m per parte) dall'asse della condotta, in condizioni di posa standard.

In accordo alla normativa vigente (DM 24 Novembre 1984 e DM 23 Febbraio 1971) la condotta sarà sezionabile in tronchi mediante apparecchiature di intercettazione (valvole) denominate:

- Punto di Intercettazione di linea Derivazione Importante (PIDI), che oltre a sezionare la condotta, ha la funzione di consentire sia l'interconnessione con le altre condotte che l'alimentazione di condotte derivate dalla linea principale;
- Punto di Intercettazione di linea (PILL), che ha la funzione di sezionare la condotta;
- Punto di Intercettazione con Discaggio di Allacciamento (PIDA), che oltre a sezionare la condotta ha la funzione di consentire l'allacciamento con l'utente.

Gli impianti di linea sono costituiti da tubazioni e da valvole di intercettazione sia interrata che aeree, e da apparecchiature per la protezione elettrica della condotta. Tali impianti sono ubicati generalmente in prossimità della viabilità ordinaria o saranno collegati ad essa tramite brevi accessi carrabili.

Nella tabella seguente vengono sintetizzati i dati relativi all'ubicazione degli impianti di linea per il metanodotto a progetto.

Metanodotto a Progetto, Ubicazione degli Impianti di Linea (Snam Rete Gas, 2005)						
Progressiva km	Provincia	Comune	Impianto	Località	Superficie [m²]	Strade di Accesso [m]
0+000	Brescia	Brescia	P.I.D.I.	Cascina Tesa	190	20
4+200	Brescia	Brescia	P.I.D.A.	Lamarmora	120	esistente