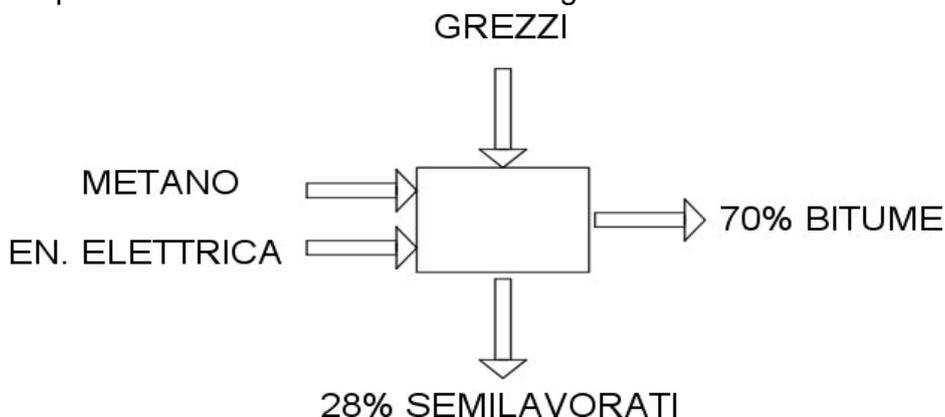


1. INTRODUZIONE E PRESENTAZIONE DELL'AZIENDA

Il presente documento ha lo scopo di presentare il progetto dell'inserimento di un impianto di cogenerazione presso la raffineria ALMAPETROLI situata a Ravenna in via Baiona 195, azienda operante nel campo dei prodotti petroliferi. Tale progetto è basato sullo studio di fattibilità tecnico-economica realizzato nel 2008-2009 in collaborazione con la società di ingegneria Studio Seta s.r.l. di Faenza.

La raffineria trasforma materie prime petrolifere in bitumi per la realizzazione dei manti stradali, ed è costituita da un impianto di distillazione della capacità di 550.000 tonn./anno, comprendente una colonna di distillazione atmosferica (preflash), una colonna di distillazione sottovuoto (vacuum), due forni di processo (utilizzati in modo alternato) alimentati a metano o virgin nafta autoprodotta, scambiatori, pompe, etc. L'impianto lavora grezzi esteri (tipicamente venezuelani ed albanesi) e nazionali, oltre ad altri semilavorati pesanti idonei alla produzione di bitume. Inoltre lo stabilimento produce bitumi ossidati, mediante tre reattori di ossidazione con una capacità produttiva nominale di 100.000 tonn./anno.

Lo stabilimento può essere schematizzato come segue:



La materia prima grezza giunge allo stabilimento via nave e via autocisterna e viene stoccata nei serbatoi interni presenta ad una temperatura compresa tra i 35 e i 55°C.

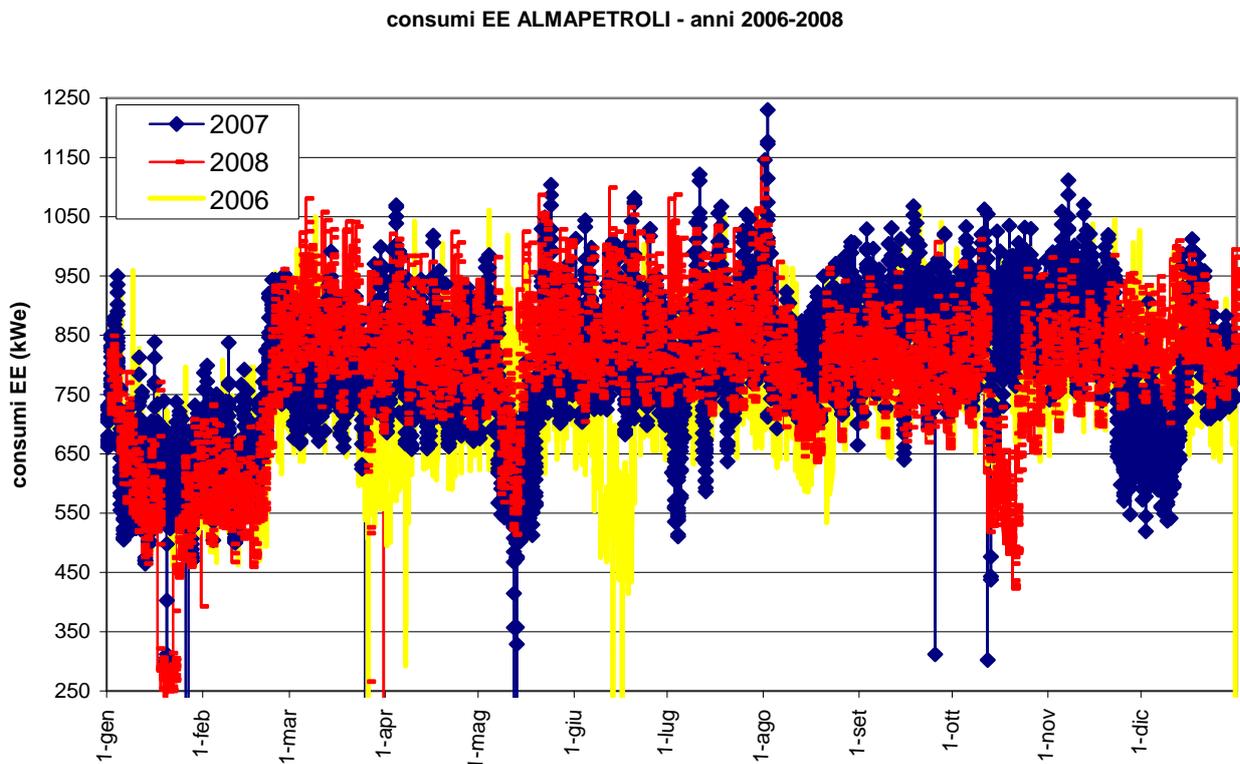
La struttura del parco serbatoi assicura versatilità nello stoccaggio delle materie prime e dei prodotti finiti e assicura la disponibilità continua delle diverse qualità di bitume.

Il riscaldamento del parco serbatoi è attuato utilizzando come fluidi vettori olio diatermico o vapore prodotti mediante due forni a circolazione di olio diatermico (utilizzati in modo alternato ed alimentati a gas metano o virgin nafta autoprodotta). I bitumi stradali vengono stoccati alla temperatura di ca. 150-170°C, mantenuta mediante apposito circuito ad olio diatermico; le materie prime grezze vengono stoccate all'interno di serbatoi riscaldati alla temperatura di ca. 50°C mediante l'utilizzo di vapore saturo a 7 barg.

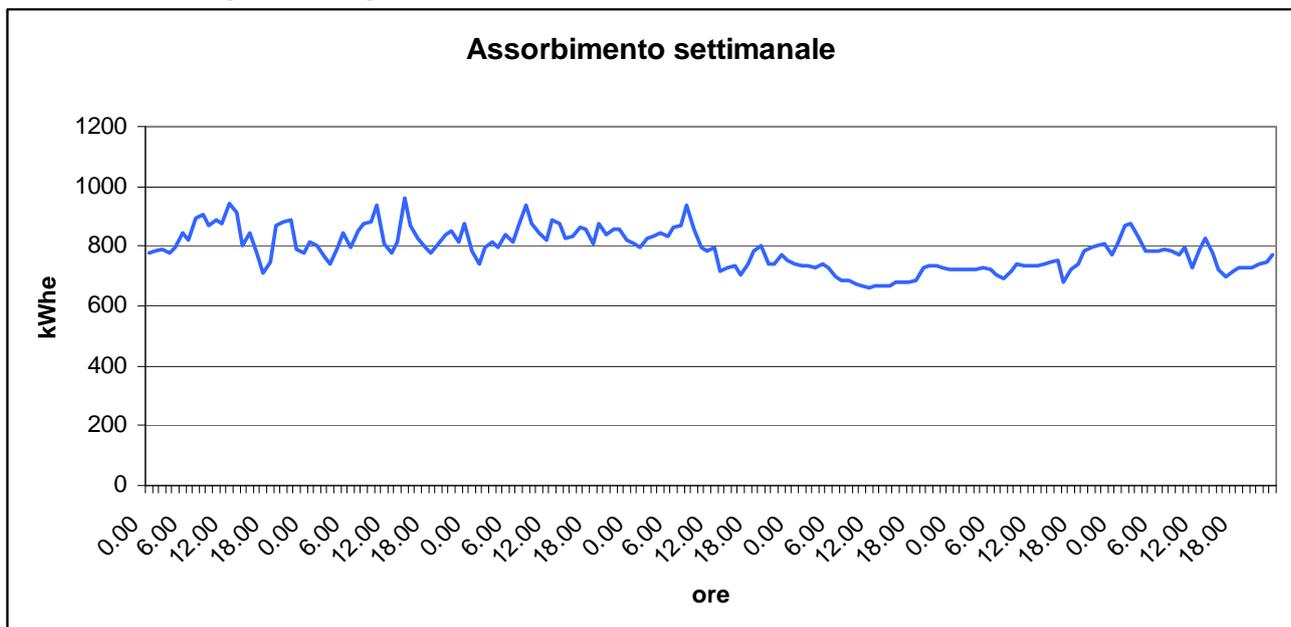
2 ANALISI DEI CONSUMI

2.1 CONSUMI ELETTRICI

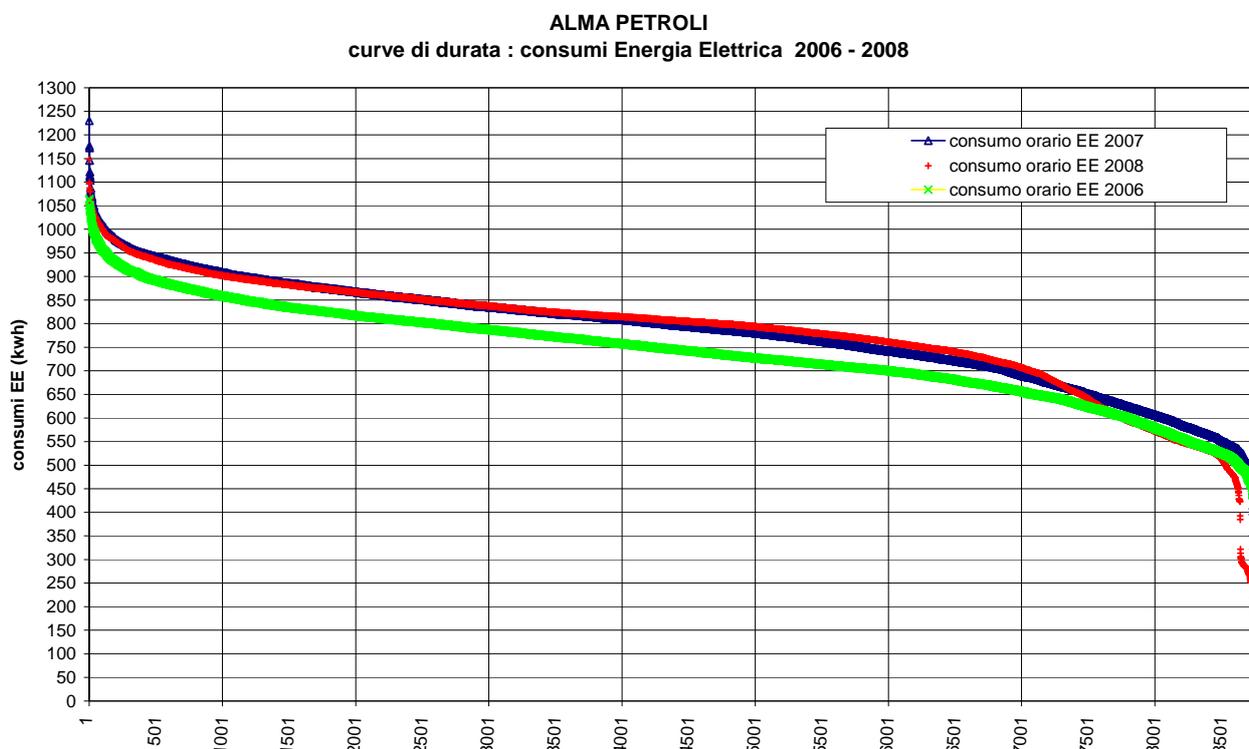
Sono stati esaminati i consumi elettrici orari dello stabilimento negli anni 2006, 2007 e 2008. Il profilo di consumo è evidenziato nel grafico seguente:



Per quanto riguarda l'andamento degli assorbimenti elettrici nella singola settimana, è evidenziato nel grafico seguente:



Andando a costruire la **curva di durata** di tali consumi si ottiene:



L'energia elettrica viene fornita allo stabilimento in media tensione (15000 V) (vedasi all.1 - schema unificare elettrico esistente).

2.2 CONSUMI TERMICI

Nello stabilimento Almapetroli sono presenti circuiti termici distinti che permettono il trasporto dell'energia termica mediante l'impiego di un fluido vettore alle diverse utenze. A seconda delle temperature richieste dalle utenze vengono impiegati come fluidi vettori olio diatermico, vapore saturo a Bassa Pressione e vapore ad Media Pressione.

In particolare sono presenti 2 circuiti di olio diatermico, di cui uno alla temperatura di 250-270°C che viene impiegato nelle colonne di distillazione e nei generatori di vapore per alimentare la rete dello stabilimento ed un altro alla temperatura di 210-220°C destinato al riscaldamento dei serbatoi di bitume mantenuti a 150-170°C.

Vi sono due distinte reti per la distribuzione di vapore:

-la rete di vapore Media Pressione a 10-12 barg è utilizzata per servire alcune utenze privilegiate ed in particolare le colonne di distillazione; in questo caso prima di raggiungere l'utenza il vapore saturo viene surriscaldato attraverso un passaggio nella testa del forno di processo dove raggiunge la temperatura di 250°C. La richiesta di tale utenza, quando è presente, varia fino ad un massimo di 2 t/h di vapore.

-la rete di vapore Bassa Pressione a 6-8 barg, viene impiegata per alimentare le utenze non privilegiate, per mantenere in temperatura le tubazioni tracciate e per mantenere in

temperatura i serbatoi dei prodotti grezzi; la portata circolante su questa rete varia dalle 6 alle 8 t/h.

La centrale termica comprende due caldaie termiche: la caldaia principale da 17.440 kWt e la caldaia secondaria da 9.280 kWt; esse lavorano alternativamente ma solo la caldaia principale è in grado di fornire l'energia termica necessaria a tutte le utenze.

Queste caldaie sono alimentabili alternativamente a gas naturale e a virgin nafta derivante dal processo; esse cedono energia termica sia ai circuiti di olio diatermico destinati direttamente alle utenze, sia a dei circuiti di olio diatermico che vanno poi a scambiare, per la produzione di vapore, in due generatori di vapore identificati come "generatore di vapore Bono" e "generatore di vapore Mariotti", eserciti in parallelo sulla rete a Media pressione.

All'interno della rete distribuzione vapore è presente una linea con valvola laminatrice che permette alla rete a Media Pressione di alimentare completamente o parzialmente la rete a Bassa pressione.

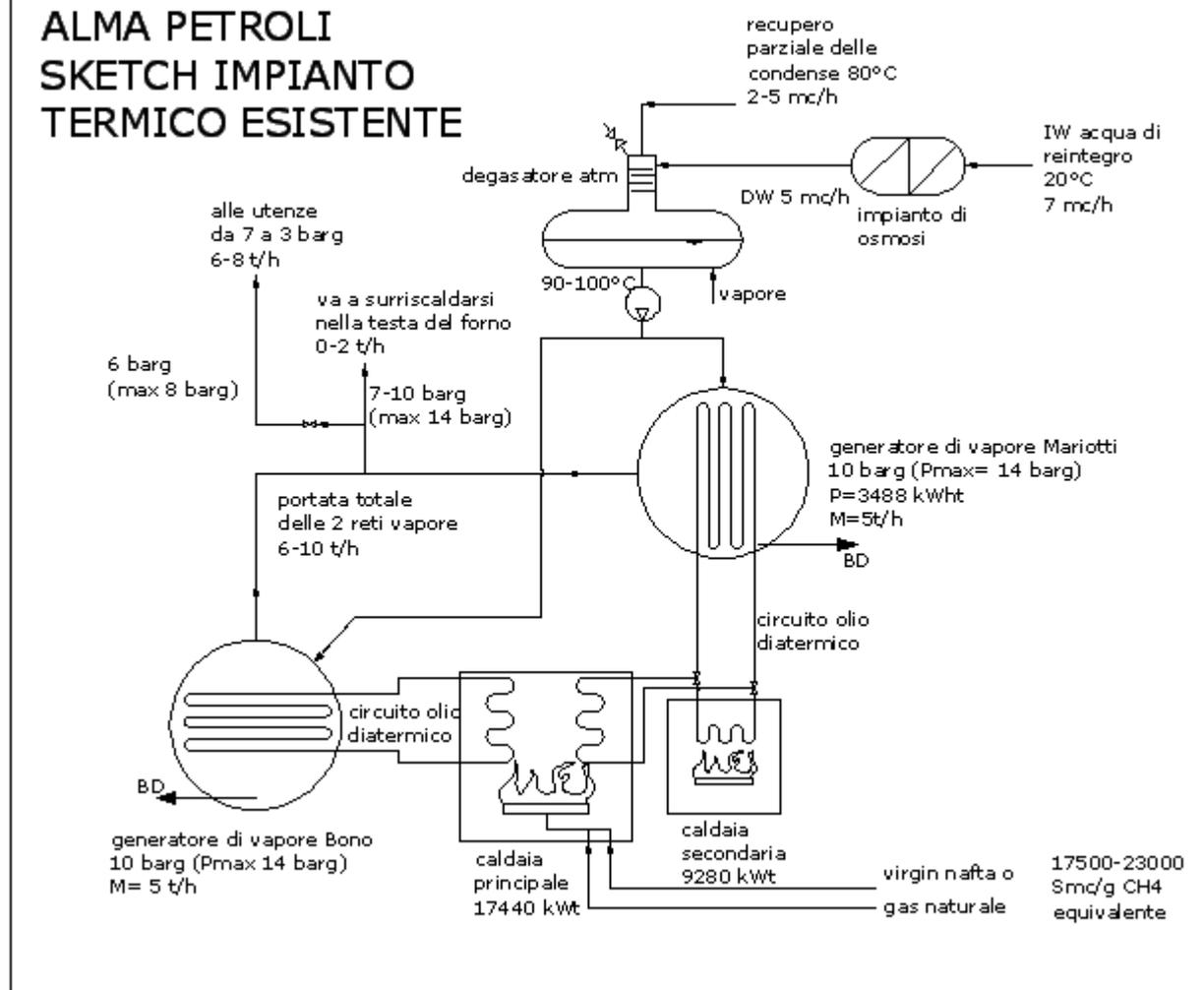
Le condense risultanti dalla cessione del calore da parte del vapore alle utenze vengono solo parzialmente raccolte e rilanciate al degasatore atmosferico. La quota di condense che non viene recuperata è pari a ca. 5 mc/h, si ritiene però che in futuro possa aumentare. Tale quota di condense non recuperata deve essere reintegrata, ciò avviene attraverso l'impiego di un impianto di osmosi (in corso di installazione) che provvede a demineralizzare l'acqua industriale IW proveniente dalla rete HERA.

La temperatura di ritorno delle condense è di circa 80°C mentre la temperatura dell'acqua di reintegro è di circa 20°C. Questi due flussi vengono inviati al degasatore a pressione atmosferica dove, tramite iniezione di vapore di gorgogliamento, la temperatura viene innalzata fino a 90°C. Una volta compiuto il degasaggio l'acqua demineralizzata (BFW) viene inviata nuovamente ai generatori di vapore mediante le pompe rilancio della centrale termica P1ct, P2ct e P3ct.

La portata complessiva circolante nell'impianto vapore varia da un minimo di 6 t/h ad un massimo di 10 t/h, considerando entrambe le reti.

Di seguito viene riportato lo schema dell'impianto termico:

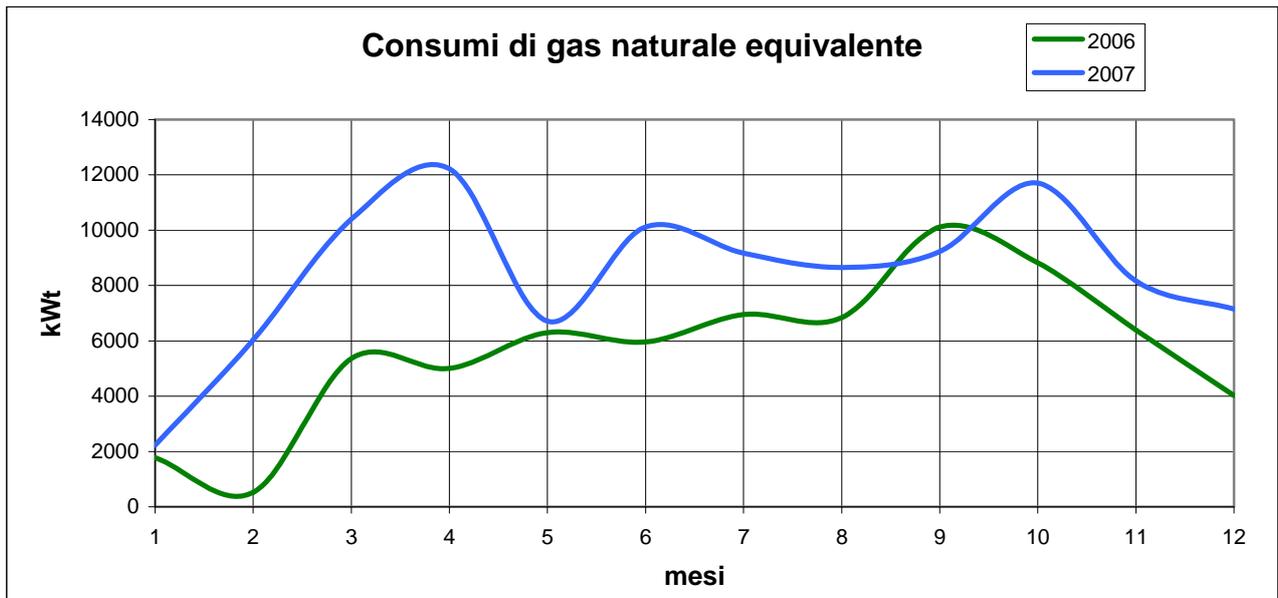
ALMA PETROLI SKETCH IMPIANTO TERMICO ESISTENTE



Nella figura successiva viene riportato l'andamento dei consumi termici totali relativi agli anni 2006/07 ottenuti come consumi di gas naturale equivalente.

I valori riportati sull'asse delle ordinate indicano le potenze orarie richieste.

I carichi termici risultanti mostrano come ovvio una certa variabilità rimanendo comunque superiori ai 500-1000 kWt in tutte le condizioni di assetto di stabilimento.



3 LA COGENERAZIONE

Con il termine cogenerazione si intende la **produzione combinata di energia elettrica o meccanica e di energia termica** attraverso l'impiego di una qualsiasi fonte di energia.

In particolare un impianto cogenerativo è un sistema capace di produrre energia elettrica o meccanica ed energia termica utilizzando in modo più efficiente la fonte di energia primaria rispetto a due sistemi distinti di produzione di energia elettrica o meccanica e di energia termica.

I vantaggi di questa tipologia di impianti, detti anche CHP (Combined Heat and Power), sono apprezzabili dal punto di vista energetico, ambientale ed economico.

In generale il layout di un impianto CHP si compone di un motore primo (nel caso in esame un motore a combustione interna MCI) nel quale si ha la valorizzazione energetica della fonte primaria, di un generatore elettrico e di una serie di scambiatori di calore aventi la funzione di concentrare l'energia termica in uscita dal sistema in un fluido termovettore che verrà utilizzato per trasportarla all'utenza.

Questo sistema permette perciò, teoricamente, di **utilizzare tutta l'energia messa a disposizione dalla fonte energetica primaria**, al contrario dei sistemi di generazione tradizionali che impongono la dissipazione di una rilevante quota di energia termica.

3.1 SCELTA TIPOLOGIA DI MOTORE PRIMO: MOTORE A COMBUSTIONE INTERNA

La scelta della tipologia di motore primo è stata effettuata sulla base di:

- taglia di impianto che lo stabilimento in oggetto è in grado di far operare in maniera efficiente. Tale taglia è determinata principalmente dalla richiesta termica che lo stabilimento è in grado di utilizzare in modo efficace;
- obiettivo di rendere lo stabilimento autosufficiente dal punto vista dei consumi elettrici;
- integrazione del gruppo elettrogeno di stabilimento, la cui taglia consente attualmente di alimentare solo una parte delle utenze.

A seguito della valutazione tecnico economica effettuata la scelta è ricaduta su un motore primo del tipo a combustione interna a ciclo OTTO alimentato a gas metano di rete, accoppiato ad un alternatore sincrono.

I motori a combustione interna (MCI) possono essere utilizzati efficacemente in applicazioni cogenerative anche nel caso di piccoli motori a ciclo Otto di tipo automobilistico o di ancora minori dimensioni e potenze. In questi casi l'energia termica può essere recuperata con diversi scambiatori dai fumi di scarico, dall'impianto di raffreddamento delle camicie dei cilindri, dell'olio lubrificante e del sistema di sovralimentazione, l'intercooler, nei diversi stadi.

I motori a combustione interna vengono prodotti fino a taglie di 5 MWe, ed il loro rendimento elettrico raggiunge e supera il 40% già prima della taglia da 1 MWe, il rendimento elettrico non varia al di sopra del megawatt di potenza elettrica.

Essi utilizzano una tecnologia profondamente conosciuta e diffusa che permette loro di vantare una grande affidabilità.

3.2 CARATTERISTICHE DI UN MCI IN ASSETTO COGENERATIVO

Un motore a combustione interna destinato alla produzione combinata di energia termica ed elettrica differisce in maniera decisa da un normale gen-set equipaggiato con il medesimo motore primo.

Nel caso in cui il gen-set sia destinato ad operare come generatore di emergenza nel caso di black-out sulla rete, esso sarà alimentato a gasolio ed il suo punto di funzionamento (e quindi la potenza di targa) corrisponderà al punto di potenza massima, in questo modo si limitano al minimo le modifiche da apporre rispetto ad un motore navale o per macchine movimento terra e si raggiunge efficacemente lo scopo di alimentare in isola l'utenza (situazione di emergenza e occasionale).

Nel caso in cui il MCI debba lavorare in assetto cogenerativo (o sia un gen-set che lavora con continuità) esso sarà nella maggioranza dei casi alimentato a gas naturale. Per utilizzare tale combustibile vengono seguite generalmente due vie: la prima prevede la realizzazione di un motore progettato appositamente, con la seconda invece viene convertito un motore a ciclo Diesel in uno a ciclo Otto attraverso la sostituzione delle testate (diminuzione del rapporto di compressione e inserimento delle candele).

Ovviamente le prestazioni ottenibili da queste due soluzioni sono differenti: la realizzazione di un motore pensato appositamente per la generazione elettrica permette di ottenere rendimenti elettrici più elevati rispetto a quelli ottenibili da un motore che, seppur modificato, è stato concepito per rispondere ad esigenze diverse dalla generazione, come ad esempio la propulsione navale.

L'altra grossa differenza tra un motore per generazione elettrica continua ed un gruppo elettrogeno di emergenza risiede nel punto di funzionamento che in questo caso non coinciderà col punto di potenza massima, ma con quello di rendimento massimo: la potenza di targa dello stesso motore impiegato per generazione continua sarà quindi inferiore rispetto a quella del medesimo motore impiegato come gruppo elettrogeno di emergenza. Ne risulta perciò che un gruppo per la generazione continua è "depotenziato" rispetto alla potenza massima che sarebbe in grado di esprimere, a tutto vantaggio dell'affidabilità .

3.3 PRODUZIONE DI ENERGIA TERMICA

Per la produzione di energia termica è infatti necessario dotare il motore primo di diversi scambiatori di calore che permettano lo smaltimento del calore dagli organi termicamente

sollecitati del motore stesso e la sua trasmissione in un fluido vettore attraverso il quale possa essere veicolato alle utenze.

L'energia termica ottenibile dai diversi circuiti non è tutta egualmente "nobile" in quanto i livelli di temperatura disponibili per lo scambio termico risultano essere diversi in base al circuito di raffreddamento che si va a considerare.

Le sezioni del MCI che mettono a disposizione energia termica sono:

- circuito di raffreddamento del 1° stadio intercooler;
- circuito di raffreddamento del 2° stadio intercooler;
- circuito di raffreddamento dell'olio lubrificante;
- circuito di raffreddamento dell'acqua che lambisce le camicie;
- fumi di scarico.

Il primo e secondo stadio intercooler sono gli scambiatori di calore che permettono il raffreddamento dell'aria destinata a partecipare alla combustione dopo che essa abbia attraversato i due stadi di compressione. I livelli di temperatura che mettono a disposizione sono di ca. 80°C per quanto riguarda il 1° stadio intercooler, e di ca. 40°C relativamente al 2° stadio intercooler che mette a disposizione una modesta potenza termica e che difficilmente viene recuperata sia a causa della sua bassa entità, ma soprattutto a causa del basso livello termico.

A seguito di questo mancato recupero l'energia termica proveniente dal secondo intercooler viene spesso dissipata in aria a mezzo elettrodatori, questo lo rende un elemento in grado di influenzare il rendimento del motore al variare della temperatura ambiente.

Da segnalare che a differenza delle configurazioni standard, il layout sviluppato per l'inserimento del modulo cogenerativo nel circuito termico di Almapetroli consente di recuperare anche questa potenza termica normalmente dispersa, con notevole miglioramento del rendimento complessivo e risparmio sui consumi ausiliari di centrale.

Il circuito di raffreddamento dell'olio lubrificante impiega uno scambiatore a bordo macchina che permette di scambiare direttamente con l'olio che deve essere mantenuto ad una temperatura di ca. 85°C.

Il circuito di raffreddamento delle camicie permette il raffreddamento delle pareti interne del motore impiegando una miscela di acqua e glicole, la temperatura a cui questo circuito scambia è di ca. 90°C.

L'energia termica presente nei fumi di scarico può essere recuperata sia per la produzione di acqua calda sia per la produzione di vapore. A determinare la potenza ottenibile è la temperatura di uscita dai fumi dallo scambiatore.

Ne consegue che gli scambiatori che sfruttano l'energia termica proveniente da intercoolers, circuito dell'olio e circuito delle camicie, potranno essere utilizzati per la sola produzione di acqua calda, mentre i fumi potranno essere dedicati alla produzione di vapore o acqua calda. Date le potenze termiche messe a disposizione si rende necessario integrare il modulo CHP in una realtà esistente che permetta di accogliere una portata di acqua calda superiore alla portata di vapore fornita dal medesimo modulo.

Il rendimento complessivo dell'impianto di cogenerazione in esame, inserito nello stabilimento ALMAPETROLI in modo da impiegare in maniera efficiente tutta l'energia termica che il cogeneratore mette a disposizione è superiore all'80%.

Come si vedrà nella descrizione successiva delle modalità di inserimento del modulo di cogenerazione all'interno dello stabilimento ALMAPETROLI il progetto sviluppato consente di valorizzare l'energia termica prodotta. Il funzionamento del cogeneratore rispetta pertanto i requisiti previsti per i parametri IRE_{min} e LT_{min} ai sensi della delibera dell'Autorità dell'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) n. 42 del 2002 così da ottenere il riconoscimento come "impianto di cogenerazione".

Anche sulla base del decreto legislativo n. 20 dell'8 febbraio 2007 "**Sviluppo cogenerazione ad alto rendimento**", (recepimento della direttiva comunitaria 2004/8/CE) e della valutazione conseguente basata sul calcolo del **PES (Primary Energy Saving)**, l'impianto ottempera ai requisiti richiesti per il riconoscimento come impianto di cogenerazione ad alto rendimento.

Sulla base della definizione del DLgs 79/99 art. 2 comma 2, l'impianto sarà classificato come autoproduttore, in quanto autoconsumerà più del 70% dell'EE autoprodotta (*"Autoproduttore è la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica e la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio"*).

Sulla base degli studi di fattibilità tecnico-economico il risparmio di gas naturale vale ca. 1.000.000 Smc/annui. Dal punto di vista del risparmio di energia primaria, sommando il minor consumo di metano alle minori perdite di EE legate al trasporto, si ha un risparmio conseguito pari a ca. 900 TEP/annui.

4 INSERIMENTO DEL MODULO COGENERATIVO NELLO STABILIMENTO

L'inserimento di un impianto cogenerativo all'interno dello stabilimento Almapetroli è stato esaminato in maniera approfondita e la soluzione considerata appare nel complesso molto efficiente e sostanzialmente poco invasiva.

4.11 DESCRIZIONE SOLUZIONE ADOTTATA

Tale soluzione (vedasi all.2 – schema di processo del termico) permette di valorizzare in modo efficiente il calore reso disponibile dall'impianto di cogenerazione e consiste nel:

- preriscaldamento dell'acqua di alimento all'impianto di osmosi esistente;
- preriscaldamento dell'acqua di reintegro al degasatore esistente;
- sostituzione del vapore attualmente utilizzato come fluido vettore per il riscaldamento dei serbatoi esistenti di stoccaggio materia prima con acqua calda (eventualmente surriscaldata),

in tal modo si determina una sensibile diminuzione della portata di vapore da produrre da parte della centrale termica di stabilimento con conseguente riduzione consumi di combustibile alimentazione alle caldaie termiche.

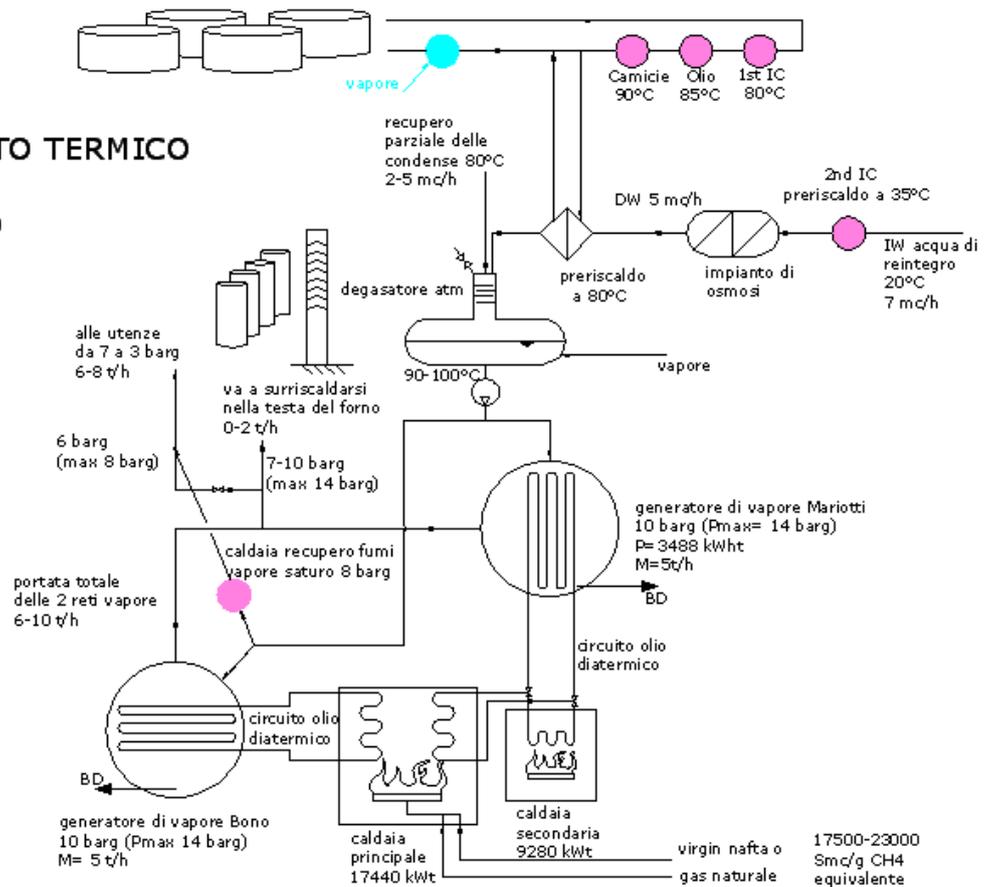
Dagli estesi studi effettuati si è valutato che la combinazione di un impianto di cogenerazione di taglia ca. 1 MWe e layout di seguito descritto sia il miglior compromesso tra performance energetiche e produttive.

In particolare il layout prevede (vedasi anche all.2 - schema di processo termico allegato):

- lo scambiatore del 2° stadio intercooler, posizionato a monte dell'impianto di osmosi, porterà la temperatura della portata dell'acqua di reintegro da ca. 20°C a ca. 30-35°C, permettendo un funzionamento ottimale dell'impianto di osmosi;
- si prevede di realizzare un circuito di acqua temperata TW-TWR in pressione (ca. 4 bar) dotato di pompe di ricircolo. La portata di acqua attraversa in serie i tre scambiatori di calore del MCI, (nell'ordine 1° stadio intercooler, circuito di scambio dell'olio ed infine circuito di raffreddamento delle camicie) portando la propria temperatura da 65°C ad un massimo di 85°C. La portata dell'acqua TW-TWR si suddividerà verso 2 destinazioni:
 - preriscaldamento acqua di reintegro al degasatore e serbatoi della materia prima.
- il preriscaldamento dell'acqua DW di reintegro al degasatore determinerà una minore portata di vapore per il degasaggio, con conseguente miglioramento del funzionamento del degasatore e della qualità dell'acqua di reintegro e del vapore prodotto;
- in uscita dal degasatore (T=90°C) la pompa esistente alimenterà una porzione di acqua alla caldaia a recupero innalzandone la pressione da 1 a 7 barg ed una piccola pompa in dotazione all'impianto consentirà l'ulteriore innalzamento a 8 barg;
- l'attraversamento di parte dell'acqua in pressione della caldaia a recupero che sfrutta i fumi caldi di scarico del cogeneratore per l'innalzamento della temperatura da 90 a 164°C (temperatura di vaporizzazione alla pressione di 7 barg) e per la vaporizzazione;

- il vapore prodotto viene immesso attraverso un collettore sulla rete a 7 bar in modo da avere la precedenza sul vapore proveniente dal generatore ed inviato alle utenze;
 - mantenimento in temperatura dei serbatoi dei prodotti grezzi mediante una serpentina percorsa da acqua calda (anziché vapore). Ciò comporterà l'impiego di una portata di acqua calda maggiore rispetto alla portata di vapore ad oggi impiegata rendendo necessaria l'inserimento di una pompa di circolazione;
- Saranno pertanto introdotte n.ro 2 pompe da ca. 3 kW ciascuna (1 in scorta all'altra) per garantire la circolazione dell'acqua calda TW-TWR alle varie utenze.

**ALMA PETROLI
SKETCH MPIANTO TERMICO
CON MODULO
COGENERATIVO**



I serbatoi per prodotto grezzo considerati sono sette, denominati serbatoio S4, S5, S6, S8 S9, S110 e S111 tutti attualmente riscaldati a vapore.

Per poter riscaldare con acqua i serbatoi 5 e 6 occorre considerare investimenti di isolamento termico sulla copertura (trasformazione da singolo a doppio pontone già in fase di realizzazione).

Per poter riscaldare con acqua i serbatoi 110 e 111 occorre considerare investimenti di isolamento termico delle pareti e della copertura.

La potenza termica scambiabile nei serbatoi dipende dal salto termico disponibile, si è proceduto al dimensionamento della rete di circolazione TW-TWR sulla base della potenza scambiabile dalle serpentine con circolazione di acqua a 85°C e prevedendo in seconda istanza per ogni serbatoio un idoneo sistema di surriscaldamento dell'acqua a mezzo vapore: l'utilizzo di acqua surriscaldata (fino a ca. 3 barG e 120°C di temperatura) garantisce in ogni condizione il mantenimento della temperatura. Questa condizione è basata sul completamento dei lavori di isolamento termico su tutti i serbatoi.

Condizioni operative del circuito TW-TWR

Condizioni di progetto

Nel caso del serbatoio 4 (con mandata a 85°C e ritorno dell'acqua calda a 65°C) la potenza richiesta max per il mantenimento è pari a 120 kWt
la portata oraria circolante nel serpentino corrisponde a 5,4 m³/h

Nel caso dei serbatoi 5 e 6 (con mandata a 85°C e ritorno dell'acqua calda a 65°C) la potenza richiesta max per il mantenimento è pari a 150 kWt cadauno
la portata oraria circolante nel serpentino corrisponde a ca. 6,7 m³/h per ogni serbatoio

Nei serbatoi 8 e 9 la potenza la potenza richiesta max per il mantenimento è pari a 75 kWt che determinano una portata oraria pari a ca. 3,5 m³/h per ogni serbatoio

Nei serbatoi 110 e 111 la potenza la potenza richiesta max per il mantenimento è pari a ca. 15 kWt che determinano una portata oraria pari a ca. 0,7 m³/h cadauno

La potenza max richiesta per il preriscaldamento dell' acqua DW al degasatore è pari a ca. 350 KWt che determina una portata oraria pari a ca. 15 m³/h

Per la condizione di funzionamento normale si è considerata una richiesta di potenza termica media dei serbatoi dei prodotti grezzi così quantificata:

S4 80 kWt

S5/S6 100 kWt cadauno,

S8/S9 40 kWt cadauno

S110/S111 10 KWt cadauno

Preriscaldamento 7 mc/h di acqua IW all'impianto di osmosi : ca. 80 KWt

Preriscaldamento 5 mc/h acqua DW al degasatore : ca. 280 KWt

Si sono considerate 3 possibili condizioni di funzionamento per l'impianto:

impianto CHP al 100% della potenza nominale: in questo caso l'impianto esprime la massima potenza termica ed elettrica, una parte dell'energia elettrica prodotta andrà a soddisfare il consumo, la quota eccedente verrà immessa in rete;

impianto CHP in inseguimento elettrico: questa modalità di funzionamento si verifica quando il prezzo dell'energia sulla RTN non rende conveniente l'immissione dell'energia prodotta perciò la potenza del motore primo viene regolata in modo che la produzione elettrica soddisfi la richiesta della raffineria;

impianto CHP spento: per necessità manutentive dell'impianto di cogenerazione oppure se né la produzione per autoconsumo dell'azienda né la produzione per immissione risultano essere economicamente conveniente il motore primo viene spento.

In tutte queste condizioni di funzionamento è previsto che l'energia termica venga ceduta allo stabilimento nella quantità richiesta fino al valore massimo prodotto dall'impianto cogenerativo, in modo da determinare un minor consumo di energia primaria nella entrale termica di stabilimento.

Nel caso in cui l'energia termica prodotta sia eccedente rispetto alla domanda aziendale, l'eccesso verrà dissipato attraverso l'elettroradiatore che equipaggia l'impianto CHP.

In ogni caso il modulo comprende tutti i sistemi di dissipazione termica in grado di consentire un funzionamento corretto del motore primo anche nel caso in cui non venga effettuato nessun recupero termico sui circuiti e sui fumi.

4.2 INFORMAZIONI DI BASE SULL'IMPIANTO IN ESAME

Gruppo elettrogeno di cogenerazione per produzione combinata di energia elettrica e termica;

- potenza elettrica nominale dell'impianto cogenerazione ca. 1000 KWe;
- la sezione termica del modulo cogenerativo fornisce:
 - vapor d'acqua saturo a bassa pressione (ca. 8 barg) mediante l'impiego di un generatore di vapore a recupero alimentato con i fumi di combustione;
 - acqua calda dagli scambiatori di bordo macchina del motore (camicie, olio, 1st IC);
 - acqua calda a bassa temperatura dallo scambiatore relativo al 2nd IC

i circuiti termici di bordo macchina sono disaccoppiati rispetto al circuito di stabilimento;

- motore a combustione interna: a 4 tempi a ciclo Otto sovralimentato con turbocompressore e intercooler, camera di combustione ottimizzata con funzionamento a miscela magra per contenimento emissioni;
- potenza totale del combustibile in immissione < 3 MW;
- combustibile: metano di rete consumo previsto < 300 Sm³/h;
- alimentazione metano con linea dedicata a ca. 0,2 barG. L'impianto comprende sistemi quali valvola di intercettazione manuale esterna, valvola di intercettazione automatica

locale e in remoto in posizione sicura; linea di alimentazione del motore con partenza dalla parte bassa del modulo; rampa di alimentazione del motore;

- linea fumi in acciaio inox comprendente convertitore catalitico per l'abbattimento gas inquinanti, marmitta silenziatrice, caldaia a recupero e camino;

- generatore sincrono trifase da ca. 1550 KVA: meccanicamente accoppiato all'albero motore costituito da generatore principale a poli interni, generatore di eccitazione a poli esterni, regolatore di tensione e del cos ϕ e relative regolazioni di sicurezza (cos ϕ , tensione, temperature avvolgimenti);

- la fornitura comprende all'interno del container anche il serbatoio per olio lubrificante di reintegro e sistema di rabbocco automatico con capacità pari ad almeno 5-7 giorni di funzionamento continuativo, serbatoio per la conservazione dell'olio esausto di capacità <500 litri e adeguato sistema di contenimento del 100% per eventuali perdite, nonché relativa strumentazione di controllo e allarme;

- la fornitura comprende quadri elettrici, sistemi di controllo, allarme e blocco;

- Il funzionamento del cogeneratore è monitorato mediante un insieme di sensori i cui segnali verranno acquisiti da un PLC di comando gruppo interfacciabile con PC, vi saranno adeguati sistemi di allarme e blocco a protezione sia del motore che del generatore;

- in aggiunta a protezione dell'impianto di cogenerazione vi saranno i seguenti sistemi di protezione incendi:

sezione motogeneratore: sistema di rilevazione presenza metano con azionamento allarme e messa in sicurezza dell'impianto + sistema rilevazione fumi con allarme e azionamento ritardato di adeguato sistema estinzione a gas inerte tollerabile dall'uomo;

sezione trafo e quadri elettrici: sistema rilevazione fumi con allarme e azionamento ritardato di adeguato sistema estinzione a gas inerte tollerabile dall'uomo;

- Il modulo sarà equipaggiato con strumentazione per la misura di portata, temperatura, pressione dei fluidi e relativi contacalorie; misuratore fiscale di portata del fuel gas; misuratori fiscali della produzione e dei consumi ausiliari di EE;

L'impianto è realizzato nel pieno rispetto delle normative tecniche (CE, PED, ATEX), ambientali e di sicurezza vigenti (vedasi anche paragrafi seguenti).

Il posizionamento dell'impianto è stato ipotizzato come nello schema di layout allegato, (all.3 – layout impianto e relativi allacciamenti) comprensivo delle tubazioni di collegamento alle reti di stabilimento, del percorso tubazioni e linea elettrica MT, dei rack aggiuntivi e delle apparecchiature accessorie aggiuntive.

4.3 DESCRIZIONE STRUTTURA E OPERE CIVILI

Nella figura seguente è rappresentato un tipico impianto cogenerativo.



Il modulo cogenerativo è fornito installato in un container per esterno già corredato di tutte gli apparati per la messa in funzione. Le dimensioni tipiche sono le seguenti lunghezza ca. 15 metri, larghezza ca. 3 metri e altezza ca. 2,75 metri con esclusione, per l'altezza dei sistemi di dissipazione della potenza termica (vedasi all. 4 sketch modulo) con altezza totale del camino ca. 10 metri.

La struttura dell'impianto fornito rispetta la normativa tecnica vigente.

Le pareti del manufatto sono chiuse su tutte i lati, con presenza di porte e/o pannelli asportabili laddove utili ai fini della manutenzione e del controllo dell'impianto, copertura portante, possibilità di salita e lavoro in sicurezza del personale all'interno del modulo e sulla copertura (segnalazioni di pericolo, presenza di parapetto perimetrali completo di corrimano, sponde di protezione e parapiede, scalette fisse dotate di guardiacorpo).

Le pareti e le strutture del manufatto sono realizzate con profilati metallici non combustibili. La coibentazione utilizzata per l'isolamento termico e acustico è non combustibile (certificata almeno pari a R30).

All'interno del container sono alloggiati il motore primo, il generatore, gli scambiatori di calore liquido/liquido, l'elettronica di controllo e parte dell'elettronica di potenza; esternamente, sul cielo del container, sono installati la caldaia a recupero fumi e l'elettroradiatore. Il sistema di trattamento fumi, il silenziatore e il camino sono posti sul cielo del container.

Il modulo è dotato di sistemi di illuminazione degli spazi interni, ordinari e di emergenza; Il modulo è dotato di sistemi di ventilazione e condizionamento interno idonei ad assicurare il mantenimento di una temperatura interna compatibile con la presenza di un operatore ed al corretto funzionamento delle apparecchiature.

Le opere civili per l'installazione dell'impianto prevedono la creazione di una platea in cemento armato su cui posare il container. Le caratteristiche della platea in cemento armato saranno:

lunghezza 15 mt, larghezza 5 mt, altezza 0,4 mt di cui 0,2 mt fuori terra.

Sotto alla platea è previsto uno strato di 0,1 m di stabilizzato.

L'area del modulo cogenerativo sarà servita da linea fognaria collettata alla rete acque reflue nere di stabilimento.

4.4 DESCRIZIONE INTERVENTI SULLA RETE DISTRIBUZIONE ELETTRICA

Per quanto riguarda la sezione elettrica il modulo cogenerativo sarà equipaggiato con:

- trasformatore elevatore trifase BT-MT da max 1600 kVA atto a portare la tensione di uscita dal modulo al valore di 15 kV, dotato di sistema di monitoraggio della temperatura. Il collegamento da trasformatore-elevatore BT-MT impianto cogenerazione alla ns. cabina di MT sarà effettuato con linea MT interrata;
- quadri elettrici necessari per il funzionamento dell'impianto (posizionati all'interno del modulo);
- apparecchiatura elettronica di sincronizzazione automatica del modulo con la frequenza di rete;
- interruttore magnetotermico (DGEN)

La centrale di cogenerazione funzionerà normalmente in parallelo rete e dovrà garantire il funzionamento in isola, con adatto programma di funzionamento per l'inseguimento dei carichi elettrici dello stabilimento, anche nel caso in cui si trovi in condizioni di potenza nulla al momento dell'apertura della connessione con la rete elettrica locale. Il modulo potrà comunque seguire la normale rampa di incremento della potenza elettrica espressa.

Sarà presente un sistema controllo carichi che in caso di distacco della rete ENEL e produzione elettrica del cogeneratore inferiore alla richiesta di stabilimento provvederà a comandare il distacco in sequenza di alcune utenze "sacrificabili" in modo da salvaguardare i consumi privilegiati (impianto, centrale termica, pompe antincendio).

Le utenze che verranno distaccate in sequenza sono relative alla movimentazione prodotti:

- | | |
|---------------------------------|-------------------------|
| 1) pompe carico bitume Serb. 3 | Pnominale gruppo 180 kW |
| pompe carico bunker / gasolio : | Pnominale gruppo 130 kW |
| 2) pompe carico bitume nuovo | Pnominale gruppo 180 kW |
| 3) pompe scarico materie prime | Pnominale gruppo 140 kW |

Il gruppo elettrogeno rimarrà in stand-by pronto a entrare in servizio con funzione di soccorso ma solo nel caso in cui il funzionamento in isola della centrale di cogenerazione fallisse;

Per la predisposizione della parte elettrica per consentire il funzionamento in isola dell'impianto di cogenerazione, si prevede l'inserimento di un DI, dispositivo di interfaccia, con relativa PI, protezione di interfaccia. È previsto anche il dispositivo di ricalzo che porti all'apertura del dispositivo del generatore in caso di mancata apertura del dispositivo di interfaccia.

La zona in cui verrà installato il modulo non è classificata ATEX, la presenza della condotta del gas naturale renderà classificata come zona 2 IIBT3 una piccola area (raggio < 0,5 m) nell'intorno della tubazione di metano e delle relative valvole.

4.5 PORTATE LINEE DI PROCESSO / CONSUMI / PRODUZIONI

Il progetto è riferito a condizioni di funzionamento di:

- temperatura di progetto dell'aria 25°C
- temperatura massima dell'aria 40°C

Il progetto è basato su un funzionamento continuo ca 8000 hr/annue:

Qui di seguito i dati di processo dei vari stream (vedasi anche all.2 e all.3):

	DN	portata	P	T
metano	3"	< 300 Sm ³ /h	250 mbar	AMB
IW alimento impianto osmosi	3"	2-8 mc/h	1-1,8 barG	20–35°C
BFW da pompe rilancio a degasatore 1 ½"				
Per caldaia recupero		1 mc/h	7 barG	90°C
Per reintegro		0-4 mc/h	7 barG	90°C

circuito TW-TWR	4"	25-50 mc/h	4 barG	65 – 85°C
linea TW-TWR a preriscaldamento degasatore	2 ½"	12-15 mc/h	4 barG	65 – 85°C
vapore BP prodotto	3"	0,7-1 t/h	8 barG	164°C
linea IA	1"		6 barG	AMB

Vi sono i seguenti ulteriori consumi/produzioni di reflui:

- spurgo caldaia a recupero < 20 lt/hr
linea scarico DN 3/4" a rete fognaria (rete acque reflue nere di stabilimento).
- condense acide formate al camino < 10 lt/hr
linea scarico DN 1" dotata di sifone a rete fognaria (rete acque reflue nere di stabilimento).

Tutte le linee calde sono opportunamente coibentate.

Collegamenti elettrici:

- linea MT a 15 kV interrata da trasformatore impianto a cabina MT esistente
- linea BT per ausiliari;
- linee di alimentazione strumenti e linee strumentali

produzione EE netta	ca. 8000 – 8500	MWhe annui
di cui autoconsumo	ca. 6500 - 7000	MWhe annui
" cessione su RTN	ca. 1500	MWhe annui
quantità EE acquistata da RTN	ca. 250-500	MWhe annui

Per quanto riguarda i consumi/produzioni di olio lubrificante:

- consumo olio lubrificante 2-2,5 t/anno
- produzione olio esausto 1,5 - 2 t/anno

4.6 EMISSIONI IN ATMOSFERA

Le emissioni inquinanti dei motori a combustione interna sono regolate dal Decreto Legislativo 3/4/06 n. 152 che nella parte III dell'Allegato 1 alla parte V indica i valori di emissione per impianti di combustione di potenza termica nominale inferiore a 50 MW, in particolare al comma 1.3 "Impianti nei quali sono utilizzati combustibili gassosi" :

I valori di emissione, riportati nella tabella seguente, si riferiscono ad un tenore di ossigeno nell'effluente gassoso del 3%.

polveri	5 mg/Nm ³
.	Il valore limite di emissione per le polveri si considera rispettato se viene utilizzato metano o GPL.
.	Se il combustibile utilizzato è gas d'altoforno il valore di emissione è 15-20 mg/Nm ³ .
.	Se il combustibile utilizzato è gas da forno a coke o gas d'acciaieria il valore di emissione è 50 mg/Nm ³ .
ossidi di azoto	350 mg/Nm ³
.	Se il combustibile utilizzato è un gas di processo contenente composti dell'azoto non si applica alcun valore limite di emissione; le emissioni devono comunque essere ridotte per quanto possibile
ossidi di zolfo	35 mg/Nm ³
.	Il valore limite di emissione per gli ossidi di zolfo si considera rispettato se viene utilizzato metano o GPL.
.	Se il combustibile utilizzato è gas da forno a coke, il valore di emissione è 1700 mg/Nm ³ .
.	Se il combustibile utilizzato è gas da forno a coke e gas da altoforno (o d'acciaieria), il valore di emissione è 800 mg/Nm ³ .

Per quanto riguarda il gas naturale gli inquinanti da prendere in considerazione sono gli ossidi di azoto.

La BAT attualmente disponibile sul mercato è lo standard "½ TA-LUFT", che consente di rispettare per tali inquinanti livelli di emissione ancora più restrittivi ossia:

- NO_x 5% O₂ <250 mg/Nm³

L'impianto di cogenerazione proposto garantirà il rispetto del parametro sopra indicato ed inoltre garantirà:

- CO 5% O₂ <300 mg/Nm³

La portata dei gas emessi è ca. 6500 Kg/h a temperatura di ca. 150°C

4.7 EMISSIONI ACUSTICHE

I valori di emissione sonora garantiti sono:

- 65 db(A) a 10 m
- 80 db(A) a filo container

Sarà altresì fornito livello di potenza sonora emesso dal container, assimilato a sorgente puntiforme, e relativo spettro in frequenza.

4.8 EMISSIONI ELETTROMAGNETICHE

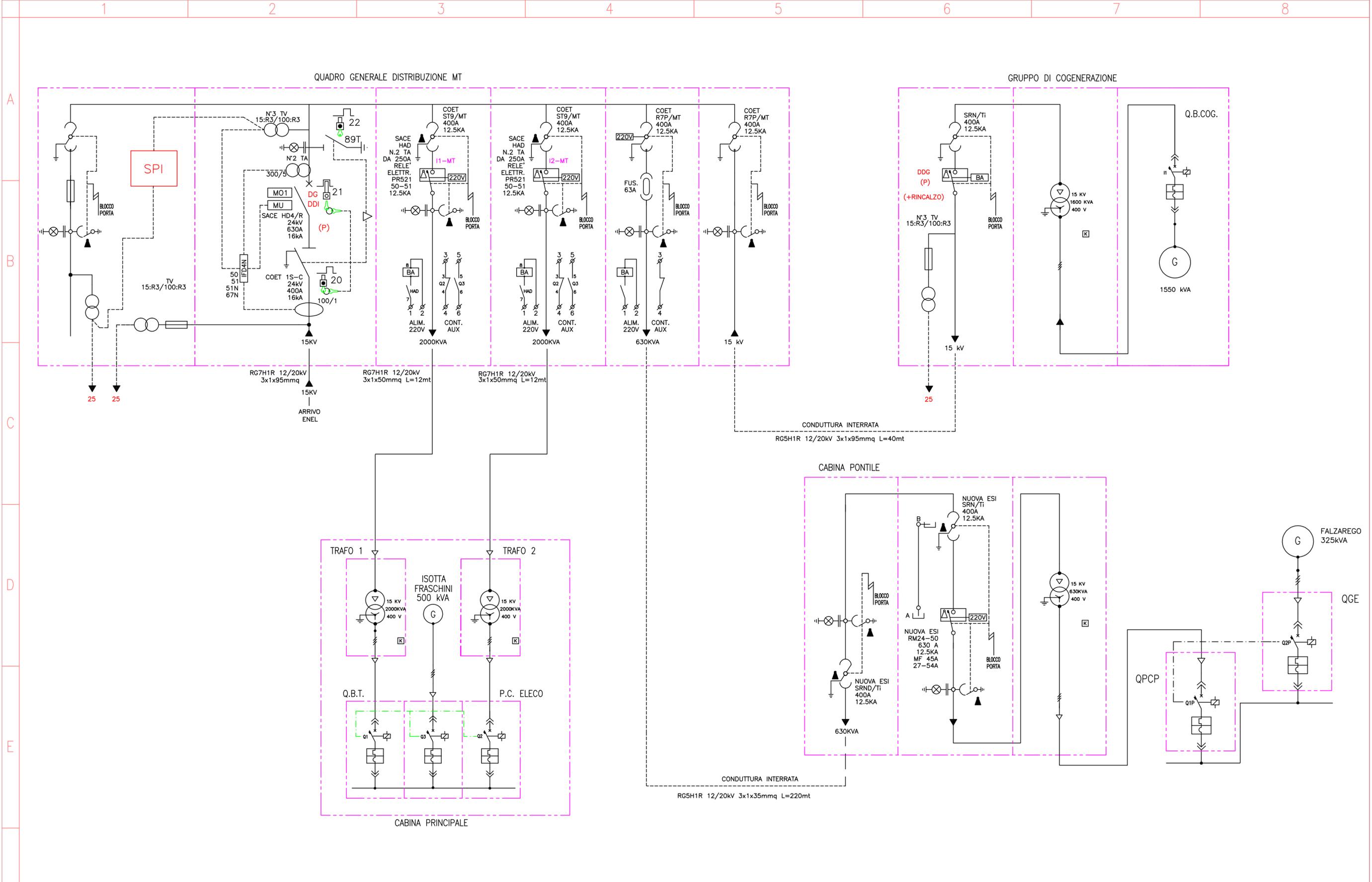
Il valore di emissione garantito dei campi induttivi, a filo container è <3 µT.

Sarà altresì fornito il valore atteso.

4.9 VIBRAZIONI

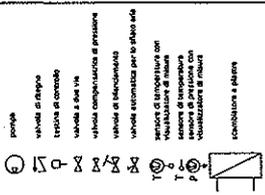
Saranno indicati i valori delle vibrazioni meccaniche trasmesse durante il funzionamento, espresse in accelerazione equivalente.

- Allegati:
- all. 1 - schemi unifilari di distribuzione elettrica MT esistente e futuro;
 - all. 2 - schema di processo distribuzione termico;
 - all. 3 - layout dell'impianto di cogenerazione all'interno stabilimento;
 - all. 4 - sketch modulo cogenerazione;
 - all. 5 - flussi energetici



F				Dis.N°:	Impianto/Settore Alma Petroli S.p.A. Via baiona ,195	Esecutore G.RANIERI		FOGLIO 1	
				File:				Oggetto CENTRALE ELETTRICA unifilare distribuzione MT preliminare per inserimento Cogeneratore	SEGUE 0
	0	SCHEMA "PRELIMINARE" FUTURO	22/06/2009	G. RANIERI	Data: 22/06/09				
	REV.	MODIFICA	DATA	FIRME	Scala:				

LEGENDA



Indicazioni circuite inerenti servizio:

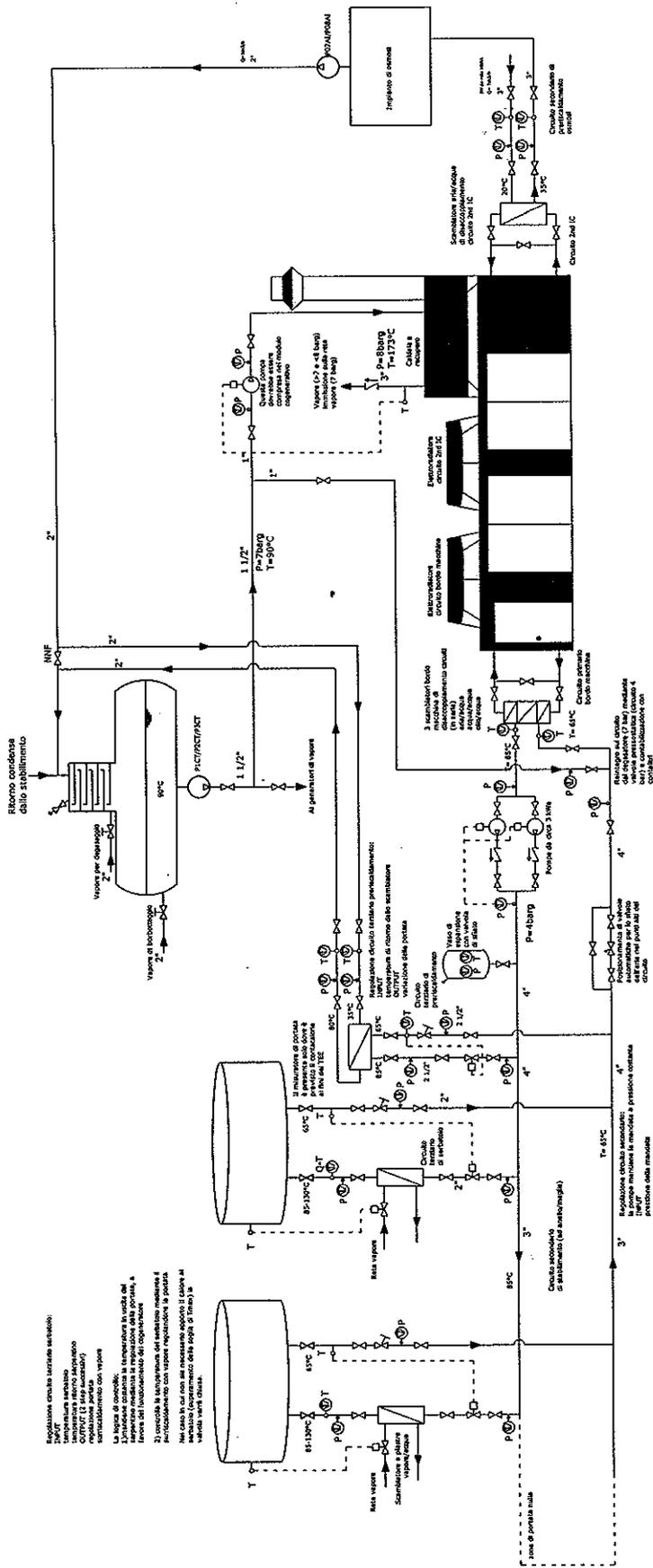
- 2) VAPOR
- temperatura servizio
- OUTLET (2 step successivi)
- servizi di controllo
- servizi di intercambiamento con vapore

La logica di controllo:

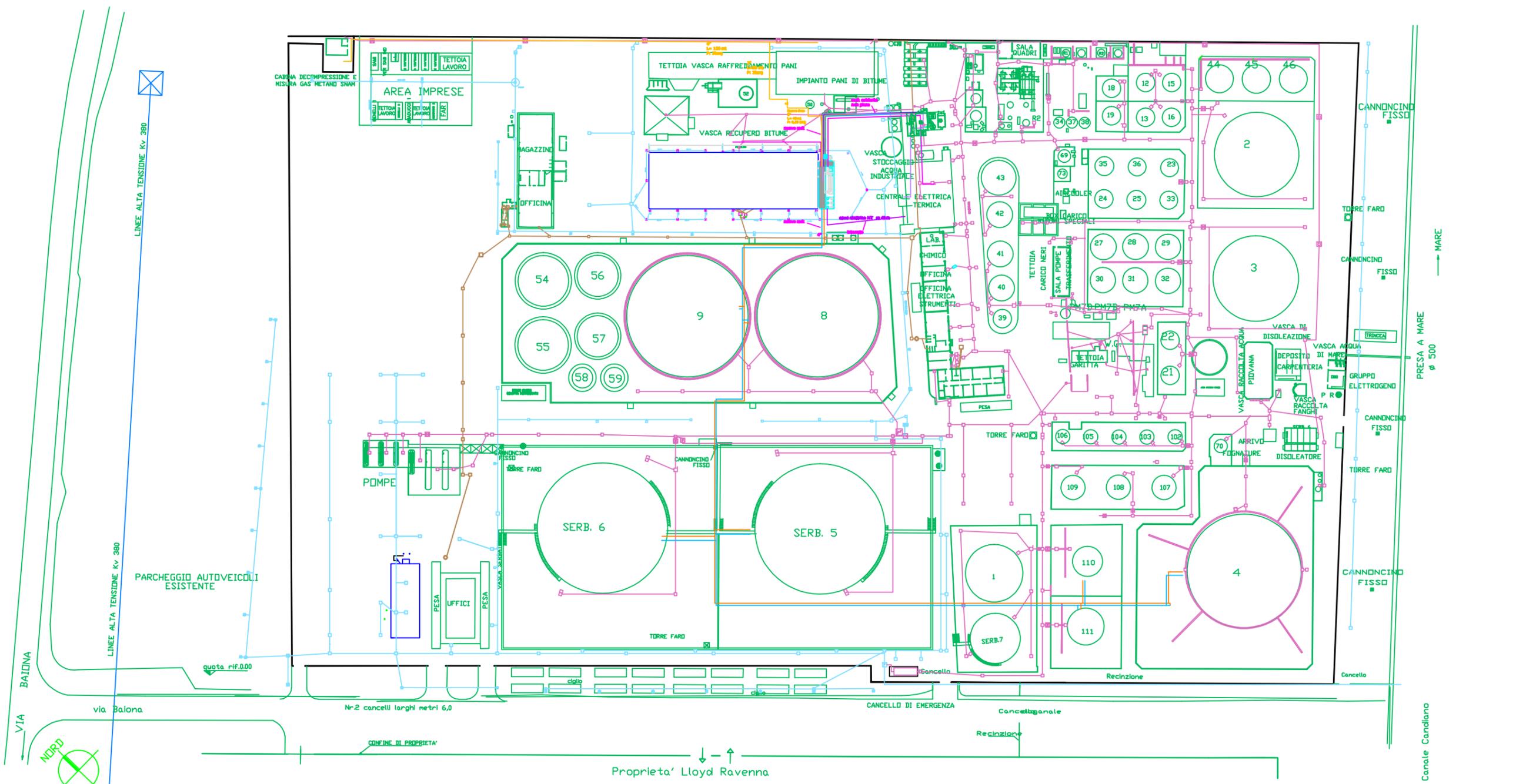
- 1) Differenziale costante in temperatura in uscita del sistema di controllo.
- 2) Controllo in temperatura del servizio mediante il servizio di intercambiamento del vapore.
- 3) Controllo in temperatura del servizio mediante il servizio di intercambiamento del vapore.

Nei casi in cui non sia necessario apportare il calore al servizio di intercambiamento (ad esempio, in caso di

vapore vapore).



<p>ALFA LOMBA</p> <p>Area Piping SPA Via Bionni, 155</p> <p>Nuove Impianti Cogenerazione</p> <p>Process flow termico</p>	
<p>1. Mod. / Disegnato</p> <p>2. Mod. / Disegnato</p> <p>3. Mod. / Disegnato</p> <p>4. Mod. / Disegnato</p> <p>5. Mod. / Disegnato</p> <p>6. Mod. / Disegnato</p> <p>7. Mod. / Disegnato</p> <p>8. Mod. / Disegnato</p> <p>9. Mod. / Disegnato</p> <p>10. Mod. / Disegnato</p>	<p>11. Mod. / Disegnato</p> <p>12. Mod. / Disegnato</p> <p>13. Mod. / Disegnato</p> <p>14. Mod. / Disegnato</p> <p>15. Mod. / Disegnato</p> <p>16. Mod. / Disegnato</p> <p>17. Mod. / Disegnato</p> <p>18. Mod. / Disegnato</p> <p>19. Mod. / Disegnato</p> <p>20. Mod. / Disegnato</p>

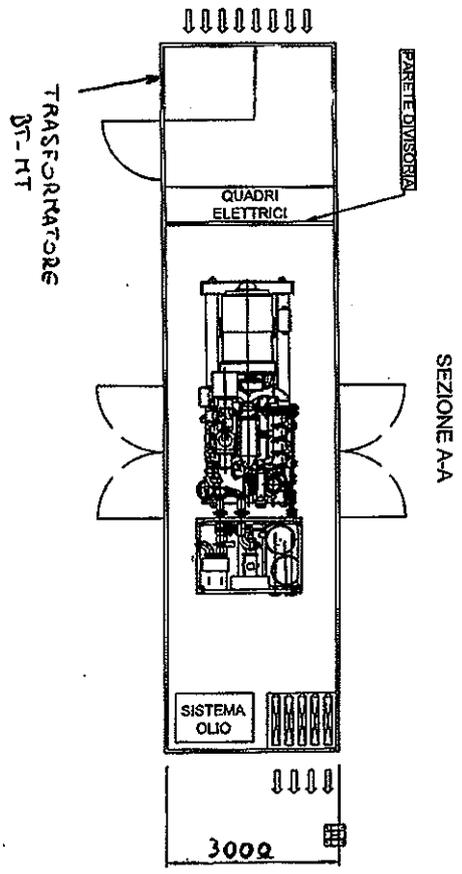
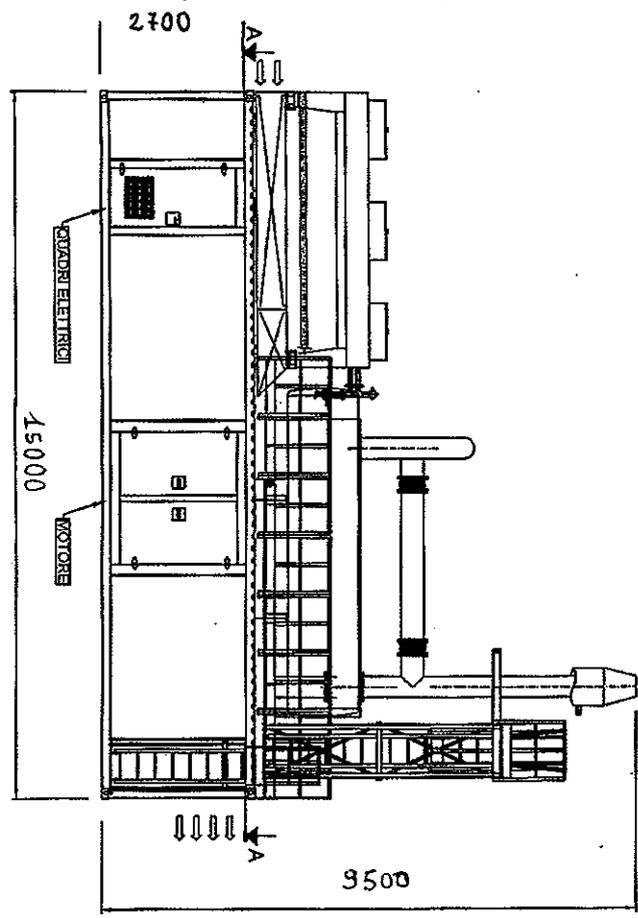
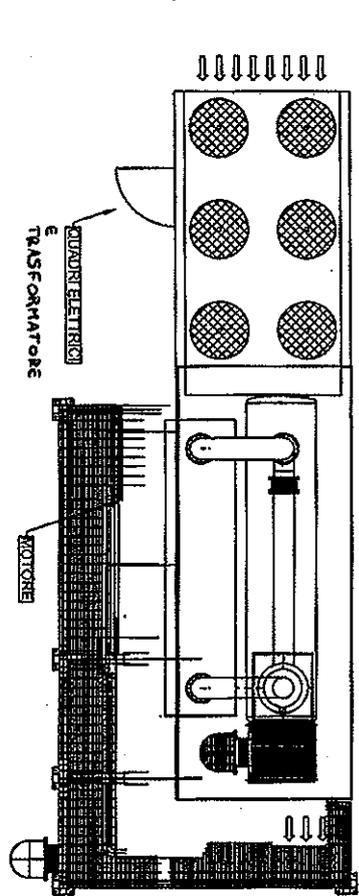


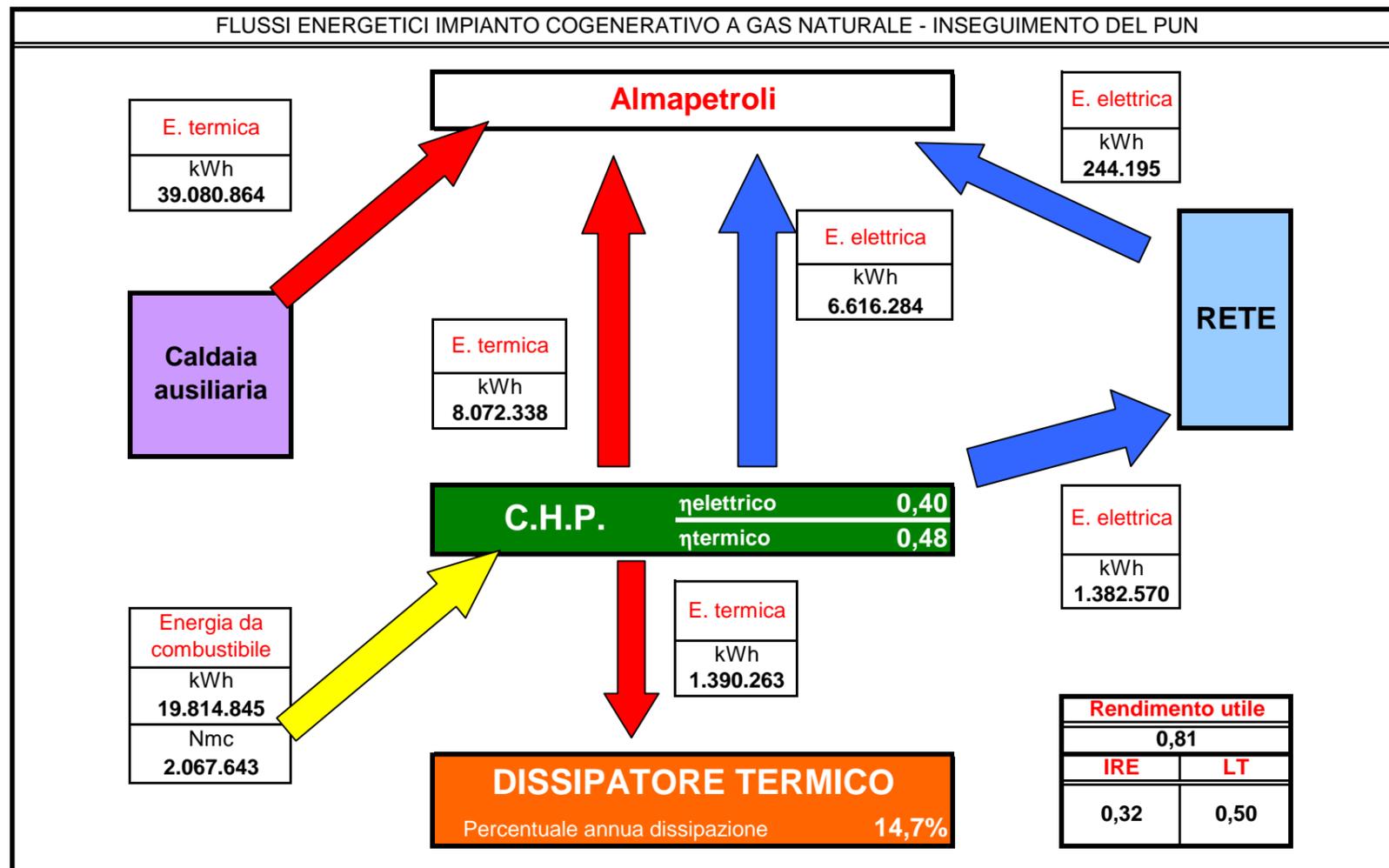
LEGENDA

- Fogna di stabilimento
- Fogna nera organica
- Fogna bianca
- preriscaldamento per osmosi 2"½
- preriscaldamento degassatore 2"½
- acqua fredda di ritorno 2"½
- acqua degassata per caldaia a recupero 11/2"
- vapore 3"
- gas naturale 3"
- acqua industriale 3"
- acqua degassata di reintegro 1"
- cavo elettrico MT

	CHIECA MP Fenati
0 17/06/09 Emissione	DISEGNATO CONTROLLATO APPROVATO
<p style="text-align: center;">Alma petroli S.p.A. Via baiona ,195</p>	
<p style="text-align: center;">Impianto di cogenerazione</p>	
<p>1:10000</p>	<p>1 0</p>

A TERMINI DI LEGGE SI RISERVANO LA PROPRIETÀ DI QUESTO DISEGNO CON DIRITTO DI RIPRODURLO O RIVEDERLO IN TUTTI I TERZI SENZA NOSTRA AUTORIZZAZIONE.





Consumi motore primo		
Pimessa _{CHP 100%}	2607	kW
Consumo comb	274	Nmc/h
Prezzo comb	0,303	€/Nmc
Consumo olio	0,330	kg/h
Prezzo olio	3,50	€/kg
Costo funzionamento	83,48	€/h

Impianto		
Ore equivalenti [h]	7525	h/anno
Ore reali [h]	8400	h/anno
Produzione	7.999	MWhe/anno
Limite 60000 ore	7,14	anni vita

Generazione elettrica		
ηe 100%	41%	
P _{eCHP}	1063	kWe
O&M	6,2	€/h

Recupero termico		
ηt nominale 100%	46%	
P _{tCHP}	1.192	kW

Energia termica Azienda		
Acqua calda	3.514.257	kWht
Vapore	4.239.407	kWht