

INTEGRAZIONE AIA C.LE A CICLO COMBINATO DI OFFLAGA

File:Allegato_B18 2007-07-01.doc - Modello: RelazioneTecnica Italiano.dot

ALLEGATO B18

Relazione Tecnica

INDICE

1	GENERALITÀ E DESCRIZIONE DEL CICLO PRODUTTIVO	4
2	GESTIONE METANO	4
3	TRASFORMAZIONI ENERGETICHE DEL CICLO COMBINATO	5
3.1	DA ENERGIA CHIMICA AD ENERGIA MECCANICA	5
3.1.1	<i>Turbina a gas</i>	5
3.2	DA ENERGIA TERMICA A VAPORE SURRISCALDATO	7
3.2.1	<i>Caldaia a recupero</i>	7
3.2.2	<i>Da vapore surriscaldato ad energia meccanica</i>	8
3.2.3	<i>Turbina a vapore</i>	8
3.3	CONDENSAZIONE VAPORE USCITA TURBINA ED ESTRAZIONE CONDENSATO.....	10
3.3.1	<i>Condensatori ad aria</i>	10
3.4	DA ENERGIA MECCANICA AD ENERGIA ELETTRICA	11
3.4.1	<i>Alternatore</i>	11
3.5	TRASFORMAZIONE E TRASMISSIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA	12
3.5.1	<i>Sottostazione elettrica</i>	12
4	APPROVVIGIONAMENTO E L'UTILIZZO DELL'ACQUA (COMUNE AI 2 GRUPPI).....	13
4.1	ACQUA POTABILE	13
4.2	ACQUA USI INDUSTRIALI.....	14
4.2.1	<i>Trattamento acqua grezza</i>	14
4.2.2	<i>Impianto di demineralizzazione</i>	14
4.2.3	<i>Alimentazione serbatoio antincendio e acqua servizi.....</i>	15
5	GESTIONE DEGLI SCARICHI	16
5.1	DESCRIZIONE REFLUI	16
5.1.1	<i>Scarichi sanitari</i>	16
5.1.2	<i>Sistema drenaggi / acque piovane</i>	16
5.1.3	<i>Spurgo di caldaia.....</i>	18
5.1.4	<i>Acque di lavaggio dei turbogas</i>	19
5.2	IMPIANTO TRATTAMENTO REFLUI	19
5.2.1	<i>Trattamento acque oleose.....</i>	19
5.2.2	<i>Collettamento scarichi sanitari.....</i>	20
5.2.3	<i>Sistema di denitrificazione.....</i>	20
5.2.4	<i>Vasca di omogeneizzazione.....</i>	21
5.2.5	<i>Scarichi idrici</i>	21
5.3	IMPATTO TERMICO DEGLI SCARICHI IDRICI	21
6	SISTEMI AUSILIARI DI CENTRALE.....	22
6.1	AUSILIARI PRINCIPALI - CICLO COMBINATO	22

6.2	AUSILIARI PRINCIPALI - PARTI COMUNI	23
6.2.1	<i>Sistema antincendio</i>	24
6.2.2	<i>Caldaia ausiliaria</i>	24
6.2.3	<i>Sistema aria compressa</i>	24
6.3	ALTRI SISTEMI AUSILIARI	25
6.3.1	<i>Sistema di dosaggio per il ciclo termico</i>	25
6.3.2	<i>Sistema di campionamento</i>	25
6.3.3	<i>Sistema stoccaggio idrogeno</i>	25
6.3.4	<i>Sistema di stoccaggio anidride carbonica</i>	25
6.3.5	<i>Sistemi di ventilazione, riscaldamento, condizionamento</i>	25
6.3.6	<i>Diesel-generatori di emergenza</i>	25
7	CONDIZIONI DI AVVIAMENTO E TRANSITORIO ANCHE IN TERMINI DI EMISSIONI E CONSUMI	26
8	PRODUZIONE RIFIUTI	26
9	LOGISTICA DI APPROVVIGIONAMENTO DI MATERIE PRIME E SPEDIZIONE DI PRODOTTI FINITI	27
10	SISTEMI DI REGOLAZIONE, CONTROLLO E SICUREZZA	27
10.1	SISTEMA DI CONTROLLO, MONITORAGGIO E PROTEZIONE DELLA TURBINA A GAS	28
10.1.1	<i>Funzioni di controllo</i>	28
10.1.2	<i>Funzioni di monitoraggio</i>	29
10.1.3	<i>Funzioni di protezione</i>	30
10.2	SISTEMA DI CONTROLLO, SICUREZZA E SUPERVISIONE DELLA TURBINA A VAPORE	30
10.2.1	<i>Sistema di controllo</i>	30
10.2.2	<i>Sistema di sicurezza</i>	31
10.2.3	<i>Unità di arresto</i>	31
10.2.4	<i>Sistema di supervisione</i>	31
10.3	SISTEMA DI AUTOMAZIONE	31

RELAZIONE TECNICA SUI PROCESSI PRODUTTIVI

Le informazioni riportate nella presente relazione sono state estrapolate dal progetto preliminare e dalla documentazione richiesta per la pratica di SIA della Centrale in oggetto. Rimane dunque la possibilità di adottare soluzioni di dettaglio differenti da quelle descritte in funzione delle migliori tecnologie disponibili al momento della redazione del progetto esecutivo ed in funzione del fornitore individuato per ogni sottosistema (ovviamente nei termini di quanto concesso dall'Autorizzazione unica alla realizzazione ed esercizio dell'impianto).

1 Generalità e descrizione del ciclo produttivo

L'impianto proposto è una centrale termoelettrica composta da due moduli identici a ciclo combinato (Turbina a gas + Caldaia a recupero e Turbina a vapore), ciascuno di potenza netta di circa 380 MWe in condizioni nominali, alimentati a gas naturale.

Si riporta di seguito la descrizione dei processi e di altri aspetti gestionali con il rimando alle specifiche fasi rappresentate nello schema a blocchi (A25) e descritte nell'elenco riportato al punto A.4 della domanda di AIA.

E' possibile raggruppare le fasi nei seguenti macroprocessi:

- Gestione metano (unica per i due moduli);
- Trasformazioni energetiche (per ogni ciclo combinato);
- Approvvigionamento e l'utilizzo dell'acqua (unica per i due moduli);
- Scarichi (unica per i due moduli);
- Produzione rifiuti (unica per i due moduli);
- Sistemi di impianti ausiliari (unica per i due moduli).

Sono inoltre descritti i seguenti aspetti:

- Condizioni di avviamento e transitorio, anche in termini di emissioni e consumi;
- Logistica di approvvigionamento di materie prime e spedizione di prodotti finiti;
- Sistemi di regolazione, controllo e sicurezza

2 Gestione metano

Stazione di riduzione del gas metano (fase 1 – SRM.): È connessa alla rete nazionale di trasporto del gas metano (SNAM rete Gas) ed alimenta, ad una pressione di circa 30 bar, i due moduli turbogas. Il gas naturale che alimenta l'impianto, dopo misura fiscale, viene filtrato, riscaldato e

decompresso prima di essere alimentato allo skid combustibile delle turbine a gas. Il sistema di filtrazione riscaldamento è costituito da una linea comune ai due moduli; tale linea alimenta 3 linee separate di decompressione, una per ogni modulo più una di riserva.

Il sistema di filtrazione è costituito da un separatore principale e da due filtri separatori, uno di riserva, dimensionato per la massima portata di 2 turbine a gas ($145.000 \text{ Nm}^3/\text{h}$), così come il sistema di riscaldamento formato da due riscaldatori, uno di riserva.

La stazione di decompressione per i due moduli è costituita da tre linee; ogni linea è dimensionata per la massima portata di una turbina a gas ($72.500 \text{ Nm}^3/\text{h}$) ed include due valvole di espansione ed una di intercetto.

3 Trasformazioni energetiche del ciclo combinato

La massima energia elettrica potenzialmente producibile in un anno ammonta a circa 5.320.000 MWh (760 MW di potenza nominale per 7.000 ore/anno).

3.1 Da energia chimica ad energia meccanica

Nelle due Turbine a gas l'energia chimica contenuta nel combustibile viene trasformata, tramite combustione con l'aria compressa, in energia meccanica che mette in rotazione le turbine a gas (fase 2 - TG) ed i relativi alternatori (fase 5 A).

Per ulteriori approfondimenti si rimanda al § 4.2 del Progetto preliminare del SIA:

3.1.1 Turbina a gas

Caratteristiche meccaniche

La turbina a gas è basata su un progetto ad asse singolo e include un compressore assiale a 15 stadi, una camera di combustione ed un espansore a 4 stadi.

Il rotore consiste in una sezione frontale, quindici dischi del compressore, una sezione cava centrale, quattro dischi dell'espansore ed una sezione terminale, unite tramite una singola barra centrale. Ciascun disco del rotore è dotato di denti radiali da ambo i lati. Il rotore risultante da tale costruzione è autosostenente e leggero, talché può essere sostenuto da due soli cuscinetti, uno alla sezione frontale ed uno a quella terminale. I due cuscinetti sono sistemati esternamente alla regione pressurizzata.

Il rotore è internamente raffreddato: una porzione della portata di aria compressa è estratta dal compressore ed utilizzata per il raffreddamento delle palette rotoriche dell'espansore e loro strutture di assemblaggio.

Anche le palette statoriche e relative strutture sono raffreddate da aria estratta dal compressore.

La cassa turbina è duplice, in modo da separare le funzioni di resistenza alla pressione ed ai carichi termici.

La cassa esterna, che costituisce la barriera contro la pressione, è comune alla turbina ed al compressore ed è costituita da tre sezioni, la prima che porta le prime dieci schiere statoriche del compressore e le prime due estrazioni d'aria dal compressore, la seconda (cassa centrale) che include la terza estrazione e supporta i bruciatori e la terza che contiene la camera di combustione e le schiere statoriche dell'espansore.

La cassa interna è formata da due sezioni, di cui la prima porta le ultime cinque statoriche del compressore ed è sospesa nella cassa centrale in modo da accomodare le espansioni termiche, e la seconda che porta le schiere statoriche dell'espansore, sospese c.s. nella cassa esterna.

La turbina a gas è sostenuta sulle fondazioni da due supporti lato compressore, due lato espansore ed una guida di centratura. I supporti lato compressore costituiscono il punto fisso della macchina, mentre quelli lato espansore sono flessibili nel piano orizzontale.

L'alternatore è guidato dal lato compressore (lato freddo), al fine di facilitare lo scarico dei fumi scaricati dall'espansore nella caldaia a recupero.

Camera di combustione e bruciatori

La turbina a gas è fornita di una camera di combustione anulare dotata di 24 bruciatori a bassi NOx a secco (DLN).

La camera di combustione, montata entro la sezione centrale della cassa esterna, è completamente lambita dall'aria di scarico del compressore in modo da evitare l'esposizione alle variazioni locali di temperatura dei gas caldi di combustione.

La superficie esposta ai gas caldi è costituita da schermi termici, connessi in modo flessibile alla cassa più fredda della camera di combustione.

Bruciatore a premiscelazione:

La maggior parte dell'aria primaria richiesta per la combustione viene fornita allo swirler diagonale e da qui alimentata alla zona di combustione. La parte rimanente di aria viene fornita allo swirler assiale.

Durante l'operazione a premiscelazione (carico maggiore del 60%), il combustibile viene miscelato con l'aria di combustione a monte dello swirler diagonale.. Un bruciatore pilota è installato per ragioni di stabilizzazione dell'operazione a premiscelazione.

Bruciatore a diffusione.

Nella combustione a diffusione (carichi di turbogas inferiori al 60%) il gas viene alimentato al bruciatore a diffusione, quindi fluisce nello spazio anulare e in un ulteriore bruciatore.

Strumentazione della turbina a gas

La strumentazione primaria di turbina include quanto segue, tramite misure ridondanti e/o differenziate:

- Misura di velocità tramite sensori magnetici.
- Misura vibrazioni delle casse.
- Misure di temperature dei cuscinetti.
- Pressione assoluta e differenziale a monte del compressore.
- Pressione e temperatura allo scarico del compressore.
- Temperatura di ingresso compressore
- Temperatura di scarico turbina
- Posizione schiere mobili ingresso compressore

3.2 Da energia termica a vapore surriscaldato

Nei due generatori di vapore a recupero (fase 3 – CR), l'energia termica prodotta dal processo di combustione avvenuto nelle Turbine a Gas (fase 2 – TG) viene ceduta all'acqua alimento delle caldaie ed utilizzato per la produzione di vapore surriscaldato per le successive turbine a vapore. Nei Generatori di Vapore a Recupero non avviene combustione, ma solo scambio termico. Con questo processo si ottiene il raffreddamento dei fumi prima del loro scarico in atmosfera ed il riscaldamento dell'acqua alimento, che è trasformata in vapore surriscaldato. Il vapore surriscaldato ai vari livelli di pressione è inviato ai diversi corpi AP – MP e BP delle turbine a vapore (fase 4 – TV).

Per ulteriori approfondimenti si rimanda al paragrafo 4.5 del Progetto preliminare del SIA:

3.2.1 *Caldaia a recupero*

La caldaia a recupero è del tipo orizzontale, a circolazione naturale. Essa produce vapore a tre livelli di pressione, alta, media e bassa. Il vapore di media pressione è miscelato con quello proveniente dallo scarico della sezione di alta pressione della turbina a vapore, ed inviato ad una sezione di risurriscaldamento. La caldaia è a corpi cilindrici, uno per ogni livello di pressione.

Le superfici di scambio sono a tubi alettati, sospesi in modo tale che l'espansione termica produce movimento verso il basso.

I banchi di scambio sono collegati alla struttura esterna della caldaia. L'involucro è del tipo freddo, con applicazione interna di materiale isolante.

Le superfici di scambio sono sistemate come segue, nella direzione del flusso di gas:

- Risurriscaldatore di alta temperatura
- Surriscaldatore di alta pressione / alta temperatura
- Risurriscaldatore di bassa temperatura
- Surriscaldatore di alta pressione / bassa temperatura
- Evaporatore di alta pressione
- Surriscaldatore di media pressione
- Economizzatore di alta pressione / alta temperatura
- Evaporatore di media pressione
- Surriscaldatore di bassa pressione
- Economizzatore di alta pressione / bassa temperatura – media pressione
- Evaporatore di bassa pressione
- Economizzatore di bassa pressione

La sezione evaporante di bassa pressione integra il degasatore, che utilizza come vapore di degasaggio il vapore prodotto dalla sezione stessa. Il vapore in eccesso è inviato alla turbina a vapore.

L'economizzatore di bassa pressione include un sistema di ricircolazione di acqua dall'uscita all'ingresso, in modo da controllare la temperatura di alimentazione, evitando condensazioni sui tubi lato fumi.

3.2.2 *Da vapore surriscaldato ad energia meccanica*

Il vapore è introdotto nella corrispondente turbina a vapore (fase 4 – TV), nei rispettivi corpi di AP, MP e BP, dove espandendosi sotto vuoto sino ad una pressione assoluta indicativamente di 0,08 bar (atmosfera assoluta), ed una temperatura di circa 15°C la mette in rotazione.

Per ulteriori approfondimenti si rimanda al § 4.4 del Progetto preliminare del SIA:

3.2.3 *Turbina a vapore*

Configurazione

La turbina a vapore, del tipo “tandem-compound” in configurazione monoalbero con turbina a gas e alternatore, consiste in una sezione di alta pressione ed una sezione combinata di media-bassa pressione a scarico assiale. La turbina a vapore include quanto segue:

- Turbina RH completa
- Una valvola combinata di stop/emergenza e controllo operata idraulicamente

- Due valvole RH di emergenza/controllo operate idraulicamente
- Valvole di ammissione di bassa pressione (SV/CV)
- Valvola rompivuoto
- Giunto autosincronizzante e relativo albero di trasmissione
- Sistema vapore tenute inclusi:
 - Valvole automatiche di regolazione
 - Condensatore vapore tenute e ventilatore
- Valvole drenaggi
- Sistema di controllo EHC digitale
- Sistema di protezione
- Strumentazione di supervisione per la rilevazione e registrazione di:
 - Vibrazioni cuscinetti
 - Espansione differenziale casse e rotore
 - Usura cuscinetto di spinta
 - Espansione assoluta
- Strumentazione per la sicura operazione della turbina e ausiliari
- Sistema di lubrificazione comune con turbina a gas - alternatore, sistema olio idraulico.

Il vapore vivo entra nella turbina attraverso la valvola di stop/controllo della sezione di alta pressione e si espande fino alla pressione di risurriscaldamento. Quindi lascia la turbina attraverso lo scarico ricavato nella parte bassa della cassa e ritorna in caldaia. Il vapore risurriscaldato viene alimentato alla sezione di media pressione attraverso le valvole di stop e controllo.

Da qui, viene guidato attorno alla cassa di media pressione (flusso inverso) fino alla sezione di bassa pressione, in cui espande fino alla pressione del condensatore.

Il vapore scaricato dalla turbina a vapore viene condensato in un condensatore ad aria. La turbina a vapore è dotata di un sistema di by-pass vapore dimensionato per la massima portata.

Il punto fisso assiale della turbina è costituito dal supporto della parte di bassa pressione. La parte terminale della turbina di media pressione è fissata al piedistallo del cuscinetto di spinta, che è libero di traslare. La turbina di alta pressione è fissata fra il piedistallo del cuscinetto di spinta ed il piedistallo del cuscinetto frontale.

Le casse di turbina ed i piedistalli dei cuscinetti sono liberi di muoversi in direzione opposta al condensatore.

Il punto fisso dei rotori accoppiati è il cuscinetto di spinta fra la turbina di alta pressione e la sezione di media/bassa pressione.

Il rotore è libero di espandersi in avanti verso la turbina di alta pressione e indietro verso il condensatore.

L'alloggiamento del cuscinetto di spinta contiene il cuscinetto stesso e l'albero del viradore. Questo si impegna e disimpegna automaticamente durante la salita o la discesa di velocità.

Sistema di by-pass turbina a vapore

La turbina ed il ciclo termico sono dotati di un sistema di by-pass al 100% consistente in quanto segue :

- stazione di riduzione/atterramento fra vapore surriscaldato e vapore in ingresso risurriscaldatore
- stazione di riduzione / atterramento fra vapore risurriscaldato e condensatore
- stazione di riduzione / atterramento fra vapore di bassa pressione e condensatore

3.3 Condensazione vapore uscita turbina ed estrazione condensato

Nei due condensatori (fase 8 – CA) il vapore esausto in uscita dalle turbine viene condensato mediante raffreddamento, per scambio termico, con l'aria. Il condensato ritorna in ciclo mediante le pompe di estrazione (fase 9 – CT), che lo trasferiscono ai due Generatori di Vapore a Recupero (fase 3 – CR) per essere nuovamente trasformato in vapore.

Per ulteriori approfondimenti si rimanda al § 4.6 del Progetto preliminare del SIA:

3.3.1 Condensatori ad aria

Ogni condensatore ha una costruzione modulare, tipicamente ripartita su quattro baie, 20 o 24 moduli, ciascuno dotato di un ventilatore.

Ciascun modulo è composto da:

- Struttura di supporto
- Fasci tubieri
- Condotto principale di alimentazione del vapore dalla turbina
- Manifold di alimentazione del vapore e diramazioni (steam riser) ai fasci tubieri
- Plenum del ventilatore
- Ventilatore, motore e riduttore

- Scale, passerelle ed accessi

I ventilatori utilizzati saranno a doppia velocità. Un serbatoio cilindrico di opportuna capacità è posizionato sotto i fasci tubieri, sopra le pompe estrazione condensato, con la funzione di pozzo caldo e raccolta delle condense e dei drenaggi.

Il condensatore è stato dimensionato in modo da ottenere, con tutti i ventilatori a piena velocità, una pressione di scarico turbina di 0.08bar con 15°C di temperatura ambiente.

3.4 Da energia meccanica ad energia elettrica

L'energia meccanica di rotazione delle due turbine a gas e delle due turbine a vapore è trasformata in energia elettrica mediante i due alternatori, uno per ogni linea (fase 5 - A), che ruotano solidalmente con le rispettive turbine a gas e collegati alla rispettiva turbina a vapore ad una velocità di 3.000 giri/min. Gli alternatori dei due Gruppi, erogano l'energia ad una tensione di 15 kV.

Per ulteriori approfondimenti si rimanda al § 4.3 del Progetto preliminare del SIA:

3.4.1 Alternatore

L'alternatore a due poli, della serie denominata THR-L, ha le seguenti caratteristiche fondamentali:

- Avvolgimenti statore a raffreddamento indiretto
- Avvolgimenti rotore a raffreddamento diretto con sistema radiale
- Statore a raffreddamento diretto con condotti radiali
- Materiali degli avvolgimenti statore e rotore di classe F secondo normativa IEC
- Temperature e sovratemperatures statore e rotore secondo normativa IEC
- Tipo di costruzione e montaggio IM1106
- Livello di protezione IP55, eccetto alloggiamento slip-rings che è raffreddato in aria aperta
- end shield bearings
- Quattro scambiatori di calore ai terminali della struttura
- Due ventilatori sull'albero
- Tre terminali sopra e tre sotto la macchina
- Laminazioni statore a basse perdite
- Accoppiamento flessibile dello statore alla struttura
- Sistema di eccitazione statico.

3.5 Trasformazione e trasmissione dell'Energia elettrica

Mediante due opportuni trasformatori elevatori (fase 6 – TR) da 470 MVA la tensione dell'energia elettrica prodotta dai due alternatori è elevata a 400 kV ed immessa nella rete di alta tensione nazionale (RTN).

Per ulteriori approfondimenti si rimanda al § 4.8 del Progetto preliminare del SIA:

3.5.1 Sottostazione elettrica

In accordo al documento GRTN, i generatori saranno di norma eserciti con fattore di potenza nominale (in sovraeccitazione) pari a 0,9 anche se, come deducibile dalla targa dati degli stessi, questi sarebbero in grado di esser eserciti fino a cosfi 0,85, a potenza nominale.

La potenza prodotta sarà erogata in rete mediante N° 2 trasformatori da 470MVA (temperatura ambiente di 15°C - 420MVA con temperatura ambiente di 40°C), 400kV $\pm 2,5\%$ / 20kV, Vcc 14%, gruppo vettoriale YNd11.

Lo schema prevede la realizzazione di una S/S di consegna alla RTN nei pressi della linea a 380kV Flero-Cremona, da definirsi a cura del GRTN, ed una S/S elettrica di Centrale situata all'interno della recinzione della stessa. La connessione tra le due stazioni sarà realizzata in antenna mediante linea aerea. La connessione alla RTN e le stazioni elettriche saranno progettate e realizzate in conformità alle norme CEI applicabili, alle altre norme/leggi nazionali e a quanto concordato in dettaglio con GRTN sulla base delle sue prescrizioni.

- Lo schema di consegna alla stazione elettrica, sarà realizzato conformemente alle regole di connessione alla Rete Elettrica Nazionale.

La stazione elettrica di centrale di tipo convenzionale aperta sarà realizzata in accordo allo schema unifilare BD0016 ELE 0001 e avrà le seguenti caratteristiche principali:

- Schema a semplice sbarra
- Tensione nominale 380kV
- Corrente di corto circuito 50kA

Essa sarà costituita da N° 3 stalli:

- N° 2 stalli per la connessione delle unità di generazione
- N° 1 stallo linea per il collegamento in antenna alla stazione di consegna

Il neutro lato AT di ciascuno dei trasformatori di gruppo 20/400 kV sarà messo a terra tramite sezionatore e scaricatore in modo da consentire una gestione delle correnti di guasto a terra in funzione delle esigenze della RTN 380kV. Il montante di macchina a 20 kV sarà messo a terra con trasformatore e resistenza secondaria in modo da limitare la corrente di guasto a circa 10 A.

I servizi della centrale saranno alimentati da un trasformatore di unità da 20/24 MVA e rapporto 20/6, 9 kV collegato al montante di macchina di ciascuna unità. E' previsto l'interruttore di macchina a 20 kV per consentire l'alimentazione del trasformatore di unità anche quando l'unità di generazione è fuori servizio, prelevando energia dalla rete attraverso il trasformatore elevatore.

Con un gruppo in arresto ed il secondo in avviamento si avrà una richiesta di potenza alla RTN di circa 12 MW.

Con almeno un'unità in servizio, l'energia per i servizi di centrale verrà di norma prelevata dai morsetti del generatore in servizio.

Dal sistema a 6,6 kV sono alimentate direttamente tutte le grosse utenze (i.e. pompa alimento, pompa circolazione etc) ed i trasformatori MT/BT per gli ausiliari di bassa tensione.

I trasformatori ausiliari avranno rapporto di trasformazione a vuoto 6.6kV / 420V, con l'eccezione di quelli dedicati alle torri di raffreddamento (che utilizzeranno il rapporto 6.6kV / 720V).

E' previsto un sistema di emergenza a corrente continua a 220 Vd.c. per assicurare l'alimentazione in caso di fermata di emergenza alle pompe di lubrificazione delle macchine e l'olio tenute idrogeno. Un inverter con uscita a 220 Va.c. assicurerà l'alimentazione al sistema di controllo in tutte le condizioni operative e di emergenza.

Un gruppo diesel (fase 13 - DE) di potenza 800 kVA, 400 V assicurerà l'alimentazione ai servizi essenziali di centrale e l'operatività della sottostazione a 380 kV, con entrambe le unità di generazione in arresto. In sottostazione sarà previsto inoltre un sistema dedicato in corrente continua a 110 V, composto da: batteria, carica batterie, quadro di distribuzione.

Il controllo del sistema elettrico di centrale sarà realizzato attraverso le stazioni operatore del DCS in comune con il processo. Le funzioni di oscillografia saranno invece integrate nel sistema delle protezioni elettriche.

4 Approvvigionamento e l'utilizzo dell'acqua (comune ai 2 gruppi)

4.1 Acqua potabile

L'approvvigionamento avviene dall'acquedotto comunale per scopi igienico-sanitari degli uffici di Centrale (fase 14 – UC).

Per ulteriori approfondimenti si rimanda ai seguenti paragrafi del Progetto preliminare del SIA.

4.2 Acqua usi industriali

Le acque sono prelevate da un pozzo interno alla Centrale, avviate ad un impianto di trattamento mediante filtrazione, e vengono utilizzate per scopi industriali essenzialmente legati al ciclo produttivo e in particolare per:

- utilizzo acqua grezza (fase 17 – UAG): per usi generici
- la produzione di acqua demineralizzata (fase 12 – IDS), in impianto costituito da un impianto ad osmosi inversa con membrane; l'acqua demineralizzata è destinata a:
 - produzione di vapore all'interno dei Generatori di Vapore a Recupero (fase 3 – CR) da avviare alle turbine a vapore (ciclo termico principale); grazie a un ciclo ripetitivo di trasformazione (vaporizzazione nel CR e condensazione) quest'acqua, a meno degli spurghi del CR, viene riutilizzata;
 - il lavaggio del turbogas, che viene effettuato saltuariamente e pertanto richiede volumi di acqua del tutto trascurabili rispetto al totale.

La portata massima che si prevede di prelevare dal pozzo è 40 m³/h, mentre la portata nominale sarà di 26 m³/h.

4.2.1 *Trattamento acqua grezza*

In base alla composizione dell'acqua grezza di progetto, è stato previsto un impianto di chiariflocculazione e addolcimento sull'acqua grezza in ingresso alla centrale.

Il sistema di chiariflocculazione e addolcimento riduce i solidi sospesi e la durezza dell'acqua grezza.

Il sistema produce, come scarto, dei fanghi che sono opportunamente ispessiti e disidratati prima di essere smaltiti.

4.2.2 *Impianto di demineralizzazione*

L'impianto di demineralizzazione produce acqua demineralizzata prevalentemente per il reintegro di caldaia.

Il sistema è composto da una sezione di filtrazione, una sezione di trattamento ad osmosi inversa ed una sezione di finitura ad elettrodeionizzazione.

L'alimentazione viene filtrata attraverso due filtri "dual media" in pressione e due filtri di sicurezza a cartuccia, quindi fluisce attraverso l'unità di osmosi inversa, costituita da contenitori tubolari all'interno dei quali sono alloggiare le membrane semipermeabili per mezzo delle quali avviene il processo.; lo scarico è ricircolato a monte del sistema di chiariflocculazione e addolcimento. In questo modo si limitano i consumi di acqua grezza e non ci sono ulteriori scarichi verso l'esterno.

La sezione a osmosi inversa produce permeato, che è alimentato alla sezione ad elettrodeionizzazione, e salamoia come scarico.

Il permeato subisce, dopo degasazione in torre atmosferica, il trattamento di elettrodeionizzazione mediante resine cationica ed anionica, la cui rigenerazione avviene in continuo senza l'uso di reagenti chimici, grazie agli ioni idrogeno ed ossidrile prodotti dalla dissociazione dell'acqua sotto l'effetto di una tensione elettrica applicata alle celle.

La salamoia è riciclata in testa all'osmosi, mentre l'acqua demineralizzata prodotta è raccolta in un serbatoio, da cui è poi distribuita alle utenze. Lo scarico della sezione ad elettrodeionizzazione è ricircolato a monte della sezione a osmosi inversa, eliminando così un ulteriore scarico verso l'esterno e incrementando il rendimento del sistema.

4.2.3 Alimentazione serbatoio antincendio e acqua servizi

L'acqua in uscita dal sistema di chiariflocculazione e addolcimento è raccolta nel serbatoio antincendio e acqua servizi da 5000 m³, da cui è alimentata, durante il normale funzionamento, al sistema acqua servizi e all'impianto di demineralizzazione

Il serbatoio fornisce anche la riserva di acqua antincendio.

5 Gestione degli scarichi

5.1 Descrizione reflui

5.1.1 Scarichi sanitari

La Centrale, che non essendo servita da Pubblica Fognatura, è dotata di un sistema di collettamento e trattamento delle acque reflue (fase 15 – RT e fase 16 - OS), prevede l'utilizzo degli scarichi sanitari per contribuire all'alimentazione del biofiltro utilizzato per il trattamento dei nitrati presenti negli scarichi dell'impianto di demineralizzazione (e provenienti dall'acqua da pozzo).

5.1.2 Sistema drenaggi / acque piovane

L'impianto è suddiviso in aree potenzialmente contaminate e aree non contaminate in base al tipo di sistema o impianto installato, alle sostanze in gioco e ai sistemi di sicurezza eventualmente presenti.

I drenaggi delle varie aree di impianto sono stati progettati a partire da questa suddivisione.

La rete di drenaggio degli interni degli edifici in zone potenzialmente contaminate (perché avvengono lavorazioni meccaniche o perché vi è presenza di olio o combustibili liquidi) sono progettate per inviare al sistema trattamento acque oleose le eventuali perdite da componenti, le acque del lavaggio dei pavimenti e le acque provenienti dal sistema antincendio che sono potenzialmente inquinate (non si tiene conto delle acque piovane in quanto tutte queste aree sono coperte).

Le zone potenzialmente contaminate sono, per esempio:

- sala macchine (zona cassa olio, zona refrigeranti olio)
- zona officina meccanica
- diesel di emergenza

Per quanto riguarda le acque piovane, le acque raccolte da tetti e coperture sono non contaminate, e pertanto sono raccolte direttamente alla vasca di omogeneizzazione.

In particolare sono inviate alla vasca di omogeneizzazione le acque piovane provenienti da tetti e coperture di:

- officina meccanica e magazzino
- caldaia ausiliaria
- sala macchine

- edifici elettrici
- edificio amministrazione / sala controllo
- edificio sottostazione
- edificio compressori
- edificio antincendio
- edificio demi

Inoltre, ad esclusione delle aree sotto specificate, le altre aree di impianto, pur essendo a cielo aperto, sono considerate non contaminate in quanto non vi è presenza di liquidi inquinanti, né durante il normale funzionamento, né accidentale. I drenaggi di tutte queste aree sono inviati direttamente alla vasca di omogeneizzazione.

Le aree a cielo aperto potenzialmente contaminate sono:

- caldaia a recupero (incluse le pompe alimento)
- parcheggi (a causa di perdite d'olio accidentali da autoveicoli)
- aree di scarico automezzi (a causa di perdite d'olio accidentali da autoveicoli)
- aree di servizio e manutenzione impianto (a causa di lavorazioni meccaniche)
- area trasformatori (a causa di perdita accidentale olio)

Insieme ai drenaggi provenienti da queste aree sono collettati anche i drenaggi delle strade limitrofe ai limiti di batteria della centrale.

L'acqua di prima pioggia raccolta da area caldaia, parcheggi, aree di scarico e di servizio è inviata al sistema di trattamento acque oleose.

La prima pioggia è definita come le acque piovane che cadono nei primi cinque minuti, in caso di pioggia molto intensa. Queste acque sono considerate potenzialmente contaminate e pertanto inviate al trattamento. Si ritiene che le prime acque siano sufficienti a "lavare" le zone potenzialmente contaminate. La pioggia successiva raccolta da queste aree è considerata pulita e pertanto inviata direttamente alla vasca di omogeneizzazione.

L'acqua di prima pioggia è raccolta in una vasca di accumulo opportunamente dimensionata e inviata, mediante pompe di rilancio, al sistema di trattamento acque oleose.

La pioggia che cade successivamente sulle aree potenzialmente contaminate, considerata pulita, è inviata alla vasca di omogeneizzazione mediante pompe di rilancio dedicate.

La suddivisione in prime piogge e piogge successive potrà essere effettuata da una valvola a tre vie a galleggiante, che invia l'acqua piovana alla vasca di accumulo prime piogge fino al suo livello massimo, dopodiché invia le acque successive alla vasca di omogeneizzazione.

Dato che le acque piovane provengono da varie zone dell'impianto, sono state previste due vasche di accumulo di prima pioggia con la stessa funzione e posizionate in due punti diversi del sito della centrale.

I trasformatori sono provvisti di una vasca dove le acque piovane e/o l'olio sono raccolti. Nella vasca avviene la separazione tra l'olio, che è trattenuto, e l'acqua oleosa che è inviata al sistema trattamento acque oleose.

In caso di azionamento del sistema antincendio, qualora il trattamento acque oleose non fosse in grado di smaltire la portata in arrivo, l'acqua potenzialmente contaminata è raccolta nella vasca di omogeneizzazione.

L'azionamento delle pompe antincendio, come sotto descritto inibisce lo scarico a canale, trattenendo le acque utilizzate come antincendio ed evitando così l'eventuale contaminazione del canale.

Il locale batterie è dotato di un pozzetto di raccolta dimensionata per la rottura di una batteria. In questo modo, l'acido non viene disperso nella rete di drenaggi e quindi all'esterno, ma accumulato in una vasca stagna. I fluidi raccolti saranno opportunamente dismessi in accordo alle normative vigenti.

5.1.3 Spurgo di caldaia

Lo spurgo di caldaia è inviato alla vasca di omogeneizzazione, previo raffreddamento in uno scambiatore raffreddato dall'acqua del ciclo chiuso.

Lo spurgo di caldaia, infatti, è a una temperatura di circa 100°C, troppo elevata per essere scaricato direttamente alla vasca di omogeneizzazione, tenendo conto del fatto che nella configurazione di impianto, due moduli con condensatori ad aria, lo spurgo di caldaia è una percentuale consistente delle acque di scarico.

Una prima riduzione della temperatura dello spurgo di caldaia avviene nello scambiatore, successivamente la temperatura è abbassata dalla miscelazione con le altre correnti in ingresso alla vasca di omogeneizzazione. Inoltre, nella vasca di omogeneizzazione si avrà, a seconda delle condizioni ambiente, una ulteriore diminuzione di temperatura a causa dell'evaporazione, dovuta alla grande superficie e all'elevato tempo di permanenza.

Lo scambiatore è stato dimensionato in modo da abbassare la temperatura dello spurgo nominale di caldaia a 35°C. Quindi la temperatura media nominale dell'acqua scaricata alla vasca, a seguito di miscelazione, varia a seconda delle condizioni ambiente tra circa 15°C e 35°C.

Nel calcolo della temperatura finale dello scarico a canale, è stata considerata la miscelazione dello spurgo di caldaia con lo scarico dal sistema di ossidazione e denitrificazione dovuto alla salamoia proveniente dalla sezione a osmosi inversa, che è l'unico scarico continuo. Il contributo

degli scarichi discontinui (acque piovane, sistema trattamento acque oleose e drenaggi dei pavimenti) non è stato considerato nella riduzione di temperatura.

In questo modo le condizioni allo scarico a canale richieste dalla legge No 152/99 Allegato 5, Tabella 3 sono rispettate in tutte le condizioni di funzionamento.

5.1.4 *Acque di lavaggio dei turbogas*

Sono prodotte saltuariamente in occasione del lavaggio del compressore aria comburente saranno avviate a smaltimento come rifiuti.

5.2 impianto trattamento reflui

Il sistema è costituito dalle seguenti sezioni:

- Trattamento acque oleose
- Collettamento scarichi sanitari
- Denitrificazione con biofiltro
- Vasca di omogeneizzazione

5.2.1 *Trattamento acque oleose*

Il sistema di trattamento acque oleose riceve tutte le acque provenienti dalla zone potenzialmente contaminate e le tratta, mediante pacchi lamellari con dosaggio di agente de-emulsionante, prima di scaricarle al sistema di ossidazione e denitrificazione e quindi alla vasca di omogeneizzazione.

Il trattamento delle acque oleose è effettuato da separatori del tipo a "lamelle".

Le acque oleose sono raccolte in una prima vasca dove, dopo un definito tempo di permanenza, viene assicurata la separazione di fanghi in sospensione e delle bolle d'olio più grandi e la decantazione della sabbia trascinata.

Uno skimmer raccoglie dalla superficie il materiale oleoso e lo fa fluire in una vasca separata. Il fondo viene periodicamente dragato per rimuovere il materiale depositato.

L'acqua scorre in una seconda vasca, dove sono dosati i reagenti che rompono le molecole d'olio in emulsione.

L'acqua poi viene inviata ai separatori a lamelle, dove si favorisce la formazione di grosse bolle oleose che salgono verso la superficie e vengono raccolte dallo skimmer.

L'acqua così trattata fluisce all'impianto di denitrificazione prima di essere scaricata alla vasca di omogeneizzazione.

5.2.2 Collettamento scarichi sanitari

Gli scarichi sanitari della centrale sono inviati al sistema di ossidazione e denitrificazione, come nutrimento dei batteri.

5.2.3 Sistema di denitrificazione

L'acqua grezza in ingresso è di per sé già ricca di nitrati che risultano ulteriormente concentrati a seguito del processo di demineralizzazione. La salamoia scaricata dall'impianto a osmosi inversa, infatti, presenta una concentrazione di nitrati che la rendono non scaricabile all'ambiente tal quale, almeno in alcune condizioni operative.

E' quindi stata prevista l'installazione di un sistema in grado di abbassare il contenuto di nitrati dell'acqua di scarico.

Il sistema di ossidazione e denitrificazione tratta la salamoia, proveniente dall'osmosi, e gli scarichi provenienti dal trattamento acque oleose e drenaggi pavimenti con un processo di biofiltrazione e scarica l'acqua così trattata alla vasca di omogeneizzazione.

I batteri, responsabili del processo di biofiltrazione, sono nutriti con metanolo e con gli scarichi fognari provenienti dalla centrale.

L'impianto di biofiltrazione sarà adeguatamente dimensionato e adeguato alle ultime tecnologie disponibili al momento di assegnazione dell'appalto, al fine di garantire il trattamento dell'acqua in ingresso ed in modo da assicurare il rispetto della qualità richiesta all'acqua in uscita, nel rispetto dei limiti di legge.

Per quanto riguarda il consumo di metanolo richiesto dal sistema di biofiltrazione per l'eliminazione dei nitrati contenuti nell'acqua grezza di pozzo, esso può essere indicativamente stimato in circa 3,1 tonn/anno nelle seguenti ipotesi:

- Contenuto di nitrati nell'acqua grezza: 39,6 mg/l (cfr analisi pozzo Busseni SIA Quadro Amb. Pag. 182)
- Qnominale acqua grezza: 26 m³/h (Q_{Gnom}) (Allegato A.25)
- Qnominale ad impianto demi ad osmosi inversa: $29 (Q_{IDmax}) \times 26 (Q_{Gnom}) / 40 (Q_{Gmax}) = 18,8 \text{ m}^3/\text{h}$ approx a 20 m³/h
- Ore di funz. Nominali : 7000 h/anno

L'azoto totale annuo espresso come N-nitrico da rimuovere sarà:

$$N = 40 \text{ mg/l} \times 7.000 \text{ h/anno} \times 20 \text{ m}^3/\text{h} \times 10^{-3} \text{ kg/mg} = 5600 \text{ kg NO}_3 = 1264 \text{ kg N-nitrico}$$

Dalla letteratura (Wastewater Engineering, pg 720), trascurando il consumo di metanolo da parte di nitriti ed ossigeno, e l'apporto di C organico dalle acque nere si ha:

$$C_{met} = 1264 \times 2,47 = 3122 \text{ Kg di metanolo/anno}$$

La salamoia dopo il trattamento di ossidazione e denitrificazione, viene scaricata alla vasca di omogeneizzazione e successivamente scaricata nel Colatore Lavàculo.

5.2.4 Vasca di omogeneizzazione

Tutti gli scarichi, direttamente o dopo trattamento, sono raccolti nella vasca di omogeneizzazione.

Qui le acque reflue vengono omogeneizzate e poi scaricate nel sistema irriguo locale, attraverso un unico canale.

La capacità della vasca di omogeneizzazione è 1000m³.

Le acque reflue sono scaricate a canale mediante pompe di rilancio.

Durante il normale funzionamento, è assicurato un minimo livello nella vasca di omogeneizzazione in modo da permettere il corretto funzionamento delle pompe di rilancio.

In caso di incendio, l'acqua, utilizzata dal sistema antincendio, potenzialmente inquinata, è raccolta nella vasca di omogeneizzazione, il cui scarico è inibito quando le pompe antincendio partono.

In questo modo si raccolgono tutte le acque utilizzate dal sistema antincendio senza rilasciarle a canale.

Una volta superata l'emergenza, le acque raccolte nella vasca possono essere analizzate e conseguentemente dismesse (con autobotte a opportuno trattamento, se necessario).

5.2.5 Scarichi idrici

L'acqua di scarico è rilasciata al colatore Lavàculo, che assicura una portata sufficiente e abbastanza costante nel corso dell'anno.

Il colatore Lavàculo, a sua volta, confluisce nel fiume Mella.

Lo scarico a canale è progettato in modo da facilitare lo scarico e la miscelazione delle acque reflue con l'acqua del canale, così da non creare barriera termica. A questo proposito si veda lo studio dell'opera di scarico che costituisce allegato al SIA.

5.3 Impatto termico degli scarichi idrici

E' stata svolta un'analisi dell'impatto termico dello scarico idrico della centrale sul canale Lavàculo.

Le assunzioni in base alle quali è stata svolta l'analisi sono:

- portata del Canale Lavàculo 407 m³/h (dato riferito a Luglio 2001, ipotesi conservativa)
- portata scarico dalla centrale 15 m³/h

Sono state considerate due condizioni, estiva e invernale:

Condizione estiva

temperatura scarico dalla centrale	35°C
temperatura Canale Lavàculo	25°C
incremento di temperatura del Canale Lavàculo	0.35°C

Condizione invernale

temperatura scarico dalla centrale	20°C
temperatura Canale Lavàculo	10°C
incremento di temperatura del Canale Lavàculo	0.35°C

Dall'analisi svolta risulta che l'impatto termico dello scarico idrico della centrale sul canale Lavàculo è trascurabile, in quanto i dreni di caldaia vengono raffreddati prima di essere inviati alla vasca di omogeneizzazione.

6 Sistemi ausiliari di Centrale

Di seguito si elencano i sistemi ausiliari di Centrale dei quali sarà fornita una breve descrizione solo per quelli maggiormente rilevanti e che non siano già stati descritti nelle sezioni precedenti.

6.1 Ausiliari principali - ciclo combinato

Gli ausiliari elettrici (fase 7 - UE) necessari al funzionamento del ciclo combinato vengono alimentati da un trasformatore che deriva l'energia elettrica prodotta dal turbogas. Gli ausiliari possono essere riassunti in motori per pompe acqua di circolazione al condensatore, pompe acqua in ciclo chiuso, pompe acqua alimento caldaia, eccitatrice dell'alternatore, compressori aria ecc.

Su base annua l'incidenza dei servizi ausiliari sull'energia elettrica immessa in rete è stimata del 2% circa. Durante le fasi di avviamento dei singoli Gruppi, l'energia elettrica necessaria viene derivata dall'altro Gruppo, se in funzione, oppure dalla rete elettrica mediante un opportuno trasformatore.

Per il funzionamento del ciclo combinato è necessario utilizzare calore, normalmente derivato dal collettore vapore ausiliario, per il riscaldamento del gas metano presso la stazione di riduzione del gas metano, per alimentazione eiettori per generare il vuoto nel condensatore, vapore per le tenute della turbina vapore, ecc e per riscaldamento ambiente degli uffici e dei locali di lavoro. Nel caso

non fosse disponibile vapore da altra sorgente (es: due Gruppi fermi contemporaneamente), il vapore sarà prodotto dalla caldaia ausiliaria (fase10-CAUX) fino al raggiungimento delle condizioni adeguate del vapore prodotto della caldaia a recupero.

I sistemi ausiliari di ogni modulo includono principalmente i seguenti :

- Presa e filtrazione aria
- Skid gas naturale
- Skid di lavaggio compressore
- Viradore turbogas
- Viradore turbovapore
- Cabinato turbogas e suoi sistemi ausiliari (ventilazione, illuminazione, rilevazione gas, rilevazione e protezione incendio)
- Sistema olio controllo turbogas
- Sistema olio controllo turbovapore
- Sistema olio sollevamento e lubrificazione
- Alimentazione gas alternatore (H₂ e CO₂)
- Sistema eccitazione alternatore
- Sistema di avviamento statico
- Sistema vapore tenute
- Sistemi di controllo, protezione, supervisione
- Sistemi di raffreddamento macchinario e ausiliari (tramite torre a secco)
- Sistema decompressione gas naturale

6.2 Ausiliari principali - parti comuni

Oltre ai sistemi ausiliari di modulo, sono presenti sistemi ausiliari comuni:

- Impianto di demineralizzazione (vedi § 4.2.2)
- Impianto trattamento reflui (vedi § 5.2)
- Impianto di denitrificazione (vedi § 5.2.3)
- Sistema antincendio
- Caldaia ausiliaria
- Sistema aria compressa

6.2.1 Sistema antincendio

Sistema antincendio ad acqua

L'acqua utilizzata dal sistema antincendio è acqua grezza che proviene da pozzo ed è raccolta in un serbatoio.

Dal serbatoio le pompe antincendio distribuiscono l'acqua alle utenze (spruzzatori, idranti e sistema a schiuma).

Sistema antincendio a schiuma

Il sistema a schiuma, composto di serbatoio di stoccaggio, distribuzione e strumentazione, protegge il generatore diesel.

Sistema antincendio a CO2

Il sistema a CO2, composto da bombole, distribuzione e strumentazione, protegge le apparecchiature elettroniche e la Turbina a Gas.

Sistema di rilevamento e allarme

Il sistema di rilevamento è costituito da rilevatori di fumo, fiamma e temperatura installati sull'impianto.

Il sistema di allarme svolge sia la funzione di allertare il personale sia di attivare i relativi sistemi antincendio.

6.2.2 Caldaia ausiliaria

La caldaia ausiliaria è dimensionata per soddisfare le richieste di vapore dell'impianto quando il vapore principale non è disponibile (durante l'avviamento o quando l'impianto è fuori servizio).

La caldaia ausiliaria brucia gas naturale.

Caratteristiche tecniche:

Portata vapore 20t/h

Pressione nominale 18bar

Temperatura 270°C

6.2.3 Sistema aria compressa

Il sistema aria compressa fornisce aria strumenti per la strumentazione pneumatica e i sistemi di controllo di impianto e aria servizi per macchinari e attività di manutenzione.

Il sistema aria compressa è costituito da compressori a vite, serbatoi e relativi accessori.

Ogni compressore è dimensionato per la portata di aria richiesta dall'intero impianto.

Durante il normale funzionamento, la pressione dell'aria sarà compresa tra un minimo di 5barg e un massimo di 7barg.

6.3 Altri sistemi ausiliari

6.3.1 *Sistema di dosaggio per il ciclo termico*

Il sistema di dosaggio controlla la chimica dell'acqua di ciclo in modo da prevenire l'insorgenza di fenomeni corrosivi e mantenere la qualità dell'acqua a specifica.

Gli agenti chimici utilizzati sono deossigenanti organici per prevenire la corrosione da ossigeno, fosfato trisodico per trasformare la silice contenuta nell'acqua della caldaia in silicato di sodio e per controllare il pH e amine per controllare il pH dell'acqua alimento.

Gli agenti chimici vengono opportunamente diluiti prima di essere iniettati.

6.3.2 *Sistema di campionamento*

Campioni di acqua e vapore del ciclo termico sono prelevati in vari punti dell'impianto e convogliati al banco di campionamento in modo da monitorare la qualità dei fluidi di processo.

6.3.3 *Sistema stoccaggio idrogeno*

Il sistema di stoccaggio idrogeno fornisce la riserva di idrogeno per i generatori.

Lo stoccaggio è effettuato con bombole disposte in rack.

6.3.4 *Sistema di stoccaggio anidride carbonica*

Il sistema di stoccaggio per la CO₂ permette il lavaggio di un generatore.

Lo stoccaggio è effettuato con bombole disposte in rack.

6.3.5 *Sistemi di ventilazione, riscaldamento, condizionamento*

6.3.6 *Diesel-generatori di emergenza*

L'impianto è completo di sistemi elettrici di distribuzione interna, interruttori di macchina, trasformatori elevatori e sottostazione di connessione alla rete.

7 Condizioni di avviamento e transitorio anche in termini di emissioni e consumi

Per quanto riguarda la centrale, il sistema di combustione del turbogas è caratterizzato da due modalità di funzionamento ben definite e distinte tra loro:

- fase di **avviamento o fermata**, compresa tra la potenza 0 e minimo tecnico ambientale, pari a circa 120 MW del solo turbogas a cui corrisponde una potenza di circa 210 MW del ciclo combinato; in questa fase il sistema di combustione provvede a modulare la potenza del turbogas senza garantire il rispetto dei valori limite di emissione (la combustione viene definita “diffusione”);

Tempo di avviamento: 1-3 ore in funzione della durata della fermata.

- fase di esercizio dell’impianto definito come **normal funzionamento**, superiore al carico minimo tecnico ambientale; il sistema di combustione modifica le modalità effettuando una premiscelazione dell’aria comburente con il combustibile (la combustione viene definita “premix”), garantendo il rispetto dei valori limite di emissione.

A seguito della accensione del turbogas viene effettuato il parallelo del rispettivo alternatore con la rete, erogando la potenza minima di circa 20 MW. I fumi in uscita dal turbogas attraversano la caldaia a recupero aumentando gradualmente le condizioni di pressione e temperatura del vapore. In questa fase il vapore non può essere avviato alla turbina a vapore ma viene scaricato al condensatore mediante una linea di by-pass della turbina. Aumentando ulteriormente la potenza erogata del turbogas fino a circa 50 MW, circa un’ora dopo la sua accensione, il vapore generato dalla caldaia a recupero ha condizioni termodinamiche adeguate ad essere inviato alla turbina a vapore, che può anch’essa iniziare la produzione di energia elettrica con il relativo alternatore.

8 Produzione rifiuti

La centrale produce, in linea di massima i seguenti rifiuti:

- Olii esausti da motori, trasmissioni ed ingranaggi
- Micro filtri aria/olio
- Rifiuti urbani ed assimilati
- Rifiuti misti da costruzione e demolizione
- Ferro ed acciaio
- Altre apparecchiature fuori uso
- Rifiuti prodotti dal trattamento dell’acqua da pozzo per uso industriale

- Rifiuti da impianto trattamento acque reflue

9 Logistica di approvvigionamento di materie prime e spedizione di prodotti finiti

Trattandosi di C.le termoelettrica dotata di turbogas la materia prima è il gas metano trasportato mediante metanodotto ed il prodotto finito è l'energia elettrica immessa in rete e trasmessa mediante elettrodotta.

Rispetto alle tradizionali centrali alimentate a combustibili liquidi o solidi, nelle quale si registrano migliaia di autobotti all'anno per l'approvvigionamento del combustibile, più altri viaggi per il trasporto di materie prime secondarie e rifiuti prevalentemente con mezzi leggeri, nelle centrali a ciclo combinato, funzionanti a gas metano, gli effetti dei mezzi di trasporto risulta essere un aspetto a minima significatività, poiché si annulla l'accesso al sito dei mezzi pesanti per l'approvvigionamento di combustibile. Il traffico verso il sito si riduce pertanto ad un limitato numero (dell'ordine delle centinaia all'anno) di mezzi prevalentemente leggeri per l'approvvigionamento di materie prime secondarie (additivi, parti di ricambio, prodotti chimici ecc).

10 Sistemi di regolazione, controllo e sicurezza

Il funzionamento del **turbogas** sarà governato da un sistema di regolazione e di controllo facente parte integrante dell'impianto e fornito dal costruttore. Tale sistema comanda a distanza e supervisiona il corretto funzionamento del turbogas, governando tutti i parametri relativi a combustione del gas metano con aria comburente, apparati di lubrificazione e di raffreddamento, regolazione della velocità di rotazione, regolazione della energia elettrica prodotta e sovrintendendo a tutti i dispositivi ausiliari e di sicurezza, quali ad esempio, temperatura fumi di combustione, temperatura fumi allo scarico del turbogas, pressione e temperatura del gas metano, pressione dell'aria comburente, dispositivi di rilevazione fiamma, rilevazione fughe gas e temperatura e rilevazione presenza di incendio ecc.

Un altro sistema di supervisione denominato DCS (sistema di controllo distribuito) acquisirà tutte le informazioni necessarie della turbina a vapore, della caldaia a recupero e degli altri ausiliari interfacciandoli con il sistema del turbogas. Il DCS, in configurazione ridondante, avrà un'interfaccia-operatore in sala controllo dalla quale l'operatore stesso potrà supervisionare l'impianto, comandare avviamento e fermata degli ausiliari, modificare le impostazioni dei set di regolazione. In definitiva ha la possibilità di supervisionare e di comandare a distanza tutto il ciclo combinato turbogas- turbina vapore.

Per ulteriori approfondimenti si rimanda ai paragrafi del Progetto preliminare del SIA:

10.1 Sistema di controllo, monitoraggio e protezione della turbina a gas

Il sistema di controllo, monitoraggio e protezione della turbina a gas è costituito dalla componentistica elettronica specificamente dedicata ad effettuare le funzioni di controllo, monitoraggio e protezione definite di seguito.

Funzioni di controllo sono le azioni continue e discontinue volte a mantenere i valori delle variabili di processo entro limiti predefiniti.

Le funzioni di monitoraggio permettono all'operatore di iniziare manualmente le funzioni di controllo e protezione, e di seguire le azioni automatiche conseguenti, e forniscono all'operatore le informazioni necessarie relativamente allo stato del processo e dei componenti.

Le funzioni di protezione corrispondono ad azioni volte ad evitare situazioni ritenute anormali o pericolose sotto ogni aspetto ed a salvaguardare l'integrità del processo e dei componenti.

10.1.1 Funzioni di controllo

- Avviamento, operazione ed arresto
- Controllo attuatori
- Controllo combustibile

Programma di avviamento, operazione ed arresto

La sequenza di avviamento può essere iniziata manualmente dall'operatore quando il sistema verifica il soddisfacimento di tutti i requisiti necessari (turbina a gas pronta all'avviamento). La sequenza di avviamento è eseguita automaticamente come segue: durante le prime fasi, gli ausiliari vengono portati nello stato corrispondente all'avviamento; quindi viene messo in servizio l'avviatore statico che porta la turbina in rotazione; quando viene raggiunta la velocità di accensione, vengono energizzate le candele di avviamento e viene aperta la valvola di stop del combustibile; mentre la turbina accelera fino alla velocità di sincronismo, le valvole di blow off del compressore vengono chiuse; quando viene raggiunta la velocità di sincronismo, la velocità della turbina viene adeguata alla frequenza di rete tramite il sistema di sincronizzazione; dopo sincronizzazione, il carico generato viene aumentato fino al livello richiesto; se il carico richiesto è maggiore della soglia minima per operare a premiscelazione, viene effettuato il passaggio da combustione a diffusione a combustione premiscelata.

La sequenza di arresto può essere iniziata manualmente dall'operatore o automaticamente dalle logiche del sistema di protezione.

Una volta iniziata, la sequenza di arresto è portata avanti automaticamente come segue: durante i primi passi, è prodotto un comando di riduzione di carico; sotto il carico di soglia per la combustione premiscelata, viene effettuato il passaggio a combustione a diffusione; quando il carico generato si annulla, l'interruttore di macchina viene aperto; la portata di combustibile viene

ulteriormente ridotta, decelerando la macchina, le valvole di blow off del compressore vengono aperte e tutti gli ausiliari vengono portati nello stato di arresto; a bassa velocità, vengono avviate le pompe olio di sollevamento e viene avviato il viradore.

Controllo attuatori

Le logiche di comando e monitoraggio di tutti gli attuatori dei sistemi ausiliari della turbina a gas (motori di pompe, valvole, interruttori, valvole a solenoide ecc.) sono realizzati entro il sistema di controllo.

Controllo combustibile

Il controllo del combustibile consiste nelle seguenti funzioni:

- funzione di avviamento;
- loop di controllo di velocità;
- loop di controllo di carico;
- loop di controllo della temperatura di scarico;
- loop di controllo della posizione delle valvole combustibile.

La funzione di avviamento definisce la posizione della valvola di controllo del combustibile necessaria durante la procedura di avviamento ad accelerare la macchina dalla velocità di ignizione alla velocità nominale.

La loop di controllo della velocità entra in operazione quando la macchina si avvicina alla velocità nominale per adeguare la velocità alla frequenza di rete.

La loop di controllo del carico entra in operazione appena eseguita la sincronizzazione, ovvero è stato chiuso l'interruttore di macchina, e controlla la macchina a tutti i carichi effettuando automaticamente salite / discese di carico. Quando necessario, essa definisce la posizione della valvola del combustibile processando l'errore di carico e l'errore di velocità, per correggere il carico proporzionalmente alle deviazioni di frequenza.

La loop di controllo della temperatura di scarico entra in operazione quando viene raggiunto il corrispondente set di temperatura.

10.1.2 Funzioni di monitoraggio

L'interfaccia operatore gestisce tutti i comandi e le informazioni sullo stato dei sistemi e componenti della turbina.

I comandi, i parametri e le soglie vengono introdotti tramite tastiera o mouse. Lo stato del sistema è fornito all'operatore tramite monitor.

Tutti gli allarmi sono gestiti tramite monitor e stampante.

Le pagine grafiche del monitor permettono all'operatore di tenere sotto controllo il gruppo turboalternatore per mezzo di indicazioni dinamiche. Lo stato dei componenti è mostrato tramite simboli colorati, rapporti, stop, indisponibilità, allarmi. Sono disponibili pagine con informazioni su gruppi e sottogruppi.

10.1.3 Funzioni di protezione

Alcune tipiche funzioni di protezione (trip) della turbina a gas sono le seguenti:

- vibrazioni assolute cuscinetti molto alte
- temperature cuscinetti molto alte
- temperatura di scarico molto alta
- perdita di fiamma
- pompaggio compressore
- pressione olio lubrificazione molto bassa
- sovravelocità
- richiesta di trip manuale
- richiesta di trip esterno

10.2 Sistema di controllo, sicurezza e supervisione della turbina a vapore

Il sistema di controllo opera su base elettroidraulica, in quanto le funzioni di controllo sono eseguite elettronicamente e le variabili di controllo sono trasmesse idraulicamente agli attuatori delle valvole. I valori di processo sono acquisiti da trasduttori di misura che inviano segnali elettrici standardizzati ai controllori.

Le funzioni principali dei sistemi di sicurezza ed emergenza sono quelle di proteggere il gruppo da danneggiamenti che potrebbero sorgere a seguito di condizioni di processo anomale. Queste funzioni sono eseguite idraulicamente, e sulla base del principio "fail safe". La maggioranza degli arresti di macchina sono iniziati elettronicamente. Tutti i principali dispositivi di sicurezza possono essere testati in operazione.

10.2.1 Sistema di controllo

Il sistema di controllo (DEHC= Digital Electro Hydraulic Control) consiste essenzialmente di un regolatore di velocità con set point di carico a dei necessari controllori di valvola. Ogni controllo addizionale può essere realizzato tramite estensione funzionale del controllore di base.

Il DEHC è integrato col sistema di arresto di turbina, basato sullo stesso hardware.

10.2.2 Sistema di sicurezza

Il sistema di sicurezza, del tipo idraulico, lavora sul principio 2 su 3, ed è alimentato dal sistema olio idraulico.

Il circuito base di sicurezza attua i servomotori delle valvole di stop e controllo, alimentando i trasduttori elettroidraulici.

10.2.3 Unità di arresto

Un arresto di emergenza è iniziato da tre valvole a solenoide in logica due su tre. La deenergizzazione di due valvole inizia l'arresto veloce delle valvole di stop e controllo.

10.2.4 Sistema di supervisione

Il sistema di supervisione della turbina a vapore, comune alla turbina a gas e al generatore, ha lo scopo di monitoraggio continuo per impedire funzionamenti irregolari.

I fenomeni che vengono tenuti sotto controllo sono i seguenti:

- vibrazioni rotore. Ciascuna vibrazione è rilevata tramite due trasduttori senza contatto a 90 e 45° rispetto alla verticale
- espansione assoluta casse. L'espansione viene rilevata da un trasduttore del tipo a trasformatore differenziale (LVDT)
- espansioni differenziali. Viene rilevata la posizione relativa di rotore e cassa
- posizione assiale dell'albero. Viene misurata tramite sensore senza contatto montato nel piedistallo frontale

10.3 Sistema di automazione

Il sistema di automazione sarà un sistema digitale distribuito dell'ultima generazione tecnologica, progettato per eseguire le seguenti funzioni di base:

- Acquisizione, condizionamento e processamento segnali
- Controlli a loop chiuso
- Controlli a loop aperta e sequenze di eventi
- Protezione componenti e funzioni di interblocco
- Allarmi
- Supervisione di impianto

e le seguenti funzioni di alto livello:

- Controllo del carico
- Protezioni di impianto
- Calcolo prestazioni

Per semplicità di operazione e manutenzione, la maggior parte delle funzioni di automazione sarà integrata nel sistema DCS (Distributed Control System). Questa tipologia di architettura minimizza la presenza di altri sistemi (ad es. PLC) che sono spesso forniti come parte di impianti packagizzati.

La configurazione del DCS incorporerà i seguenti requisiti base:

- hardware dedicato ed indipendente sarà fornito per ogni area funzionale dell'impianto;
- ad ogni area funzionale sarà dedicato un processore ridondante di controllo, basato su microprocessore;
- ciascun controllore gestirà i moduli di Input /Output dedicati ai controlli a loop chiusa, loop chiusa e sequenze, sistemi di allarme e sistemi di monitoraggio.
- l'architettura del DCS e le ridondanze saranno progettate in modo tale che un guasto singolo non provochi arresto.
- L'architettura del sistema DCS sarà (per ognuno dei moduli) del tipo distribuito , con la componentistica posizionata nelle seguenti aree :
- un edificio sala quadri in prossimità di ogni caldaia, in cui saranno posizionati i quadri del sistema di automazione per la gestione della caldaia e relativi ausiliari
- un edificio sala quadri in prossimità di ogni turbina a gas, nel quale saranno posizionati i quadri del sistema di automazione per la gestione del ciclo termico, della turbina a vapore e dell'interfaccia con il sistema di controllo della turbina a gas (posizionato in una sala quadri dedicata dalla quale sarà possibile la gestione in locale del turbogas) e con la relativa parte elettrica
- un unico edificio di controllo centrale (inclusivo della sala controllo dell'impianto), nel quale saranno posizionati i moduli del sistema DCS necessari alla gestione / supervisione dei servizi comuni ai quattro moduli e della sottostazione .