

PROGETTO

di cui all'art. 5, co. 1, lett. g) del D.Lgs 152/2006 e smi
ed ai fini degli adempimenti di cui all'art. 29-nonies del D.Lgs 152/2006 e
dell'autorizzazione unica ai sensi dell'art.11, co.7 del D.Lgs 115/2008 e smi

RELAZIONE TECNICA



**NUOVO GRUPPO DI
COGENERAZIONE
TURBOGAS DA 38
MW_{comb} A SERVIZIO
DELLO
STABILIMENTO
ALCANTARA DI
NERA MONTORO
(TR)**

**Doc. N° ALC3-
GEN010 Rev.00B**



00C	27.06.19	Seconda revisione	Francione	Raffio	Giudici
00B	11.06.19	Prima revisione	Francione	Raffio	Giudici
00A	31.05.19	Prima emissione	Francione	Raffio	Giudici
Rev.	Date	Descrizione	Redatto	Approvato	Validato

Date: 27.06.2019

Indice

1.	PREMESSA	4
2.	NORMATIVA DI RIFERIMENTO.....	6
3.	UBICAZIONE DELL'IMPIANTO E INQUADRAMENTO URBANISTICO	7
4.	DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO.....	9
4.1.	Impianti esistenti	9
4.2.	Impianti in progetto	10
4.2.1.	Opere civili.....	14
4.2.2.	Caratteristiche tecniche dei principali sistemi componenti il nuovo impianto	16
4.2.2.1.	Turbogas (TG2)	16
4.2.2.2.	Generatore di Vapore a Recupero (GVR)	20
4.2.2.3.	Sistema di Produzione Acqua Osmotizzata	25
4.2.2.4.	Sistema di Protezione Antincendio	27
4.2.3.	Sistema di Supervisione, Monitoraggio e Controllo Impianto di Cogenerazione.....	32
4.2.4.	Impianti meccanici ausiliari e collegamenti.....	33
4.2.4.1.	Nota sul gruppo di riduzione-preriscaldamento gas metano	34
4.2.5.	Impianti e collegamenti elettrici di potenza.....	36
5.	MODALITÀ DI FUNZIONAMENTO DELL'IMPIANTO IN PROGETTO, PRODUZIONI ENERGETICHE E CONSUMO MATERIE PRIME.....	41
5.1.	Modalità di funzionamento centrale esistente	41
5.2.	Modalità di funzionamento centrale in progetto	42
5.2.1.	Tempi necessari per il raggiungimento del regime di funzionamento e per l'interruzione dell'esercizio dell'impianto	44
5.2.2.	Tempi necessari alla cessazione delle emissioni in atmosfera dopo l'interruzione dell'esercizio dell'impianto	44
5.3.	Tasso di disponibilità	44
5.4.	Manutenzione programmata	44
6.	PRODUZIONE ENERGIA ELETTRICA E TERMICA	44
6.1.	Fabbisogno e produzioni	44
6.2.	Energia termica	47
6.1.	Energia elettrica	47
6.2.	Materie prime	48
6.2.1.	Combustibile.....	48
6.2.2.	Acqua industriale e demineralizzata	48
6.2.2.1.	La raccolta e lo scarico delle acque reflue esistenti	49
6.2.2.2.	La raccolta e lo scarico delle acque reflue in progetto	50
6.2.3.	Lubrificanti e additivi	53

6.3.	Rifiuti.....	55
7.	EMISSIONI.....	56
7.1.	Descrizione delle fonti di emissione in atmosfera della Centrale ENGIE.....	56
7.1.1.	Situazione attuale autorizzata	56
7.1.2.	Situazione post operam.....	59
7.1.3.	Sistemi di contenimento emissioni e monitoraggio	61
7.1.3.1.	Sistemi di contenimento emissioni	61
7.1.3.2.	Sistemi di monitoraggio emissioni.....	63
7.2.	Descrizione delle fonti di emissione acustiche della Centrale ENGIE Servizi S.p.A.	66
7.3.	Altri impatti della Centrale ENGIE Servizi S.p.A.	68
7.3.1.	Realizzazione nuovi impianti	68
7.3.1.1.	Cronoprogramma	68
7.3.1.2.	Impatto attività di cantiere.....	69
8.	ALLEGATI	70

1. PREMESSA

La presente relazione e gli allegati elaborati grafici, costituiscono l'allegato alla domanda di autorizzazione unica (ai sensi dell'art.11 del D.lgs. 115 /2008 e della Legge 241/90) e della Modifica Non Sostanziale dell'AIA (n°102 del 9 gennaio 2018 e n°5782 del 6 giugno 2018). Essa ha lo scopo di descrivere - per gli aspetti tecnici, ambientali ed energetici - la composizione ed il funzionamento del nuovo impianto di cogenerazione previsto nell'ambito del potenziamento della Centrale di trigenerazione ENGIE Servizi S.p.A., a servizio dello stabilimento Alcantara S.p.A., sito in Strada di Vagno n° 13, loc. Nera Montoro, Narni (TR).

Le attività che si svolgono all'interno dello stabilimento Alcantara S.p.A. richiedono la somministrazione contemporanea di energia elettrica, termica e frigorifera. L'installazione, in questo tipo di utenza complessa, di un impianto capace di produrre contemporaneamente le tre energie sopra indicate ha rappresentato l'approccio ideale alla razionalizzazione e riduzione dei costi energetici e trova conveniente applicazione nella realtà industriale in oggetto.

L'attuale centrale di ENGIE Servizi S.p.A. risulta composta da:

- gruppo principale composto da n°1 turbina a gas associata a generatore di vapore a recupero+post-combustore, di potenza pari a 38 MW_{comb};
- n°1 caldaia ausiliaria di back-up e di integrazione, alimentata a gas naturale, di potenza pari a 14 MW_{comb};
- impianto di trigenerazione utilizzante n°1 motore a combustione interna, alimentato a gas naturale, avente potenza 6 MW_{comb}, associato a un generatore di vapore a recupero e a n°1 frigorifero ad assorbimento;
- i relativi impianti ausiliari.

La proposta progettuale è stata elaborata al fine di rispondere alle crescenti necessità energetiche dello stabilimento Alcantara S.p.A. di Nera Montoro Narni (TR), derivanti da uno sviluppo del medesimo che porterà ad incrementare sia la produzione sia il livello occupazionale.

Il progetto prevede l'installazione di un nuovo impianto cogenerativo, costituito da un turbogas con generatore di vapore a recupero, dotato di post-combustore. Tale impianto è identico - per tipologia e potenza - a quello già in esercizio e sopra descritto (turbina a gas+caldaia a recupero con post-combustore) per una potenza complessiva di 38 MW_{comb}.

Il nuovo impianto sarà destinato a soddisfare i fabbisogni dello stabilimento in termini di energia elettrica e di vapore, integrando le produzioni energetiche della Centrale ENGIE Servizi S.p.A. esistente. L'eventuale surplus di energia elettrica rispetto ai fabbisogni di stabilimento sarà immesso in rete.

La scelta di un sistema cogenerativo, già attuata per i sistemi di produzione esistenti, consentirà un ulteriore significativo risparmio delle fonti energetiche primarie con conseguente riduzione globale delle emissioni inquinanti in atmosfera.

L'impianto di cogenerazione è stato dimensionato per l'inseguimento del carico termico dello stabilimento Alcantara S.p.A., minimizzando l'immissione di energia elettrica in rete.

L'impianto di trigenerazione esistente è stato autorizzato con le Determine Dirigenziali della Regione Umbria n°102 del 9 gennaio 2018 e n°5782 del 6 giugno 2018 che prescrivono i seguenti valori limite degli inquinanti:

- NO_x (espressi come NO₂) ≤ 70 mg/Nm³
- CO ≤ 60 mg/Nm³

Tali valori limite sono riferiti alla media sulle 24 ore, ad un tenore di O₂=15% e a fumi anidri.

L'approccio seguito è stato quello di verificare, per gli aspetti energetici termici ed elettrici, le scelte effettuate nel progetto, alla luce delle recenti disposizioni legislative, e tenuto conto delle esigenze e degli obiettivi dell'ente, quali:

- ottimizzazione energetica;
- integrazione dell'impianto di cogenerazione con gli esistenti;
- ottimizzazione della funzionalità;
- limitazione dell'impatto ambientale e riduzione delle emissioni in atmosfera.

L'applicazione progettuale, così come prospettata, consentirà di concretizzare gli obiettivi in premessa, attuando realmente un razionale ed ottimale sfruttamento delle risorse energetiche a disposizione.

Gli impianti in esercizio e in progetto, così come di seguito descritto, sono di proprietà di ENGIE Servizi S.p.A. che ne è gestore, come definito dal D.lgs. 152/2006; la conduzione e manutenzione sono svolte da personale dipendente del gestore che garantisce il rispetto delle prescrizioni, limitatamente all'attività di centrale.

2. NORMATIVA DI RIFERIMENTO

I riferimenti legislativi di riferimento sono:

- Decisione di Esecuzione (UE) 2017/1442 della Commissione del 31 Luglio 2017 che stabilisce le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT), a norma della direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, per i grandi impianti di combustione.
- Direttiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 24.11.2010 relativa alle emissioni industriali (prevenzione e riduzione dell'inquinamento).
- L. 9 gennaio 1991, n.10 - Norme in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia e sue modifiche ed integrazioni.
- D. Lgs. 16 marzo 1999, n. 79 "Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica".
- D. Lgs.30 maggio 2008, n. 115 "Attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE" e sue modifiche ed integrazioni.
- D. Lgs. 3 aprile 2006, n.152 - "Norme in materia ambientale" e sue modifiche ed integrazioni.
- DM 12 dicembre 1995 "Metodi e procedure di controllo dei sistemi di emissioni in atmosfera".

I riferimenti normativi tecnici per il rilevamento delle emissioni sono:

- Norma UNI 10169 "Misure alle emissioni. Determinazione della velocità e della portata di flussi gassosi convogliati per mezzo del tubo di Pitot".
- Norma UNI 10878 "Misure alle emissioni - Determinazione degli ossidi di azoto (NO e NO₂) in flussi gassosi convogliati - Metodi mediante spettrometria non dispersiva all'infrarosso (NDIR) e all'ultravioletto (NDUV) e chemiluminescenza".
- Norma UNI EN 15058 "Emissioni da sorgente fissa - Determinazione della concentrazione in massa di monossido di carbonio (CO) - Metodo di riferimento: spettrometria a infrarossi non dispersiva".

3. UBICAZIONE DELL'IMPIANTO E INQUADRAMENTO URBANISTICO

Il nuovo impianto sarà localizzato all'interno dello stabilimento Alcantara S.p.A., nel territorio della Provincia di Terni, a circa 70 km a Nord di Roma.

Figura 1 Localizzazione della Centrale di trigenerazione a servizio dello stabilimento Alcantara S.p.A.



Ai fini della sua realizzazione è stata individuata un'area di circa 1.580 m² (particella 264, sub 1, Foglio 134 Mappa catastale – Comune Narni), messa a disposizione da Alcantara S.p.A. con costituzione di Diritto di Superficie, sottoscritto il 4 aprile 2019.

Tale superficie è adiacente, senza soluzione di continuità, all'area dell'attuale Centrale di trigenerazione ENGIE Servizi S.p.A. - già in esercizio e realizzata sulle particelle 251 e 144 Foglio 134 - e costituirà un unico impianto (stabilimento ENGIE Servizi S.p.A. per la produzione di energia termica, frigorifera ed elettrica).

Il nuovo impianto non richiede opere connesse, esterne al perimetro dello stabilimento. Le coordinate geografiche UTM nel sistema WGS84 del baricentro dell'area di intervento sono le seguenti:

- fuso 33T;
- long.: 291412 m E;
- lat.: 4706414 m N.

Le figure seguenti e gli allegati ne illustrano la localizzazione.

Figura 2 Vista aerea della localizzazione dell'impianto in progetto

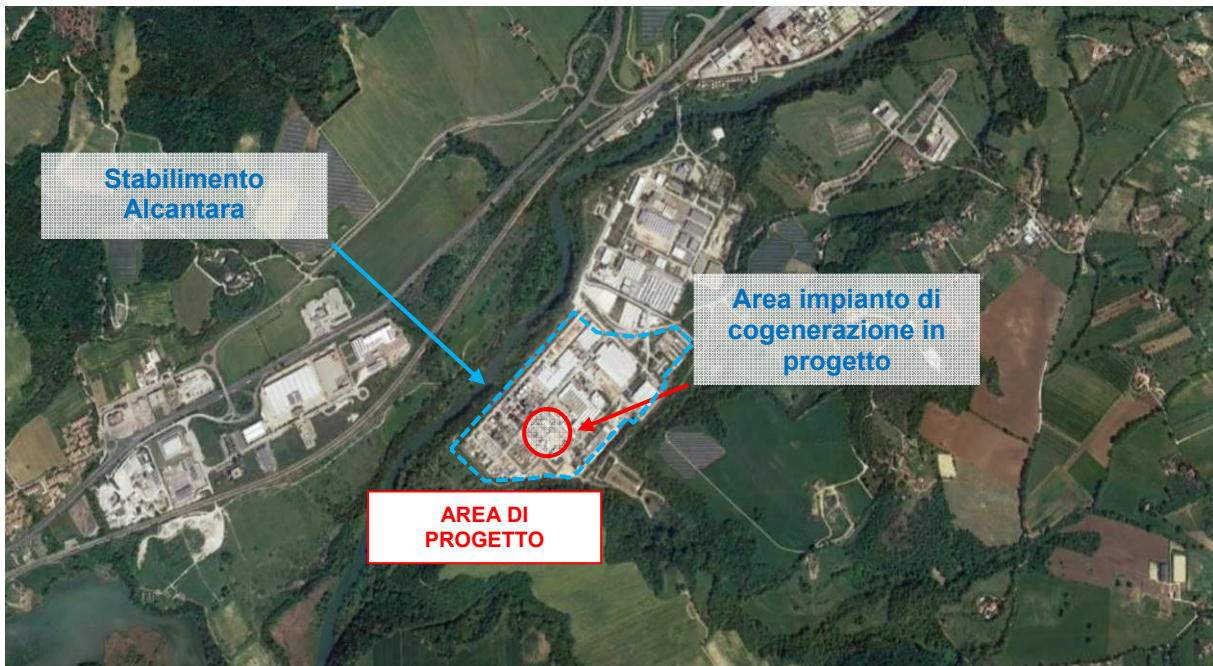
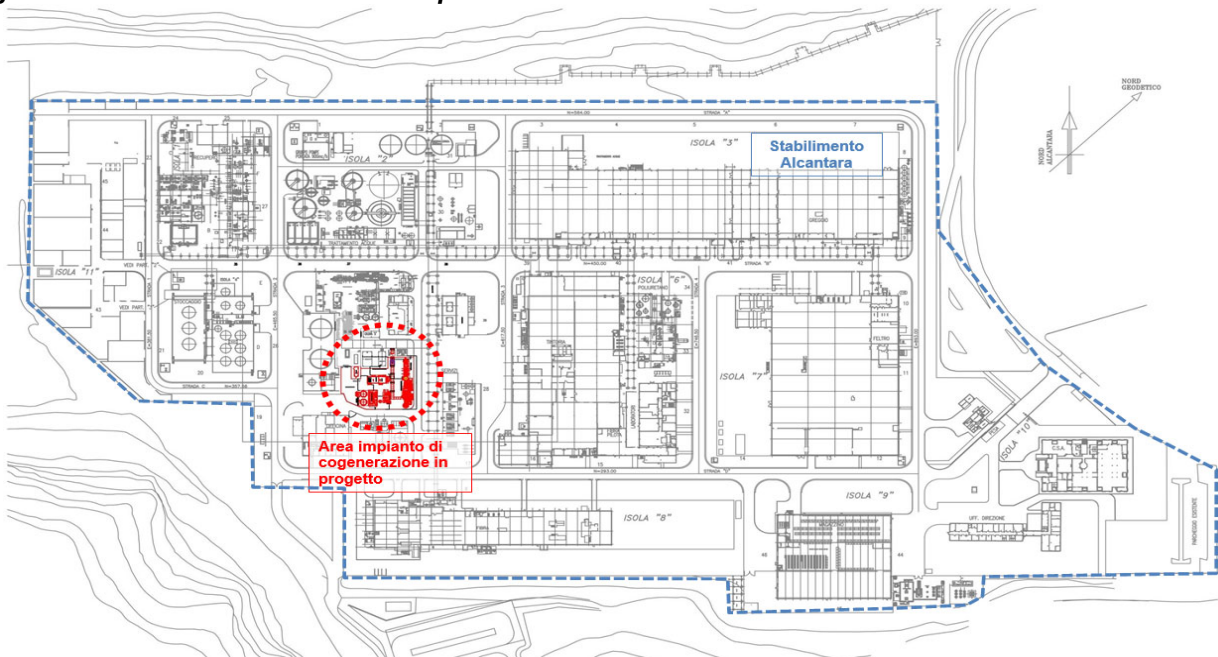


Figura 3 Localizzazione del nuovo impianto all'interno dello stabilimento Alcantara



In base al P.R.G. vigente del Comune di Narni la destinazione d'uso dell'intero complesso è di tipo D: zona ad insediamenti industriali, artigianali, commerciali, così come anche tutte le aree dello stabilimento Alcantara. L'area di ubicazione insiste, infatti, su di un'area industriale ove operano altre aziende appartenenti ai settori della chimica di base e della trasformazione ed è situata a circa 2 km di distanza dal centro cittadino di Nera Montoro e da altri insediamenti abitativi non rilevanti. La città di Narni è ubicata su di una collina a circa 10 km di distanza ed è il Comune di appartenenza del territorio di Nera Montoro.

L'area non è sottoposta a vincolo paesaggistico.

4. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO

4.1. Impianti esistenti

La centrale ENGIE Servizi S.p.A. risulta attualmente composta da:

- un gruppo principale, composto da n°1 turbina a gas Solar Turbines, modello Taurus 65, con potenza in ingresso pari a 18.760 kW_{comb} e potenza elettrica lorda erogata di 6.045 kW_{ele} (ISO-site).

Ad essa è associato un generatore di vapore a recupero:

- di potenza pari a 19.554 kW_{comb};
 - dotato di post firing che brucia l'ossigeno residuo presente nei fumi dal turbogas in modo da incrementare la temperatura dei fumi in ingresso alla caldaia e aumentare così la produzione di vapore;
 - dotato di fresh air che preleva aria ambiente e la convoglia nella camera di combustione del bruciatore, in vena;
 - ad un livello di pressione;
 - dotato di fascio evaporatore, economizzatore per la produzione di vapore saturo 20 bar(g);
 - dotato di camino di by-pass e camino di scarico finale;
 - in grado di produrre fino a ca. 13,7 t/h di vapore a 175°C e 20 bar(g), ridotto in pressione a 6 bar(g) prima di essere convogliato al collettore vapore dello stabilimento Alcantara S.p.A..
- n°1 caldaia ausiliaria back-up e di integrazione
 - alimentata a gas naturale;
 - di potenza pari a 14 MW_{comb};
 - ad un livello di pressione;
 - dotata di fascio evaporatore, economizzatore per la produzione di vapore saturo: 20 ton/ora a 6 bar(g).
- impianto di trigenerazione, costituito da:
 - n°1 motore a combustione interna GE Jenbacher, JMS 616 GS, alimentato a gas naturale, avente potenza 6 MW_{comb} ed in grado di erogare una potenza elettrica lorda di 2.682 kW_{ele};
 - n°1 modulo termico, atto alla produzione di acqua calda, avente potenzialità pari a 1.406 kW_t con temperature ingresso/uscita pari a 75/90 °C; tale energia è prodotta attraverso il recupero termico dai fluidi del blocco motore (acqua di raffreddamento cilindri, intercooler e olio lubrificante)
 - n°1 generatore di vapore SIAT a recupero (dai gas combusti del motore endotermico), atto alla produzione di vapore surriscaldato, avente le seguenti caratteristiche: portata di vapore 1.630 kg/h, pressione 6 barg, temperatura 175 °C
 - n°1 gruppo frigorifero ad assorbimento TRANE, atto alla produzione di acqua refrigerata, avente potenzialità pari a 984 kW_f con temperatura ingresso/uscita pari a 11/6 °C. Il gruppo frigorifero ad assorbimento è del tipo a singolo stadio alimentato con acqua calda. Il ciclo di funzionamento si realizza mediante

l'impiego di acqua, che funge da fluido refrigerante, in soluzione con bromuro di litio che svolge l'azione assorbente in ambiente mantenuto a pressione negativa. L'acqua di raffreddamento, necessaria per la condensazione della soluzione refrigerante del gruppo ad assorbimento, è prelevata dal circuito di raffreddamento acqua a servizio dei chiller, dei compressori e delle altre utenze tecnologiche dello stabilimento Alcantara S.p.A. ;

- relativi impianti ausiliari (riduzione pressione gas metano, produzione acqua osmotizzata, aria compressa...).

I gas di scarico provenienti dal turbogruppo e dal generatore di vapore a recupero sono inviati ad un camino (E1-I) posto a valle del generatore di vapore a recupero, di altezza pari a 15 metri e diametro 1,6 metri.

I gas di scarico provenienti dalla caldaia ausiliaria (di integrazione e back-up) sono inviati ad un camino (E2), di altezza pari a 15 metri e diametro di 0,9 metri.

I gas di scarico provenienti dall'impianto di cogenerazione sono inviati ad un camino (E4), posto a valle del generatore di vapore a recupero di altezza pari a 12 metri e diametro 0,6 metri.

I camini sono dotati di una presa di misurazione delle emissioni, sita in posizione tale da consentire il prelievo degli effluenti per le misurazioni di combustione e per gli autocontrolli periodici.

La direzione dei camini allo sbocco è verticale.

4.2. Impianti in progetto

Si prevede di far fronte all'aumento delle esigenze energetiche dello stabilimento Alcantara S.p.A., legate all'incremento di produzione nel medesimo, attraverso l'installazione di una nuova turbina a gas con GVR+post-combustore, e degli altri impianti ausiliari ad essi connessi. I suddetti impianti in progetto andranno ad incrementare le attuali potenzialità produttive della Centrale ENGIE Servizi S.p.A. esistente.

Le produzioni energetiche ed i relativi consumi previsti per far fronte a tali fabbisogni, per la Centrale ENGIE Servizi S.p.A. nell'assetto di progetto, ed in particolare per i nuovi impianti oggetto del presente studio, sono illustrati nel successivo §6.

L'impianto di cogenerazione in progetto è anch'esso alimentato con gas naturale ed è costituito da un turbogas, da un generatore di vapore a recupero con post-combustore e dagli altri impianti ausiliari descritti più in dettaglio nel seguito. Come detto, esso concorrerà, insieme alla Centrale ENGIE Servizi S.p.A. esistente, al soddisfacimento dei crescenti fabbisogni di energia termica ed elettrica del ciclo produttivo di Alcantara S.p.A..

L'impianto turbogas di prevista installazione (Solar Turbines TAURUS 65) è di tipologia e potenza analoga al turbogas già attivo nella Centrale ENGIE Servizi S.p.A. esistente: 38 MW_{comb} (incluso post-firing) e potenza elettrica ISO di circa 6 MW_e. Esso è dotato di sistema di comando e controllo con HMI e desktop remoto installato nella sala di controllo.

Il recupero termico dai gas combusti del turbogas viene realizzato, a valle del medesimo, mediante un Generatore di Vapore a Recupero (GVR), dotato di post-firing e di un sistema fresh-air. Il GVR sarà dotato di un fascio evaporatore, di un economizzatore per la produzione di vapore saturo a 20 bar(g), di camino di by-pass e di un camino di scarico finale.

Il Generatore di Vapore a recupero (GVR) è progettato per erogare vapore saturo alla pressione di 20 bar(g) il quale, prima di essere utilizzato nel processo, viene laminato alla pressione di 6 bar(g) e attemperato alla temperatura di 175°C grazie ad una valvola di laminazione e ad un attemperatore.

Il GVR con il solo apporto termico fornito dai fumi di scarico del turbogas, cioè in modalità cosiddetta “a recupero semplice”, produce circa 13,5 t/h di vapore; tale portata sale ad un massimo di 40 t/h con l’attivazione del post-bruciatore (post-firing) che utilizza come combustibile metano e come comburente l’ossigeno residuo presente nei fumi dal turbogas.

Tale processo consente di incrementare la temperatura dei fumi in ingresso alla caldaia e, quindi, di aumentare la produzione di vapore.

Il GVR è dotato di tutti gli organi di regolazione e sicurezza richiesti dalla direttiva 97/23 CE PED e soggetti a collaudo.

Tra lo scarico dei fumi del turbogas e l’immissione degli stessi nel GVR, è installato un sistema di serrande modulanti per permettere ai fumi di by-passare il GVR stesso in caso di anomalo funzionamento di quest’ultimo.

Sul camino di scarico degli effluenti gassosi (E5) è previsto un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME). Il sistema proposto è del tipo NDIR, con misura in continuo di CO, NO_x, O₂, e temperatura. Tale camino avrà direzione verticale, un diametro di 1,6 metri, un’altezza pari a 15 m e sarà dotato di scale e ballatoio per accesso alle prese campione come previsto dalla normativa.

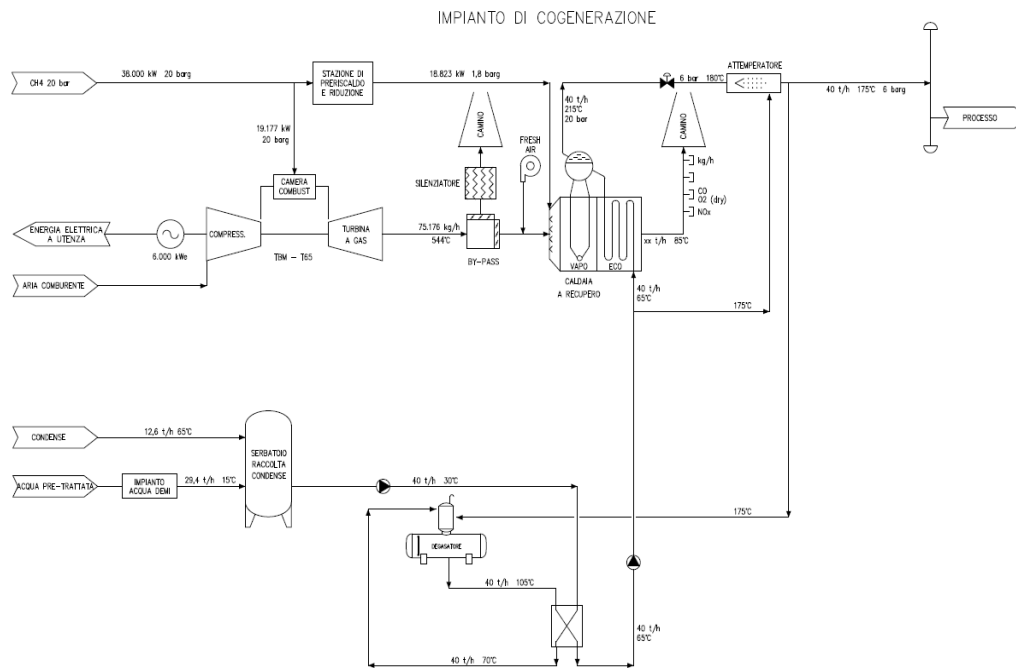
Il camino di by pass (E6), installato a monte del GVR, è considerato come condotto di emergenza e, quindi, non è previsto un monitoraggio in continuo. Anch’esso avrà un’altezza di 15 m e sarà dotato di silenziatore.

Il ciclo produttivo del sito Alcantara S.p.A. prevede un ritorno medio delle condense pari al 30% della quantità di vapore assorbito, ad una temperatura di circa 65°C. Tale fluido è raccolto in un serbatoio in acciaio al carbonio ed è miscelato con l’acqua demi di reintegro (15°C). La miscela condense / reintegro, prima di essere inviata al degasatore, viene preriscaldata passando attraverso uno scambiatore a piastre che sfrutta come fluido caldo l’acqua degasata (alla temperatura di 105°C).

Così facendo si riduce il consumo di vapore al degasatore per lo strippaggio dei gas disciolti e allo stesso tempo si raffredda l’acqua in uscita dal degasatore ottimizzando il recupero del calore sensibile dai fumi in coda al GVR.

Di seguito uno stralcio dello schema di processo dell’impianto in progetto proposto in allegato.

Figura 4 Process Flow Diagram



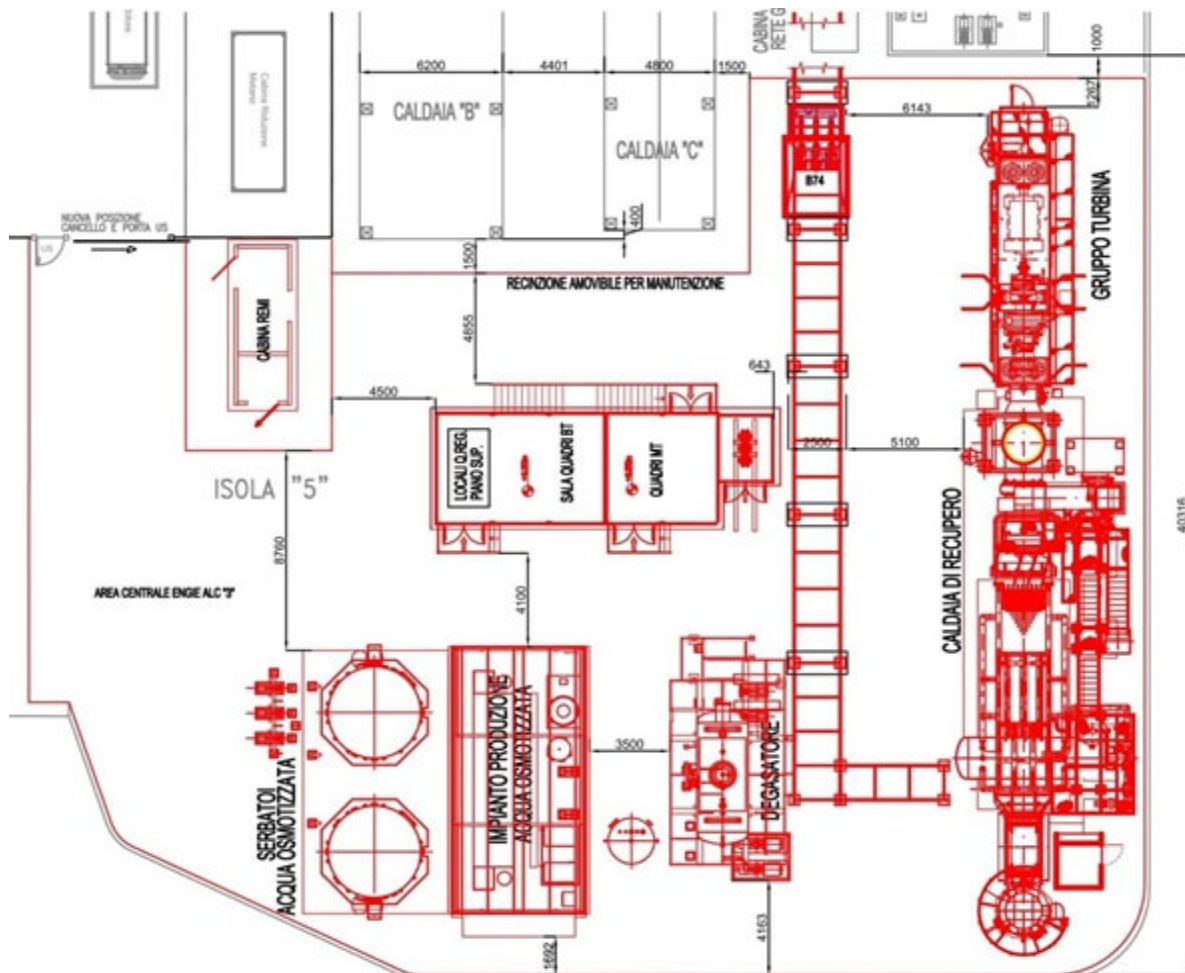
Il degasatore termofisico, con funzione di estrazione e strippaggio degli incondensabili, avrà una capacità di 42 m³/h con hold-up di 20 minuti. Il vapore di strippaggio è prelevato dal collettore vapore 6 bar(g) e inviato al degasatore con una nuova tubazione. Il degasatore è montato su una struttura metallica di altezza pari a 4 m, completa di scale e ballatoio per l'accesso.

Il generatore elettrico collegato al turbogas produce energia elettrica ad una tensione di 6 kV +/-5% e verrà connesso ad un nuovo quadro 6 kV installato nella sala quadri, prevista all'interno della nuova area di cogenerazione. Il collegamento alla rete 6 kV di stabilimento avverrà tramite una nuova linea elettrica interrata.

All'interno della sala quadri, per i servizi ausiliari dell'impianto, sarà previsto un "quadro Power Center" alimentato dall'energia elettrica prodotta dal cogeneratore attraverso un trasformatore ausiliario.

Di seguito uno stralcio della planimetria dell'impianto in progetto, proposta anche in allegato.

Figura 5 Lay out nuovo impianto



La supervisione e il controllo del nuovo impianto avverranno integrando nel DCS - che oggi governa il gruppo principale e il motore a gas - i segnali e i comandi dei componenti del nuovo impianto. Il controllo, la verifica e il monitoraggio dei dati (emissivi, di processo, di produzione delle energie e dei consumi) di tutti gli impianti (in esercizio e in progetto) avverranno quindi da un unico punto: l'attuale sala controllo.

Tra i principali impianti ausiliari necessari per il corretto funzionamento della turbina a gas e del GVR ad esso collegato si ricordano:

- la stazione di riduzione della pressione e preriscaldamento metano da 24 a 2 bar(g) per il bruciatore del Generatore Vapore a Recupero, realizzata in doppia linea e dotata di caldaia di preriscaldamento;
- l'impianto per la produzione di aria compressa (compressori a vite), necessaria per alimentare i sistemi di regolazione e i servizi;
- l'impianto di trattamento acqua, costituito da due linee ad osmosi inversa da 20 m³/h cadauna, due serbatoi di stoccaggio acqua demineralizzata da 150 m³ cadauno, n° 2 compressori aria (uno in stand-by all'altro).

Nello specifico, si prevede dunque, complessivamente, l'installazione di:

- n°1 Turbogas in versione package per installazione outdoor Solar Turbines TAURUS 65;
- n°1 Generatore di Vapore a Recupero (GVR), a circolazione naturale, composto da banco evaporatore ed economizzatore, scale e passerelle per accesso, sistema di dosaggio agenti chimici deossigenanti e alcalinizzanti su skid, oltre a:
 - Camino finale in acciaio al carbonio, h = 15 m, dotato di scale e ballatoio per accesso alle prese campioni;
 - Vent automatico e corpo cilindrico maggiorato per consentire variazioni da 8 fino a 20 t/h per minuto di vapore;
 - Impianto di post combustione di Generatore e impianto di fresh-air con modalità cambio al volo nel passaggio da funzionamento a recupero con post-firing a modalità fresh-air ;
- n°1 Condotto di collegamento tra turbogas e GVR, inclusivo di sistema di by-pass completo di scatola diverter e relative serrande;
- n°1 Camino di by-pass in acciaio legato h=15 m, completo di silenziatore;
- n°2 Pompe alimento GVR (2 x 100%) dotate di inverter;
- n°1 Impianto di produzione acqua demineralizzata costituito da n° 2 linee da 20 m³/h cad.;
- n°1 Degasatore termofisico da 42 m³/h, hold up di 20 min, strumentato, coibentato montato su struttura metallica di altezza pari a 4 m, completa di scale e ballatoio per l'accesso;
- n°1 Scambiatore a piastre in acciaio inox per il pre-riscaldamento della miscela condensate / reintegro;
- n°1 Serbatoio stoccaggio condensate da 13 m³ in acciaio al carbonio;
- n°2 Pompe rilancio condensate al degasatore (2 x 100%) dotate di inverter;
- n°2 Serbatoi di stoccaggio acqua demineralizzata in vetroresina con capacità 150 m³ cad.;
- n°1 Stazione di riduzione pressione e preriscaldamento metano 24 / 2 bar(g) per bruciatori GVR, realizzata in doppia linea e dotata di caldaia di preriscaldamento;
- n°2 Compressori aria su skid per la produzione di aria strumenti e servizi;
- quadro cogenerazione 6 kV - 40 kA comprensivo di interruttore di macchina generatore IG, misure IG, misure sbarra, interruttore alimentazione trasformatore servizi ausiliari, cella di partenza linea 6 kV;
- cavi MT di collegamento alla cabina esistente Alcantara;
- n°1 Trasformatore servizi ausiliari 6 / 0.4 kV isolato in resina;
- quadro PWC/MCC, quadro 110 VDC, quadro UPS 8 kVA, quadro tracciature;

- n°1 Sistema di analisi fumi sull'uscita GVR turbogas per la misura in continuo delle emissioni inquinanti, sistema NDIR (parametri misurati NO_x, CO, temperatura, O₂ compreso sistema di supervisione e controllo e relativa stazione).

4.2.1. Opere civili

Il nuovo turbogas in progetto, come detto, sarà della medesima tipologia e taglia del turbogas attualmente in esercizio. Ai fini di illustrare le caratteristiche dimensionali, dei materiali e visive dell'installazione in progetto si riportano pertanto di seguito:

- alcune immagini relative all'impianto esistente;
- uno stralcio delle viste dell'impianto in progetto

In allegato le viste e le planimetrie degli impianti in progetto.

Figura 6 Turbogas TG1 attualmente in esercizio nella Centrale ENGIE Servizi S.p.A.



Figura 7 Vista laterale treno turbogas+gvr

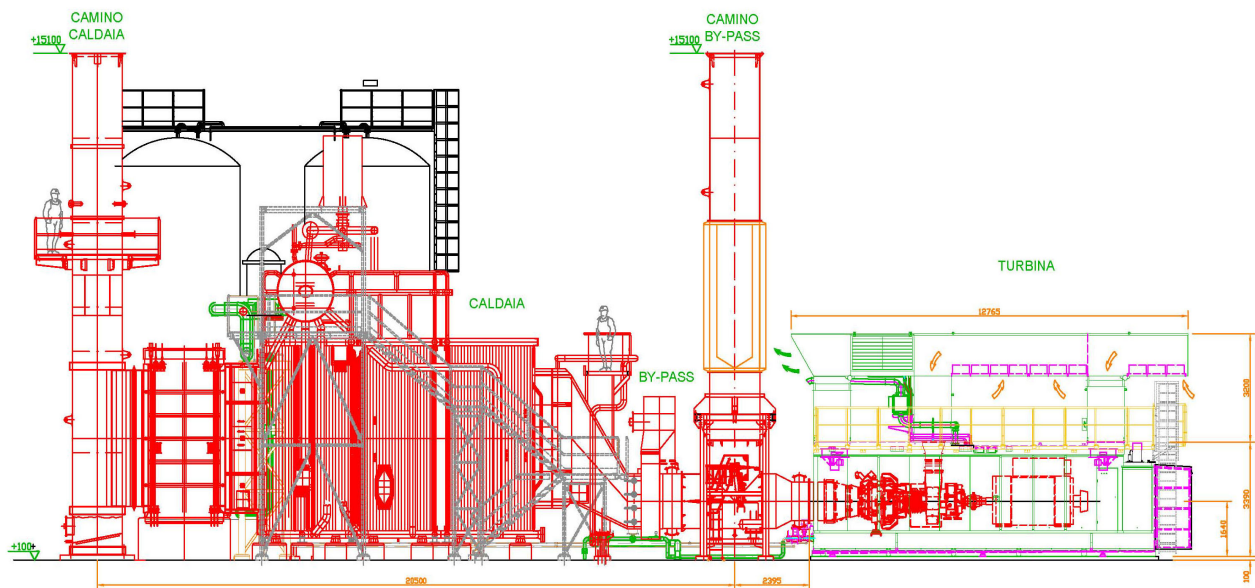
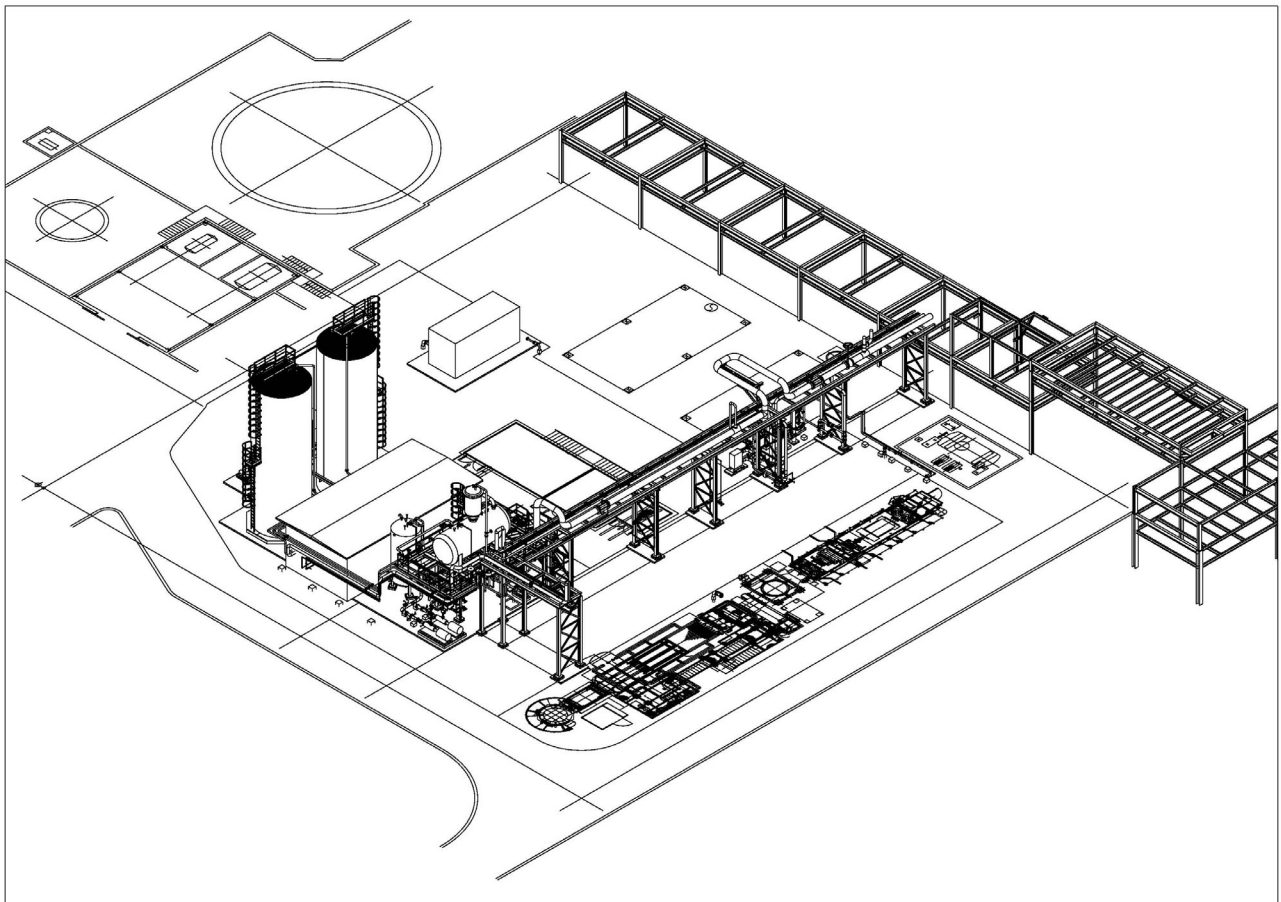


Figura 8 Vista nuovo pipe-rack di collegamento



Il package turbogas, la caldaia a recupero e il relativo camino saranno posati su basamenti in calcestruzzo armato, continui e fuori terra.

L'impianto trattamento acqua, i quadri media tensione, i quadri bassa tensione, i quadri di comando e controllo saranno ospitati da moduli prefabbricati costruiti con strutture in carpenteria metalliche e tamponate con pannelli sandwich.

Anche in questo caso la fondazione prevista sarà un basamento in calcestruzzo armato fuori terra.

Tali soluzioni costruttive comporteranno:

- La riduzione degli sbancamenti (valutabili in circa 500 m³);
- Il minor utilizzo di calcestruzzo e laterizi (si stimano, per i basamenti e le aree lastricate, getti di circa 600 m³);
- La riduzione delle ore di lavoro e, quindi dell'impatto ambientale, dei mezzi escavatori nonché di quelli necessari per il trasporto dei materiali di risulta.

Si precisa che nel corso del mese di gennaio 2019 ENGIE Servizi S.p.A. ha effettuato una caratterizzazione del sottosuolo nell'area interessata dal progetto, tramite perforazioni fino a 5 m.

Le analisi non hanno evidenziato, nella stratigrafia in questione, forme di inquinamento.

I materiali di risulta derivanti da scavi legati all'esecuzione dei basamenti dei nuovi packages e per la posa delle linee interrato verranno smaltiti in discariche autorizzate della zona (da definire), secondo le modalità previste dalla normativa vigente.

4.2.2. Caratteristiche tecniche dei principali sistemi componenti il nuovo impianto

4.2.2.1. Turbogas (TG2)

Come indicato in premessa, per la produzione combinata di energia termica ed elettrica, è stata individuata una turbina a gas Taurus T65, alimentata con gas metano, costruita da Solar Turbines, identica a quella installata ed in esercizio. Si tratta di una macchina motrice rotante a combustione interna. In quanto dotata un compressore d'aria e di una camera di combustione, è in grado di produrre un fluido in pressione a elevata temperatura che, espandendosi negli stadi turbina, fornisce energia meccanica.

I componenti principali di tale macchina sono:

- Compressore ingresso aria;
- Turbina assiale multistadio;
- Sistema IGV;
- Valvole di bleed e tubazioni blow-off;
- Sistema drenaggio;
- Combustori del tipo a basse emissioni DLN/DLE in modo da garantire i limiti di emissione;
- Riduttore di potenza, per la riduzione dei giri dalla velocità della turbina a gas ai 1500 rpm del generatore sincrono;
- Diffusore e condotto di convogliamento gas di scarico per il collegamento alla flangia del giunto di dilatazione d'ingresso del camino di bypass, completo di protezione acustica e isolamento termico;
- Generatore e ausiliari, completo di sistema di raffreddamento ad aria e scaldiglie anticondensa nello statore e nel comparto collettore;
- Sistema elettrico comprendente:

- Sistema di eccitazione con regolatore automatico di tensione (RAT), eccitatrice e relativi cavi di connessione ;
 - Compartimenti per Terminali Generatore;
 - Messa a terra del generatore.
-
- Strutture metalliche, smorzatori di vibrazione;
 - Sistema di monitoraggio vibrazioni della turbina, generatore, riduttore e sistema di protezione sovra-velocità;
 - Sistema di avviamento TG2;
 - Sistema di raffreddamento ausiliari di macchina;
 - Sistema di lavaggio del compressore ON/OFF line;
 - Sistema Aspirazione aria;
 - Sistema di filtrazione e convogliamento aria comburente;
 - Silenziatore sul sistema ingresso aria comburente con pressione sonora inferiori a 80 dB(A) a 1 m di distanza;
 - Sistema alimento gas naturale;
 - Sistema di lubrificazione;
 - Sistema di ventilazione aria con silenziatori sui condotti aria ingresso e uscita;
 - Cabinato treno di potenza;
 - Sistema di controllo, protezione, monitoraggio e supervisione.

Tutti i componenti del turbogas saranno disposti su un telaio in carpenteria metallica e l'intero gruppo sarà inglobato in una cofanatura, realizzata con in pannelli metallici fonoassorbenti. Tale soluzione consentirà di:

- garantire il rispetto, all'esterno del package, dei limiti emissivi acustici previsti dalla normativa vigente;
- di svolgere le attività di controllo in assoluta sicurezza.

Al fine di mitigare l'impatto acustico, anche i sistemi di ventilazione e di espulsione saranno dotati di opportuni sistemi di abbattimento.

Di seguito una scheda riassuntiva dei parametri energetici del gruppo turbina e dell'alternatore e alcune immagini del gruppo fornite dal costruttore.

Turbina

- | | |
|------------------------|--------------------|
| • Costruttore Turbogas | Solar Turbines |
| • Modello /Tipo | Taurus 65 (T-8701) |

Caratteristiche turbogas al 100% di carico

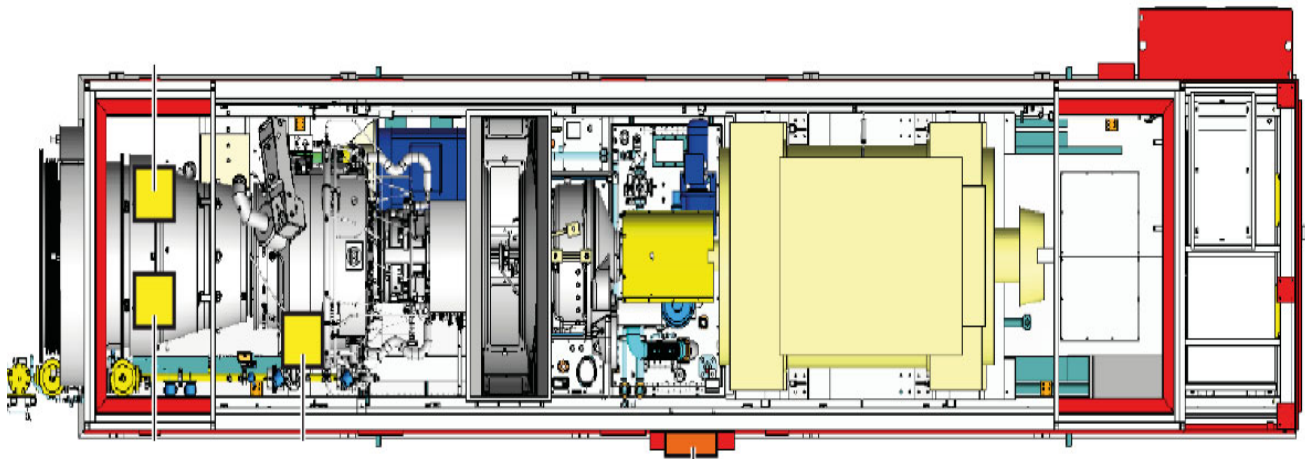
- | | |
|---|--|
| • Combustibile | gas naturale |
| • Potenza elettrica nominale | 6.053 KW |
| • Portata nominale gas di scarico alle condizioni ISO | 20,88222 kg/s
96.225 Nm ³ /h |

- | | |
|---|--|
| • Temperatura gas scarico alle condizioni ISO | 544 °C |
| • Consumo alle condizioni ISO | 19181 kW comb
1957,3 Sm ³ /h |
| • Consumo ausiliari turbina carico continuo | 45 kW |

Rendimenti

- | | |
|------------------------------|-------|
| • Rendimento elettrico | 32,5% |
| • Rendimento termico globale | 92% |

Figura 9 Turbogas : immagini e sezione



Condizioni di riferimento e tolleranze funzionali

- | | |
|----------------------------------|------------------------|
| • Temperatura dell'aria esterna: | 15 °C |
| • Umidità relativa aria esterna: | 60 % |
| • Fattore di carico | 100 % |
| • Inlet pressure drop | 100 mmH ₂ O |
| • Outlet pressure drop | 200 mmH ₂ O |
| • Fattore di potenza | 1 |

Generatore Elettrico

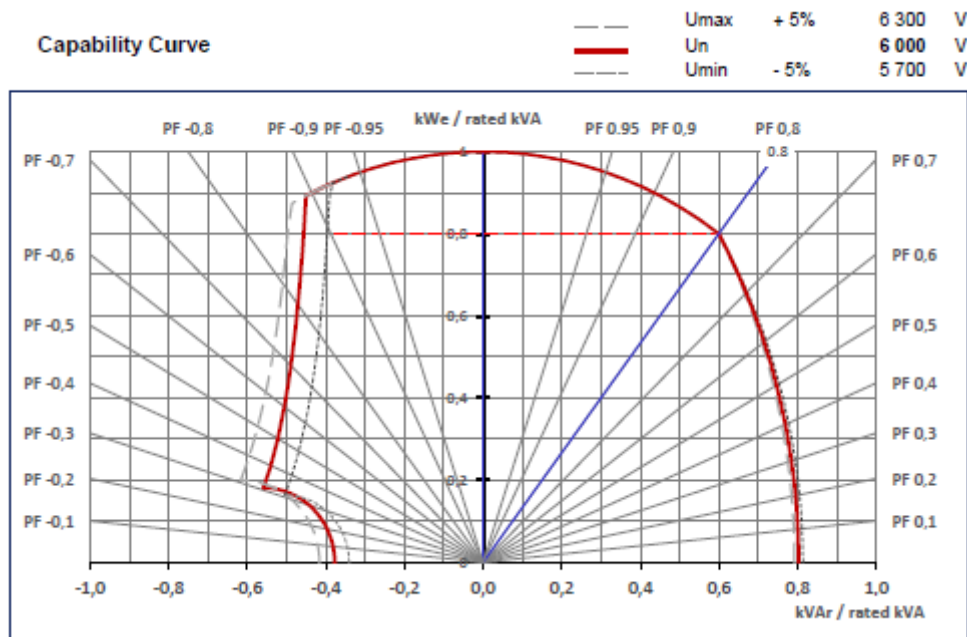
Anche l'alternatore sarà disposto su un telaio in carpenteria metallica e inglobato in una cofanatura, realizzata con in pannelli metallici fonoassorbenti. Tale soluzione consentirà di:

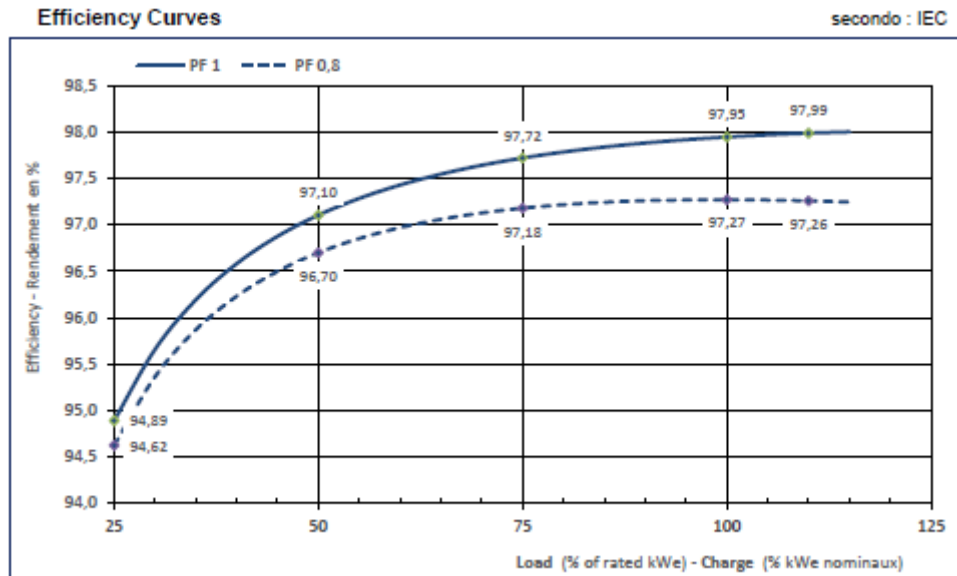
- garantire il rispetto, all'esterno del package, dei limiti emissivi acustici previsti dalla normativa vigente;
- di svolgere le attività di controllo in assoluta sicurezza.

Al fine di mitigare l'impatto acustico anche i sistemi di ventilazione e di espulsione saranno dotati di opportuni sistemi di abbattimento.

- | | |
|---------------------------------------|--------------------|
| • Costruttore | Nidec-LEROY SOMER |
| • Modello / Tipo | LSA 56 MZL110 - 4P |
| • Potenza nominale | 7.900 kVA |
| • Potenza el. resa ($\cos\phi=0,8$) | 6.320 kW |
| • Tensione | 6.000 V |
| • Range di tensione | $\pm 5 \%$ |
| • Frequenza | 50 Hz |

Figura 10 Limiti di funzionamento del generatore e curve di efficienza





Conformità con le Direttive Europee ed internazionali turbogas-alternatore

Il gruppo turbogas e tutte le macchine elettriche installate, riportano il marchio CE indicante la conformità con le seguenti Direttive Europee:

- Direttiva Bassa Tensione 73/23/EEC;
- Direttiva Macchine 89/392/EEC;
- 2014/30/CE (electromagnetic compatibility);
- 2014/35/UE (low voltage).

Il gruppo turboalternatore è dotato di tutti i dispositivi di sicurezza richiesti dalle norme tecniche e di legge, ed in particolare:

- dispositivi automatici di arresto per sovratemperatura o caduta di pressione dell'olio lubrificante;
- intercettazione automatica del flusso di combustibile per arresto del gruppo;
- sistema di sorveglianza gas;
- sistema di protezione antincendio.

Il gruppo inoltre soddisferà le direttive europee circa i requisiti minimi di sicurezza e di salute per la protezione dei lavoratori.

4.2.2.2. Generatore di Vapore a Recupero (GVR)

La produzione di vapore avverrà tramite il recupero termico dai gas di scarico della turbina a gas. È presente un sistema di postcombustione che utilizza metano al fine di incrementare la temperatura dei gas in ingresso e, quindi la produzione di vapore nel caso di incremento della richiesta termica dell'utente industriale finale.

Il GVR produrrà vapore a 20 bar(g), inviato alla rete interna di stabilimento previo atterramento a 175°C e riduzione della pressione a 6 bar(g).

Il generatore di vapore previsto, installato all'aperto, è del tipo a circolazione naturale a tubi d'acqua, a singolo corpo cilindrico (Steam drum), con camera di combustione di tipo "WATER COOLED " realizzata con pareti membranate a tubi d'acqua.

Le pareti perimetrali del circuito gas (side walls) sono di tipo tubolare membranate; quelle del blocco caldaia sono isolate mediante pannelli in lana di roccia contenuti da una lamiera metallica esterna di finitura.

I principali componenti sono:

Struttura

Struttura di sostegno in acciaio al carbonio per sorreggere i vari elementi di scambio termico nonché gli accessori per la regolazione e il controllo della macchina. Sono previste inoltre scale e passerelle per l'accesso ai componenti sopra elencati e alla strumentazione, costruite in accordo alle prescrizioni delle vigenti disposizioni in vigore.

La struttura è esercita a condizioni di temperatura ambiente in quanto isolata termicamente rispetto al recuperatore.

Figura 11 Generatore di Vapore di Recupero



Camera di combustione

La camera di combustione risulta essere la prima sezione di scambio del generatore di vapore e si comporta da camera ad irraggiamento non luminoso, nel caso di esercizio a semplice recupero, e da camera ad irraggiamento luminoso nei casi di esercizio a combustione supplementare.

La camera di combustione del generatore di vapore è costituita da un complesso di pareti a tubi d'acqua facenti parte del circuito idraulico della caldaia.

Le superfici di scambio ed i conseguenti carichi termici superficiali e volumetrici sono dimensionati considerando l'apporto di calore complessivo massimo che si raggiunge nei casi di esercizio a postcombustione.

I carichi termici nonché la geometria stessa della camera di combustione sono stati progettati per l'ottimizzazione della combustione e la minore formazione di inquinanti (CO e NO_x).

Nella sezione di ingresso della camera di combustione sono installati i moduli del bruciatore radiante.

La camera di combustione è dotata di un fondo rivestito con un piano di tavelle in materiale refrattario, posate a secco e provviste di giunti di dilatazione.

L'accesso alla camera di combustione è garantito dalla presenza di adeguate portelle di ispezione con tenuta alla pressurizzazione. I

n camera di combustione sono installate prese strumentali e spie di ispezione per il monitoraggio della combustione in prossimità del bruciatore ed in prossimità della prima fila di tubi costituenti il fascio convettivo.

Fascio tubiero evaporatore

Il fascio evaporatore costituisce la sezione convettiva della caldaia ed è realizzato mediante tubi verticali collegati a collettori orizzontali di circolazione mediante saldature a piena penetrazione.

I tubi sono disposti in modo da ottimizzare il recupero di calore e per assicurare la massima possibilità di ispezione.

Tutti i tubi costituenti il fascio sono finiti a caldo, senza saldatura.

Il fascio tubiero evaporatore è costituito da tubi di scambio a superficie liscia (non alettati) e a superficie estesa (tubi alettati).

La zona del fascio tubiero costituita da tubi alettati sarà investita da gas con temperature massime di 680 °C.

Il fascio evaporatore è dotato di sistemi antivibranti, con barre trasversali e/o con tubi tiranti. I sistemi antivibranti sono realizzati allo scopo di limitare i fenomeni di vibrazione dovuta all'interazione dei gas turbina con i tubi dell'evaporatore.

Corpo cilindrico superiore (steam drum)

Il corpo cilindrico separa l'acqua dal vapore saturo e indirizza quest'ultimo ai banchi surriscaldatori per la produzione di vapore surriscaldato alla temperatura di esercizio, inviato successivamente al collettore dell'utenza Alcantara S.p.A..

Pareti perimetrali

Il perimetro esterno della caldaia e la suddivisione dei canali sono costituiti dai tubi membranati.

I tubi sono uniti tra di loro mediante aletta longitudinale con saldatura continua da ambo i lati in modo da garantire una perfetta tenuta del circuito fumi e il convogliamento degli stessi attraverso i canali costituenti l'unità.

Tubi di caduta e sistema di circolazione

Sono previsti tubi di caduta per collegare il corpo cilindrico ai collettori inferiori.

Lo scopo di detti tubi è quello di realizzare la circolazione naturale dell'acqua; sono montati esternamente al circuito fumi e non sono riscaldati.

È previsto un sistema di collettori nella parte bassa della caldaia avente la funzione primaria di alimentare l'acqua ai diversi moduli dell'evaporatore e di fungere da base di appoggio dello stesso.

Un sistema equivalente è previsto nella parte superiore dell'evaporatore per raccogliere e convogliare il vapore prodotto ai sistemi di separazione montati nel corpo cilindrico.

Economizzatore

IL GVR prevede un economizzatore che consente di incrementare il recupero termico dai gas combusti provenienti dalla turbina. Tale energia verrà utilizzata per preriscaldare l'acqua di alimento caldaia.

Si tratta di un fascio tubiero ad arpa, costituito da tubi alettati realizzato, in parte, in acciaio inossidabile AISI 304.

Basamenti di supporto

La caldaia è di tipo appoggiato ed è libera di espandersi verso l'alto durante il riscaldamento.

Il sistema di supporto è costituito da apposite selle nelle zone sottostante l'unità, dimensionate sulla base delle dimensioni e del peso della caldaia.

Isolamento termico

La caldaia è isolata termicamente con strati di lana minerale.

Lo spessore del materiale isolante è funzione della temperatura di esercizio della caldaia per minimizzare le dispersioni di calore e proteggere il personale da eventuali punti caldi.

Come standard di dimensionamento è stata adottata una temperatura superficiale esterna non superiore a 30 °C di sovratemperatura rispetto all'ambiente in aria calma.

I materiali refrattari sono ridotti al minimo possibile e, ove richiesti, hanno un contenuto di Al₂O₃ non inferiore al 44%.

Le superfici che presenteranno temperature locali superiori a 50 °C in aria calma saranno protette con adeguati mezzi di protezione per evitare pericoli al Personale (Protezione Personale).

Rivestimento esterno

Il rivestimento isolante della caldaia è costituito da lamiere in alluminio supportate da un'intelaiatura d'acciaio.

Le tenute verso l'esterno, all'altezza delle connessioni con i corpi cilindrici, sono realizzate a mezzo di scatolature saldate a tenuta.

Valvole, strumentazione ed accessori

Il generatore di vapore è corredato di tutte le valvole, accessori e strumentazione locali necessari per garantire il controllo, la regolazione e la sicurezza dell'esercizio così come richiesto dalla normativa vigente.

Fra quelli più rilevanti ai fini della sicurezza e integrità dell'equipment si ricordano:

- Organi primari di misura di portata;
- Trasmettitori di portata-pressione-livello con segnali in uscita di 4-20 mA;
- Termocoppie e/o termoresistenze;
- Valvole di controllo con posizionatore elettro/pneumatico idoneo a ricevere segnali 4-20 mA.

Sistema di supervisione e controllo

La caldaia è dotata di un sistema di supervisione e controllo che consente la regolazione della produzione di vapore nonché dei parametri di processo.

Il Generatore di vapore previsto è progettato ed equipaggiato con componenti in grado di permettere l'esercizio in assenza di presidio continuativo per 72 ore.

Il PLC di tale equipment è interfacciato con il DCS di centrale al fine di avere pieno governo di tutti i packages costituenti la nuova Centrale : di quelli esistenti e già in esercizio e di quelli in progetto.

Condotti fumi

Si tratta del collegamento tra l'uscita del turbogas TG2 e l'ingresso alla caldaia.

È previsto, in caso di improvvisa indisponibilità della caldaia, la deviazione momentanea dei fumi del turbogas, attraverso un sistema di serrande, ad un camino di emergenza (by-pass).

La costruzione dei condotti è prevista in lamiera d'acciaio saldata e debitamente rinforzata per resistere alle sollecitazioni termiche e dinamiche. I condotti prevedono giunti d'espansione per compensare i movimenti relativi, causati da escursioni termiche.

Camino principale

Il convogliamento dei fumi in atmosfera avviene tramite un camino di altezza pari a 15 m, posto all'uscita della caldaia, a valle dell'economizzatore.

Realizzato in acciaio al carbonio, sarà autoportante ed ancorato alla base tramite flangiatura e giunzioni fissate con bulloni.

Al fine di evitare la condensazione dei fumi, è previsto l'isolamento tramite lana di roccia (spessore pari a 100 mm) e finitura in lamiera metallica.

Lungo il suo sviluppo sono previsti:

- Prese regolamentari per analisi emissioni;
- Prese per strumentazione monitoraggio processo;
- Convogliatore e bocchello per drenaggio acqua piovana e condense posto alla base del camino;
- Portella di ispezione posta (alla base del camino);
- Anelli di irrigidimento.

Impianto di combustione

Il generatore di vapore sarà dotato di un sistema di combustione supplementare, posto all'ingresso della camera di combustione (bruciatore di tipo a moduli radianti).

Il bruciatore supplementare sarà adatto a funzionare accoppiato a sistemi di regolazione automatica e protezione contro mancanza fiamma.

È progettato per funzionare utilizzando come comburente l'ossigeno residuo presente nei fumi di scarico della turbina a gas oppure, in caso di mancanza fumi da Turbina a Gas, con una corrente di aria generata da un ventilatore ausiliario (Esercizio Fresh – Air).

La sua configurazione consente di mantenere una fiamma stabile su tutto il campo di regolazione previsto.

La costruzione degli stabilizzatori di fiamma assicura l'affidabilità di funzionamento alle temperature ed alle condizioni di combustione specificate.

Impianto "fresh air"

Il sistema di FRESH AIR consente la marcia della caldaia con turbogas fuori servizio.

L'impianto è composto da:

- Ventilatore Centrifugo completo di:
 - motore elettrico;
 - cinghia di trasmissione motore-ventilatore con carter di protezione;
 - basamento comune motore-ventilatore;
 - cassa aspirante con silenziatore;
 - serranda regolazione portata di tipo DAPO' con comando Manuale per taratura Max. portata;
- Condotto mandata aria comprendente:
 - giunto di espansione;
 - serranda di intercettazione a doppia tenuta con valvola on/off aria tenute;
- Strumentazione per la gestione della logica di comando e delle sicurezze dei componenti;
- Condotto aria (di fresh air);
- Distributore dell'aria di fresh air al bruciatore;
- Ventilatore aria tenuta serranda intercetto e raffreddamenti spie camera combustione e rilevatore fiamma.

La riduzione della temperatura di combustione comporta, conseguentemente, la riduzione della formazione di NO_x termico.

Tale condizione si verifica riciclando una quota dei gas di combustione stessi prelevati nel punto più "freddo" del circuito fumi ovvero alla base della ciminiera.

Mediante una condotta pressurizzata ed un ventilatore di estrazione/pompaggio si convoglia la porzione dei fumi prelevati al camino fino alla cassa aria comburente che alimenta i bruciatori.

Al fine di ridurre l'impatto acustico:

- i ventilatori saranno provvisti di cuffie e silenziatori sulla bocca di aspirazione;
- le valvole di sicurezza saranno dotate di silenziatori.

I dati caratteristici del GVR in progetto sono:

• Costruttore	Neoterm o equivalente
• Modello / Tipo	Tubi d'acqua Verticali
• Pressione di bollo	25 bar
• Pressione di esercizio	20 bar
• Potenzialità	8.045 kW
• Capacità	36000 litri
• Portata di vapore	43 ton/h (fresh/air)
• Caratteristiche del vapore	saturo
• Temperatura vapore esercizio	215 °C
• Temperatura vapore progetto	250 °C
• Max Consumo Gas Naturale (Post Comb)	20.200 MW _t
• Max Consumo Gas Naturale (Fresh Air)	31.750 MW _t
• Tipo di Bruciatore	vena d'aria (moduli radianti)
• Temperatura fumi di progetto	590 °C
• Temperatura fumi di esercizio	544 °C
• Temperatura acqua di progetto	109 °C
• Temperatura acqua di esercizio	65 °C

La progettazione, costruzione ed esercizio di tale macchina avverranno in conformità alle normative vigenti.

Le macchine saranno certificate secondo le Direttive della Comunità Europea applicabili.

4.2.2.3. Sistema di Produzione Acqua Osmotizzata

La produzione di vapore avverrà utilizzando acqua proveniente dalla rete di distribuzione acqua industriale del sito Alcantara S.p.A., prelevata dal fiume Nera che scorre lungo un lato del perimetro dello stabilimento.

Qui di seguito alcuni dei dati caratteristici che identificano le condizioni medie di tale acqua, utilizzati per il dimensionamento dell'impianto di trattamento oggetto di questo paragrafo.

Tabella 1 Dati caratteristici medi acqua industriale

Durezza totale	: 18	°F	Bicarbonato	: <1	mg/l	HCO ₃	
Calcio	: 38.9	mg/l	Ca ⁺⁺	Cloruro	: 113	mg/l	Cl-1
Magnesio	: 18	mg/l	Mg ⁺⁺	Solfato	: 114	mg/l	SO ₄ -2
Alcalinità Totale	: 15	mg/l	CaCO ₃	Fluoruro	: 0.16	mg/l	F-1
Sodio	: 82.1	mg/l	Na ⁺	Nitrato	: 2.64	mg/l	NO ₃ -1
Potassio	: 1.72	mg/l	K ⁺	Nitrito	: n.d.	mg/l	NO ₂ -2
Ammonio	: 0.43	mg/l	NH ₄ ⁺	Fosfato	: < 0.1	mg/l	PO ₄ -3
Bario	: 0.045	mg/l	Ba ²⁺	Silice Disciolta	: 5.8	mg/l	SiO ₂
Stronzio	: n.d.	mg/l	Sr ²⁺	Silice Colloidale	: n.d.	mg/l	SiO ₂
Ferro	: 0.004	mg/l	Fe ²⁺ /Fe ³	Carbonato	: 9.0	mg/l	CO ₃ -2
Manganese	: 0.039	mg/l	Mn ²⁺	Altri Anioni	: n.d.	mg/l	
Altri Cationi	:						
Alluminio	: 0.124	mg/l	Al				

pH	: 9.43		TDS	: n.d.	mg/l
Conducibilità	: 622	microS/cm	Solidi Sospesi	: 2	mg/l
Cloro libero	: 0	mg/l	SDI (15 min)	: ≤ 3.0	
Ossigeno disciolto	: n.d.	mg/l	NTU	: n.d.	
C.O.D	: 9.6	mg/l	TOC	: n.d.	mg/l
B.O.D.5	: n.d.	mg/l	Carica batterica	: 24	UFC/ml
			(22 °C)		
Altri composti	: n.d.	mg/l	Carica batterica	: 2	UFC/ml
			(37 °C)		

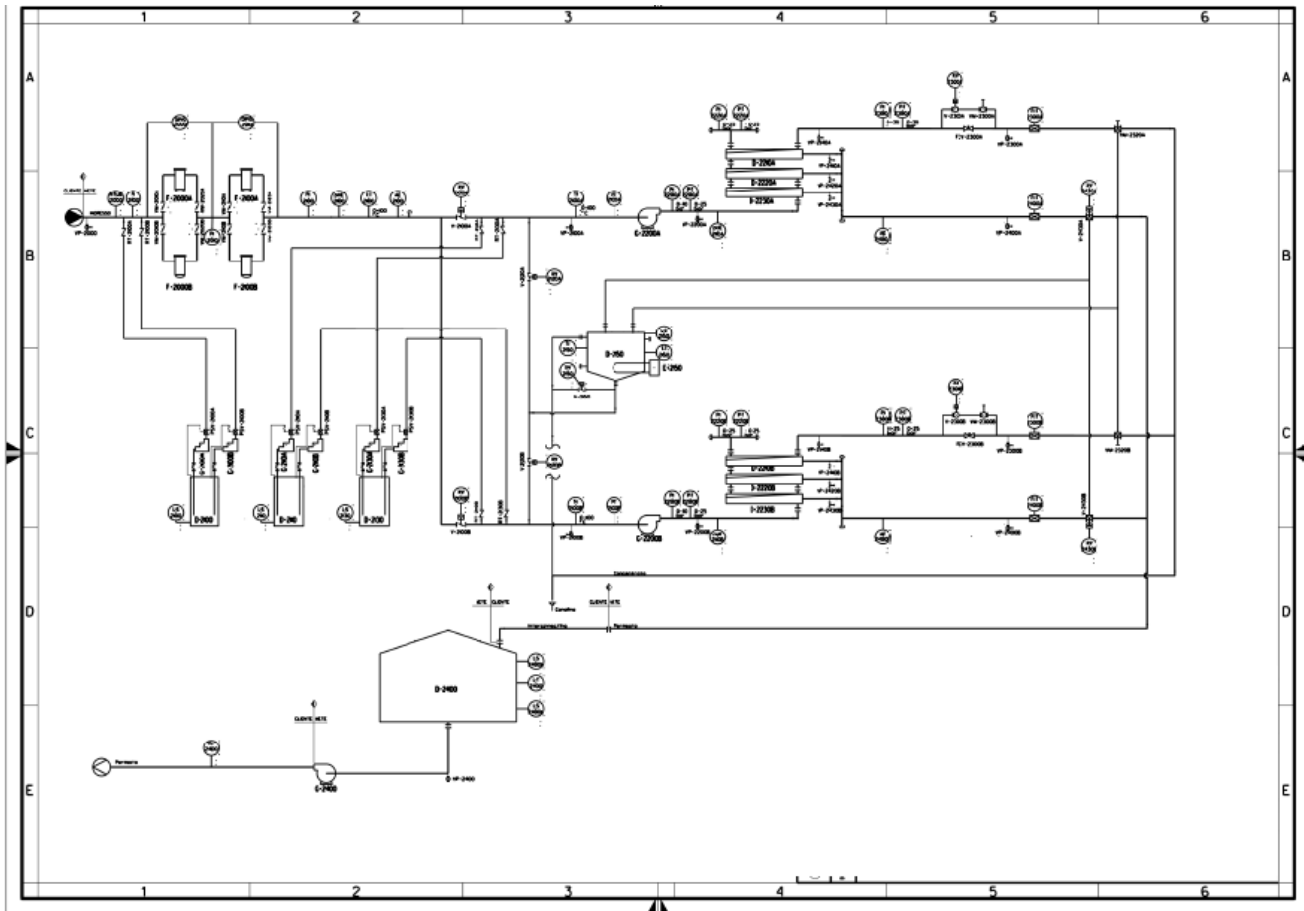
L'impianto è costituito dalle seguenti sezioni (si veda figura Process Flow Diagram seguente per i dettagli):

- Sezione pretrattamento:
 - N°1+1 filtro a sacco;
 - N°1 gruppo dosaggio DBNPA;
 - N°1+1 filtro a cartuccia;
- Sezione di osmosi inversa formata da n°1+1 impianto di osmosi inversa per il trattamento di acqua tipo brackish, ciascuno costituito da:
 - Sezione dosaggi chemicals (antiscalant e acido solforico);
 - Sezione di pressurizzazione e dissalazione tramite tecnologia OI;
 - Sezione di lavaggio delle membrane – CIO (comune alle due linee);
 - Sezione di rilancio del permeato.

L'acqua prodotta da tale impianto avrà le seguenti caratteristiche:

- TDS nominale permeato OI 3,0 mg/l a 15°C (acqua bassa salinità)
- TDS nominale permeato OI 5,8 mg/l a 15°C (acqua alta salinità)
- pH 5,5÷7,9

Figura 12 Diagramma di processo impianto osmosi



La portata nominale di progetto del permeato, prodotta a partire da acqua industriale con caratteristiche pari a quelle indicate sopra, è pari a 20 m³/h per ogni linea.

Di seguito alcuni dati caratteristici dell'impianto di trattamento acqua:

- Tipo di membrane down bw low fouling
- Numero membrane 21+21
- Totale superficie membrane 777 x 2 m²
- Reiezione 99,65%
- Pressione di progetto 12-19 bar (temp=10-15°C, R=75%)

Anche tale impianto sarà dotato di un sistema di controllo e supervisione che consentirà la produzione in automatico in funzione delle necessità del generatore di vapore.

Tutti i segnali ed allarmi saranno rimandati al DCS del sito ENGIE Servizi S.p.A., ubicato nella sala controllo.

4.2.2.4. Sistema di Protezione Antincendio

La Centrale oggi in esercizio così come quella in progetto prevedono dispositivi che consentono la supervisione e il controllo da remoto; per quanto sopra indicato il personale verifica dalla sala controllo esistente i dati di processo e di funzionamento dell'intero sito.

Sono previste ispezioni periodiche in campo per le verifiche preventive e a seguito della ricezione di allarmi di malfunzionamento segnalati a DCS.

È da precisare che il personale posto a presidio della centrale ENGIE Servizi S.p.A. è composto da tecnici a conoscenza delle caratteristiche del luogo di lavoro, formati ed informati sui rischi di incendio presenti sul sito.

In accordo alle vigenti normative in materia (D.Lgs 81/08 e s.m.i., DM 10/03/98 e sm.i.), anche presso la zona di ampliamento interessata dal nuovo impianto di trigenerazione sarà predisposto un sistema di vie di fuga tale da garantire l'esodo del personale in caso di emergenza.

Per il ridotto numero di persone presenti sono previste vie di esodo che permettono un rapido deflusso verso luoghi sicuri costituiti da spazi a cielo libero circostanti la centrale.

Si precisa che gli impianti che fanno capo alla centrale ENGIE Servizi S.p.A. saranno installati all'aperto e, come tali, circondati da viabilità o spazi di manovra a cielo libero.

I locali chiusi sono costituiti da container fuori terra, anch'essi circondati da viabilità o spazi di manovra a cielo libero.

Ai fini della prevenzione incendi, le sostanze pericolose che verranno detenute nell'ambito del layout impiantistico di progetto risultano essere invariate, per tipologia, rispetto a quelle approvate con CPI vigente, rif. prot. n.4173 del 16/3/17.

Il progetto di ampliamento prevede infatti, in quanto necessarie allo svolgimento del ciclo di produzione del nuovo impianto di cogenerazione, le seguenti sostanze pericolose in caso di incendio:

- **GAS METANO**
È previsto l'incremento del consumo di gas metano, utilizzato per l'alimentazione di combustibile del nuovo gruppo di cogenerazione (si veda il §6 per i quantitativi);
- **OLIO LUBRIFICANTE**
Trattasi di lubrificante per il nuovo TG2 (si veda il §6 che annovera la quantità e le modalità di stoccaggio).
- **ADDITIVI CONDIZIONANTI ACQUA INDUSTRIALE**
Trattasi di additivi per il condizionamento dell'acqua alimento della nuova caldaia di produzione vapore (si veda il §6 che annovera le quantità e le modalità di stoccaggio).

Per ridurre la probabilità d'insorgenza di incendi saranno adottate misure preventive e precauzionali di esercizio secondo i criteri di seguito indicati. Verrà esteso inoltre, anche alla nuova zona impiantistica, il sistema di gestione delle situazioni di pericolo legate agli impianti e di protezione del personale operante presso gli stessi attraverso:

- l'elaborazione di una politica di prevenzione degli incidenti e l'istituzione di un sistema di gestione della sicurezza;
- l'identificazione dei principali eventi incidentali e delle misure di prevenzione/protezione necessarie al fine limitare le possibili conseguenze;
- l'applicazione delle misure di mitigazione per prevenire, controllare e minimizzare le conseguenze di eventuali anomalie/emergenze sugli impianti e sulla salute e sicurezza degli operatori presenti;
- la progettazione degli impianti secondo adeguati standard di sicurezza ed affidabilità, in accordo con le normative nazionali, internazionali e con gli standard societari;
- la corretta ispezione e manutenzione degli impianti secondo le prescrizioni del costruttore e gli standard di sicurezza nazionali ed internazionali riconosciuti.

Al pari del settore impiantistico esistente sarà implementato, anche nella nuova sezione cogenerativa, un sistema di controllo e di sicurezza avente lo scopo di mantenere il controllo dei

parametri operativi, garantendo il funzionamento degli impianti in condizioni di sicurezza durante la marcia normale e consentendo, in caso di anomalie, la gestione di eventuali situazioni di pericolo preservando l'integrità delle apparecchiature critiche al fine di conseguire l'obiettivo primario della salvaguardia della salute e sicurezza degli operatori e di tutto il personale all'interno del sito.

Le attività manutentive nelle aree a rischio specifico di incendio saranno effettuate secondo istruzioni scritte impartite dal datore di lavoro.

Misure di mitigazione del rischio di incendio sono conseguite mediante l'ottimizzazione del layout delle apparecchiature con riferimento al loro posizionamento, alle distanze di sicurezza, alla collocazione all'interno di cabinati incombustibili al fine di ridurre, quanto più possibile, il rischio di effetto domino dovuto alla propagazione dell'incendio ad ambienti circostanti.

Si ritiene tuttavia poco probabile l'ignizione delle sostanze combustibili/infiammabili/esplosivi in ciclo di lavorazione nella nuova zona ampliamento, come del resto in tutta la restante area della centrale ENGIE Servizi S.p.A., in quanto il gas metano, l'olio motore e gli additivi per la produzione del vapore sono utilizzati con sistemi di distribuzione a circuito chiuso: la loro ignizione, pertanto, può essere ipotizzabile solo a seguito di fughe o sversamenti accidentali dovuti ad avarie dei sistemi di distribuzione, di supervisione e controllo dell'automazione, ad usura per mancato controllo/manutenzione degli impianti o a rotture a seguito di urto accidentale.

Eventuali perdite accidentali di sostanze pericolose saranno confinate attraverso bacini e vasche di contenimento posti sotto i recipienti di stoccaggio.

Le attrezzature che utilizzano il gas metano saranno protette da sistema di sicurezza in grado di intercettare tempestivamente l'alimentazione in caso di fughe, scongiurando in tal modo emissioni incontrollate.

Tali precauzioni tendono evidentemente a ridurre la probabilità di coesistenza di rilasci di sostanze pericolose con eventuali fonti di innesco.

Inoltre, la rilevazione gas/incendio consentirà di fronteggiare tempestivamente situazioni di pericolo nelle loro fasi iniziali, riducendo la probabilità di sviluppo incendi incontrollati.

Package turbogas TG2

Il sistema di rilevazione incendio previsto nel package in questione è composto da una centralina rilevazione e spegnimento incendi installata all'interno della sala di controllo bordo macchina. La centralina sarà costruita in conformità alle norme EN54-2, EN54-4 per la parte rilevazione e allarme e EN12094-1 per l'interfaccia con il sistema di estinzione. La centralina è alimentata (230 Vac) dal sistema ausiliario di turbina e dispone di batterie interne di back-up dimensionate in accordo alla normativa di riferimento.

Detezione incendio vano turbina

La rilevazione incendio all'interno del cassone turbina sarà eseguita per mezzo di due differenti tipologie di rilevatori. La rilevazione primaria è affidata a tre rilevatori di fiamma multi-spettro, funzionanti in logica 1oo1, che assicurano una copertura dell'area "linea gas e turbina" e dell'area "olio lubrificazione". È inoltre prevista una rilevazione di back-up per mezzo di rilevatori termici a copertura dell'intera area del cassone turbina. L'attivazione di un rilevatore fiamma o di un rilevatore termico causa il rilascio istantaneo dell'agente estinguente all'interno del cassone turbina nonché l'attivazione del pannello luminoso di allarme e dell'allarme acustico e visuale installati al di sopra della porta di ispezione del cassone turbina. La centralina rilevazione e spegnimento incendi provvede inoltre, attraverso il sistema di sicurezza della turbina, alla chiusura delle valvole carburante, allo sfiato delle linee del gas interne alla macchina, allo spegnimento della ventilazione e alla chiusura delle serrande di ventilazione del cassone turbina.

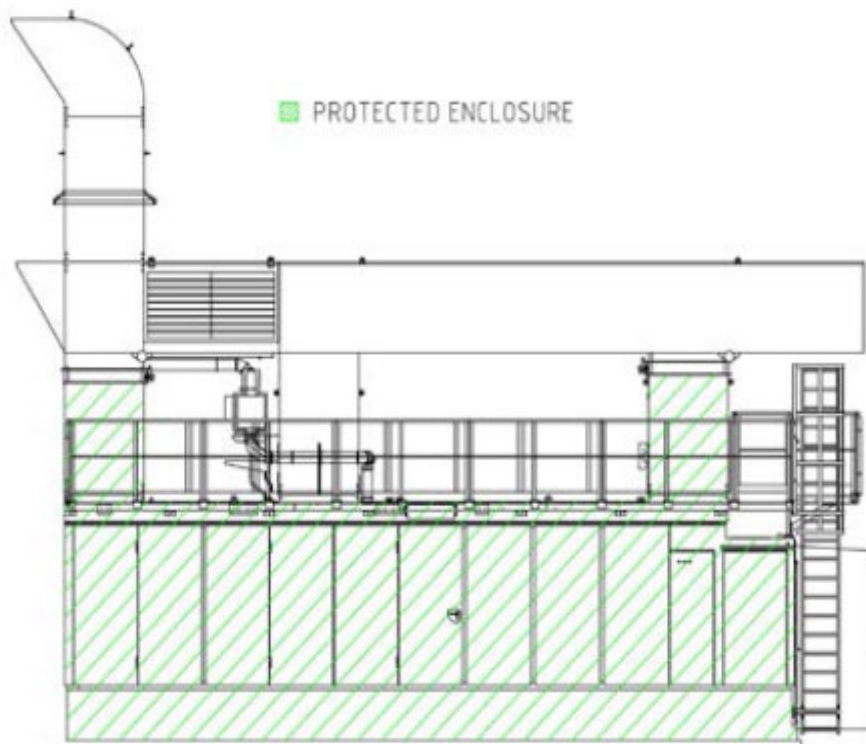
Detezione incendio quadro bordo macchina

All'interno della sala di controllo bordo macchina è inoltre installato un rilevatore di fumo di tipo ottico che, in caso di incendio sviluppatosi all'interno della sala di controllo bordo macchina genera un allarme visualizzabile dagli operatori sia sull'HMI turbina che su quello remoto. Tutti i cablaggi fra i detettori e la centralina rilevazione/spegnimento e fra la centralina rilevazione/spegnimento e l'impianto estinzione è eseguito con cavi resistenti al fuoco del tipo FG4OHM1 che soddisfano i requisiti (PH30) secondo EN 50200.

Sistema estinzione incendio

Un sistema di estinzione a CO₂ è installato sulla macchina a protezione della sola area interna al vano turbina.

Figura 13 Area protetta cassone turbina



Il sistema è dimensionato in accordo ai requisiti della NFPA 12 considerando le fonti combustibili di seguito indicate:

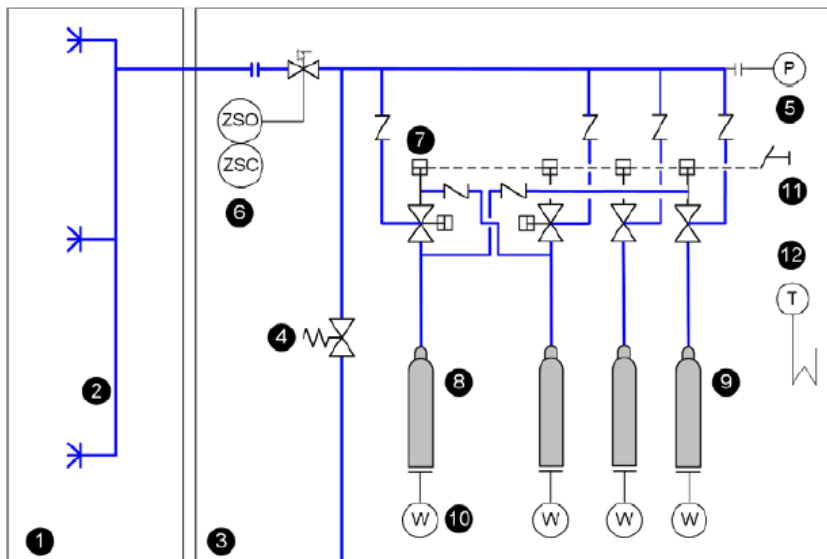
- Gas Naturale;
- Olio di lubrificazione;
- Rischio Elettrico (Generatore).

Il sistema estinzione è del tipo a singola scarica senza ritardo.

A seguito dell'attivazione di uno dei detettori fuoco installati all'interno del cassone turbina, la centrale rilevazione e spegnimento provvede all'attuazione istantanea del sistema estinzione per mezzo di due elettrovalvole installate sulle bombole pilota. La CO₂ viene rilasciata all'interno del cassone turbina per mezzo di appositi ugelli.

Una valvola di blocco è installata fra il manifold delle bombole e gli ugelli al fine di permettere la messa in sicurezza dell'area interna al cassone turbina durante le fasi di ispezione e manutenzione.

Figura 14 P&ID sistema di estinzione



- 1: Cassone turbogeneratore
- 2: Tubazioni di distribuzione e ugelli
- 3: Armadio bombole di CO₂
- 4: Disco di scoppio in atm
- 5: Pressostato
- 6: Valvola di blocco manuale di rilascio della CO₂
- 7: Valvola a solenoide
- 8: Gruppo bombole pilota di CO₂
- 9: Gruppo bombole pilotate di CO₂
- 10: Contatto di peso bombole
- 11: Comando a strappo
- 12: Scaldiglia dell'armadio
- 13: Indicatore di pressione

Sistemi di protezione attiva antincendio

I sistemi automatici di rilevazione gas metano e di rivelazione ed estinzione incendi posti a protezione della turbina a gas e del trigeneratore, oggi in esercizio, non saranno variati.

Anche per il cabinato del nuovo turbogas, per i nuovi prefabbricati che ospiteranno le sale quadri MT/BT/automazione e per la nuova cabina di riduzione pressione metano sono previsti sistemi di protezione attiva antincendio costituiti da:

- impianto automatico per la rilevazione di fumi incendio;
- impianto automatico per la rilevazione di fughe di gas (per la sola turbogas e cabina di riduzione pressione metano).

La nuova sezione di impianto sarà dotata quindi di una centralina che raccoglierà i segnali dei nuovi sensori installati ovvero i segnali di allarme di tutti i packages (in esercizio e in progetto), realizzando così un unico sistema di rilevazione e segnalazione incendio.

L'eventuale segnale di allarme incendio viene rimandato presso il locale "CTE" (sala controllo) Alcantara S.p.A., sito nelle vicinanze della centrale e permanentemente presidiato, per il necessario coordinamento, in caso di emergenza, tra la centrale ENGIE Servizi S.p.A. e lo stabilimento Alcantara S.p.A..

L'attuale progetto di variante prevede di estendere anche alla nuova zona ampliamento della centrale la dotazione di dispositivi di segnalazione ottica ed acustica allarme incendio e di pulsanti per la segnalazione manuale di allarme incendio.

Rete idrica antincendio

Nella nuova area impianto è prevista una rete di idranti così come già presente nella centrale ENGIE Servizi S.p.A. esistente che consentirà di coprire la superficie occupata dal nuovo impianto. Tale rete è alimentata dall'anello antincendio di stabilimento esercita ad una pressione media di 6 barg.

Dispositivi portatili di estinzione incendi

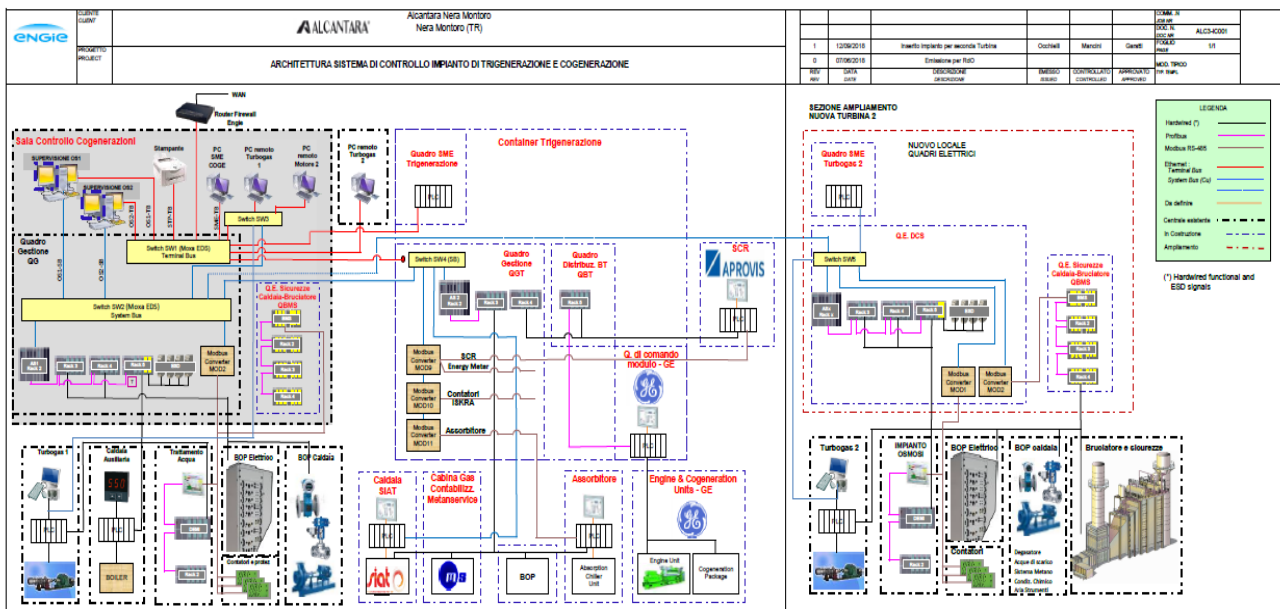
La nuova sezione d'impianto sarà dotata di estintori di incendio portatili / carrellati, selezionati in funzione della classe di incendio ipotizzabile ed in funzione del livello di rischio specifico di incendio dell'area da proteggere. Tali dispositivi saranno posti a presidio della nuova centrale e saranno presenti in numero opportuno, nel rispetto delle prescrizioni minime indicate dal DPR 151/2011 e dal DM 38/2015.

4.2.3. Sistema di Supervisione, Monitoraggio e Controllo Impianto di Cogenerazione

Il monitoraggio, la regolazione e il controllo del nuovo gruppo di cogenerazione avverranno dall'esistente Control Room, comune ai tre impianti (2 esistenti + TG2 in progetto), presidiata h 24.

Il controllo e supervisione del nuovo gruppo cogenerativo e degli impianti ausiliari sarà di tipo DCS, integrato in quello utilizzato per la TG1 ed il trigeneratore esistenti.

Figura 15 Architettura Sistema di Supervisione, Monitoraggio e Controllo



Il sistema controlla le apparecchiature della nuova sezione che brevemente qui di seguito si elencano:

- Caldaia a recupero
- Degasatore e ciclo termico
- Impianto di Media Tensione (MT)
- Power Center
- Motor Control Center

Il sistema acquisisce inoltre informazioni dai seguenti packages e dispositivi:

- Sistema Sicurezze Caldaia – Bruciatore (BMS)
- Package Turbogas
- Package Trattamento acqua

- Sistema Monitoraggio Emissioni
- Multimetri elettrici
- Protezioni elettriche
- Contatori energia
- Flow computers

Il sistema è in grado di comunicare mediante un sistema videografico interattivo per la supervisione dell'impianto, con la sala controllo CTE, con il quale l'operatore sarà in grado di gestire sia le principali attività di regolazione e di interfaccia impianto/utente, sia il monitoraggio dati.

Attuatori e valvole di controllo sono comandati in Automatico dal PLC o in Manuale attraverso il sistema di supervisione.

Le logiche, le regolazioni e gli interblocchi saranno gestiti attraverso segnali cablati.

In particolare, eventuali segnali di interblocco e sicurezza saranno scambiati direttamente tra i vari sistemi o comunque gestiti attraverso catene elettromeccaniche o tramite dispositivi elettronici di controllo che garantiscano un equivalente livello di sicurezza (es. PLC certificati e librerie software certificate).

I segnali seriali sono solo per supervisione e non sono coinvolti nelle logiche.

Il sistema potrà rendere inoltre disponibili funzionalità quali il servizio di Tele-Assistenza, che consentirà, da remoto, modifiche della configurazione del sistema.

I componenti principali di tale sistema sono ridondati e il DCS è alimentato da una linea di alimentazione privilegiata al fine di garantire la continuità della supervisione e del controllo.

4.2.4. Impianti meccanici ausiliari e collegamenti

L'impianto progettato prevede il convogliamento del vapore prodotto dal GVR al collettore vapore dello stabilimento che distribuisce tale vettore alle varie utenze industriali Alcantara S.p.A., coinvolte nella produzione dell'omonimo tessuto.

Così come per il vapore, tramite tie-ins dedicati effettuati sulle reti interne dello stabilimento produttivo, verranno distribuiti al nuovo impianto ENGIE Servizi S.p.A. i fluidi necessari al suo funzionamento: acqua industriale, condense (di ritorno dal ciclo vapore Alcantara S.p.A.), acqua antincendio. All'interno del nuovo impianto sono infine previsti:

- una cabina di riduzione pressione gas metano;
- un gruppo compressore per la produzione di aria compressa destinata alla regolazione comando dei componenti pneumatici;
- un gruppo di pompaggio per il rilancio condense al degasatore;
- un gruppo di pompaggio per il reintegro acqua osmotizzata vs il degasatore;
- un gruppo di pompaggio ad alta pressione per l'alimento della caldaia a recupero termico.

Di seguito si propongono in forma tabellare:

- l'elenco delle principali linee;
- le classi;
- i dati di progetto;
- i dati di esercizio.

Tabella 2 Elenco Linee-Fluidi in ingresso e uscita dal Nuovo Impianto di cogenerazione

LISTA FLUIDI														
POS	FLUID NAME	FLUIDO ID	CLASSE TUBAZIONI	CONDIZIONI DI PROGETTO		CONDIZIONI OPERATIVE								
				Pressione	Temperatura	PRESSIONE			TEMPERATURA			PORTATA		
						min	norm	max	min	norm	max	min	norm	max
1	VAPORE USCITA GVR	LS	300C1	25 barg	230 °C	22 bara	22 bara	22 bara	214,9 °C	214,9 °C	214,9 °C	10,63 t/h	42,27 t/h	42,9 t/h
2	VAPORE AD ALCANTARA	LS	150C1	12,1 barg	250 °C	7 bara	7 bara	7 bara	175 °C	175 °C	175 °C	10,15 t/h	40 t/h	40,65 t/h
3	VAPORE AL DEGASATORE	LS	150C1	12,1 barg	250 °C	7 bara	7 bara	7 bara	175 °C	175 °C	175 °C	0,5276 t/h	2,411	2,454 t/h
4	ACQUA DEMINERALIZZATA USCITA IMPIANTO - Ingresso serbatoio	DW	150S1	15,9 barg	-29 / +38	4,5 barg	4,5 barg	4,5 barg	10 °C	15 °C	20 °C	0 t/h	44 t/h	50 t/h
5	ACQUA DEMINERALIZZATA USCITA SERBATOIO- Ingresso serbatoio condense	DW	150S1	15,9 barg	-29 / +38	2,5 barg	2,5 barg	2,5 barg	10 °C	15 °C	20 °C	0 t/h	29 t/h	50 t/h
6	ACQUA INDUSTRIALE INGRESSO ALCANTARA	IW	150C3	19,6 barg	-29 / +38	2,5 barg	5 barg	5 barg	10 °C	15 °C	20 °C	67 t/h	67 t/h	75 t/h
7	ACQUA INDUSTRIALE INGRESSO IMPIANTO ACQUA DEMI	IW	150C3	19,6 barg	-29 / +38	2,5 barg	5 barg	5 barg	10 °C	15 °C	20 °C	63 t/h	63 t/h	72 t/h
8	CONDENSE DA ALCANTARA	LC	150C3	19,6 barg	-29 / +38	3,5 barg	3,5 barg	3,5 barg	65 °C	90 °C	90 °C	0 t/h	42 t/h	45 t/h
9	CONDENSE A SERBATOIO CONDENSE	LC	150C3	19,6 barg	-29 / +38	2,5 barg	2,5 barg	2,5 barg	65 °C	65 °C	65 °C	0 t/h	42 t/h	45 t/h
10	CONDENSE A DEGASATORE	LC	150C3	19,6 barg	-29 / +38	1,4 barg	1,4 barg	1,4 barg	71,63 C	71,73 C	76,42 °C	10,16 t/h	40,48 t/h	41,08 t/h
11	ACQUA ALIMENTO	BW	300C2	41,9 barg	250 °C	20 barg	20,13 barg	24barg	60,15 °C	66,1 C	66,1 °C	10,79 t/h	42,89 t/h	43,54 t/h
12	ACQUA ALIMENTO USCITA DEGASATORE	BW	150C1	13,8	200	1,405 barg	1,405 barg	1,405 barg	105 °C	105 °C	105 °C	10,79 t/h	42,89 t/h	43,54 t/h

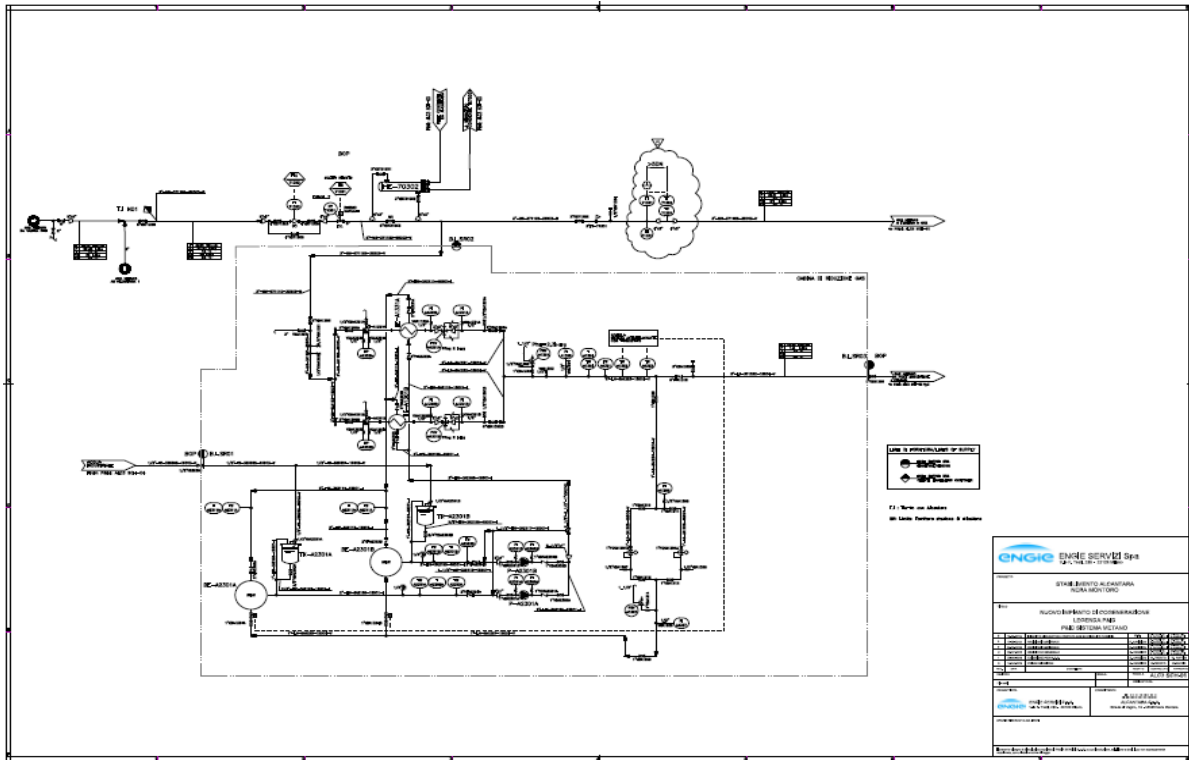
LISTA FLUIDI														
POS	FLUID NAME	FLUIDO ID	CLASSE TUBAZIONI	CONDIZIONI DI PROGETTO		CONDIZIONI OPERATIVE								
				Pressione	Temperatura	PRESSIONE			TEMPERATURA			PORTATA		
						min	norm	max	min	norm	max	min	norm	max
13	ARIA COMPRESSA	IA	150G1	19,6 barg	-29 / +38	5 barg	6 barg	7 barg	ambient	40 °C	40 °C	-	-	-
14	GAS NATURALE A TURBINA A GAS	NG	300C3	51,1 barg	-29 / +38	19,5 barg	21,5 barg	23 barg	15 °C	25 °C	66,52 C	1,13 t/h	1,5 t/h	1,7 t/h
15	GAS NATURALE INGRESSO ALCANTARA	NG	300C3	51,1 barg	-29 / +38	22,5 barg	22,68 barg	23,04 barg	5 °C	15 °C	50 °C	1,13 t/h	3,039 t/h	3,23 t/h
16	GAS NATURALE A POST BRUCIATORE - GVR	NG	150C4	19,6 barg	-29 / +38	2,8 barg	2,8 barg	2,8 barg	15 °C	25 °C	40 °C	1,53 t/h	1,54 t/h	1,56 t/h
17	ACQUA DI ATTEMPERAMENTO	BW	300C2	41,9 barg	250 °C	20 barg	20,13 barg	20,13 barg	60,15 °C	66,1 C	105 °C	0,05 t/h	0,19 t/h	0,2 t/h

4.2.4.1. Nota sul gruppo di riduzione-preriscaldamento gas metano

L'alimentazione del gas combustibile per il TG2 e il post-bruciatore del GVR sono derivate da una linea principale, già in esercizio, che opera a 24 bar(g). Tale linea proviene da una stazione REMI esistente, collocata al di fuori dello stabilimento, a circa un 2 km di distanza. La pressione del gas combustibile in ingresso allo stabilimento è compresa nell'intervallo 22-23 bar(g), idoneo per la turbina.

Di seguito uno stralcio del P&Id di tale linea.

Figura 16 P&Id linea metano



Riguardo il post-bruciatore, invece, la pressione del gas combustibile in ingresso dovrà essere ridotta a 2.8 bar(g) per consentirne il corretto funzionamento. Per questo motivo si rende necessaria l'installazione di una stazione di riduzione dedicata al post-bruciatore da collocarsi all'interno dello stabilimento, in prossimità del GVR. La stazione comprenderà anche un sistema di preriscaldamento ad acqua calda al fine di prevenire la condensazione nel combustibile a causa del raffreddamento derivante dalla depressurizzazione.

Come previsto dalla norma UNI 9167 esso comprenderà:

- n° 2 (due) filtri separatori;
- n° 2 (due) scambiatori acqua/gas per il preriscaldamento del gas a monte della riduzione;
- n° 2 (due) sistemi di riduzione comprensivi di valvola regolatrice, valvola monitor e valvola di blocco. Le tre valvole saranno incorporate nella medesima unità.

A monte e a valle di ciascuna linea dovranno essere previste valvole manuali di isolamento con connessione flangiata per consentire attività di manutenzione su una delle due linee mentre l'altra è in marcia. La produzione di acqua calda per gli scambiatori di preriscaldamento sarà assicurata da due caldaie a gas, ciascuna dimensionata per la capacità massima di impianto (configurazione 2x100%).

La tubazione gas di alimentazione caldaie sarà derivata da quella comune da 6" (LG-3A1203-150C1-V).

Ciascuna caldaia sarà equipaggiata:

- con una pompa di circolazione, anch'essa dimensionata per la massima capacità di impianto (configurazione 2x100%);
- da un sistema di reintegro acqua;
- con un serbatoio di accumulo acqua funzionante da vaso di espansione dotato di sistema a galleggiante.

Tutti i componenti di tale stazione di riduzione/preriscaldamento saranno ospitati in un cabinato le cui caratteristiche saranno conformi alla normativa vigente. Così come il cabinato anche, i cunicoli delle condotte e i cablaggi sono stati progettati in modo che un'eventuale perdita di gas non provochi una situazione di pericolo.

A tal fine:

- il tetto non presenterà volumi non ventilati e sarà realizzato con materiale incombustibile;
- le aree a rischio di atmosfere esplosive, non saranno collegate ad una fognatura;
- nell'area all'interno della cabina e dell'alloggiamento saranno evitati collegamenti che possano convogliare gas in zone considerabili zone sicure all'interno di aree di lavoro;
- le porte di accesso agli ambienti che ospitano i sistemi di regolazione e sicurezza per la pressione saranno dotate di dispositivi di bloccaggio in apertura. Le porte saranno chiudibili dall'esterno mediante sistemi antintrusione apribili tuttavia anche dall'interno con sistemi antipanico;
- i terminali dei condotti di sfiato e di scarico all'atmosfera saranno ubicati a distanza di sicurezza dalle sorgenti di accensione e ad una altezza rispetto al piano campagna non minore di 3 m;
- tutti i terminali di sfiato e di scarico all'atmosfera saranno progettati per adattarsi alle condizioni locali.

Il preriscaldatore gas ad acqua calda sarà di tipo a fascio tubiero o plate&shell, per ridurre lo spazio occupato dagli scambiatori. Ciascuno scambiatore è intercettabile manualmente con valvole a sfera lato gas e valvola a farfalla lato acqua. Di conseguenza si potrà esercire l'impianto con entrambi i riscaldatori in esercizio in parallelo o uno in marcia e l'altro di riserva. Il controllo della temperatura del gas è realizzato in modo automatico tramite valvole termoregolatrici installate in prossimità degli scambiatori stessi.

Le tubazioni avranno di regola un percorso aereo o comunque ispezionabile. Solo per le tubazioni di collegamento tra le valvole di intercettazione generale e l'impianto vero e proprio è prevista la posa interrata.

Gli spurghi degli apparati saranno portati all'esterno dell'eventuale cabina ed in posizione tale da garantire la massima sicurezza e l'agevole raccolta delle eventuali impurità.

Sui circuiti acqua calda è prevista la coibentazione.

La progettazione, costruzione ed esercizio di tali impianti avverranno in conformità con le Direttive Europee ed internazionali degli impianti meccanici.

4.2.5. Impianti e collegamenti elettrici di potenza

Come già accennato in premessa, l'energia elettrica prodotta dal generatore elettrico del nuovo turbogas TG2 verrà fornita allo stabilimento Alcantara S.p.A. ad una tensione di 6 kV +/-5%, tramite una nuova linea interrata di collegamento tra la Sala Quadri del cogeneratore e la Cabina Elettrica denominata CTE.

La linea, composta da due cavi RG7H10ZR (2x3x300 mm²), verrà posata in modalità interrata ad una profondità di circa 1 m, all'interno di apposito cavidotto e il suo sviluppo in lunghezza sarà di circa 90 m. Gli impianti elettrici a servizio del nuovo cogeneratore saranno alloggiati all'interno di un modulo prefabbricato dedicato, disposto su due livelli.

Al piano terra saranno alloggiati tutti gli apparati di potenza elencati qui di seguito,

- il Trasformatore servizi ausiliari 6 / 0.4 kV isolato in resina;
- i quadri di MT, ivi comprese le seguenti sezioni:

Figura 18 Schema Elettrico Unifilare MT della Nuova Centrale di Cogenerazione

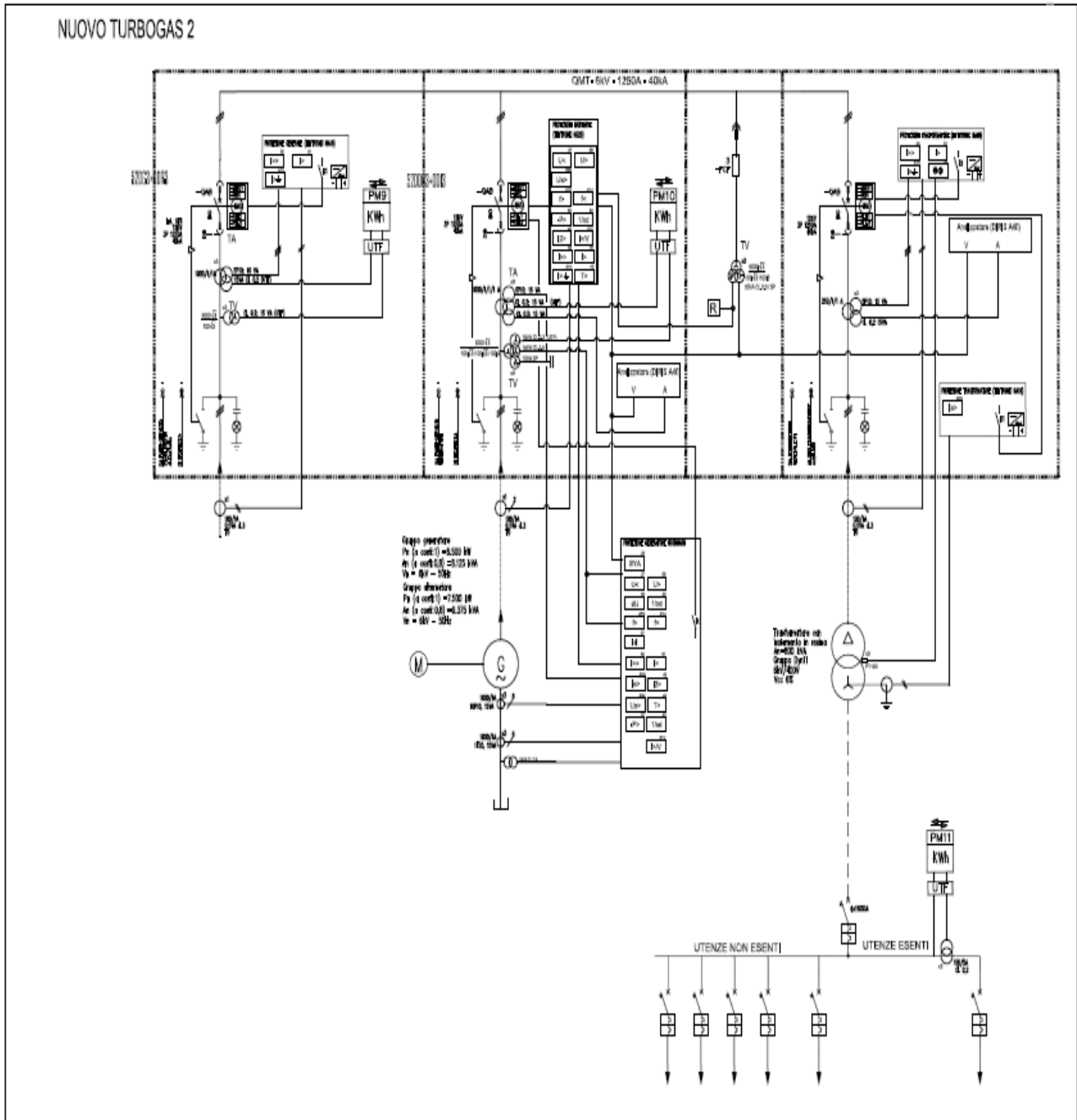


Figura 19 Schema Elettrico Unifilare della Stazione di Alta Tensione dello Stabilimento Alcantara S.p.A.

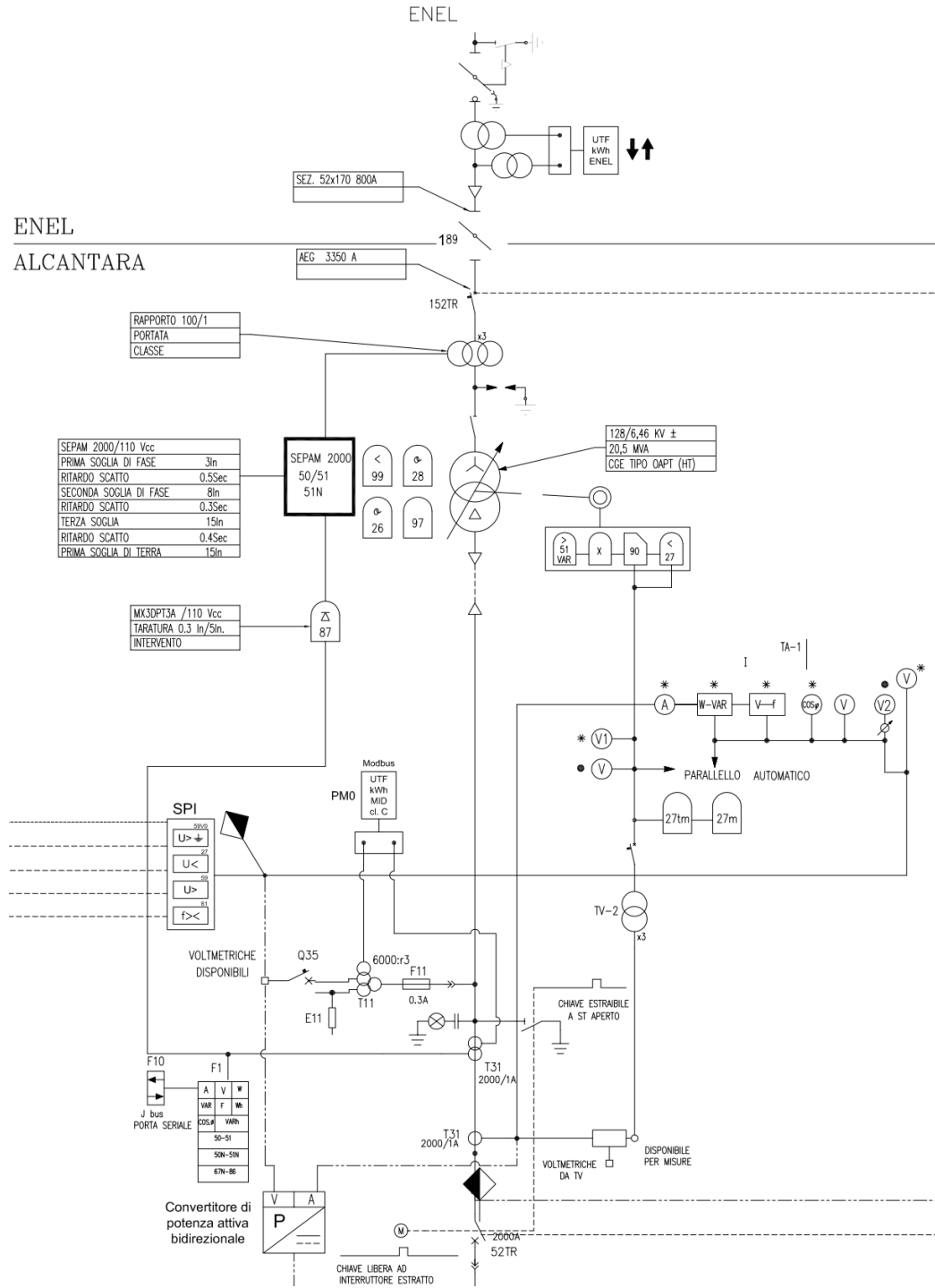
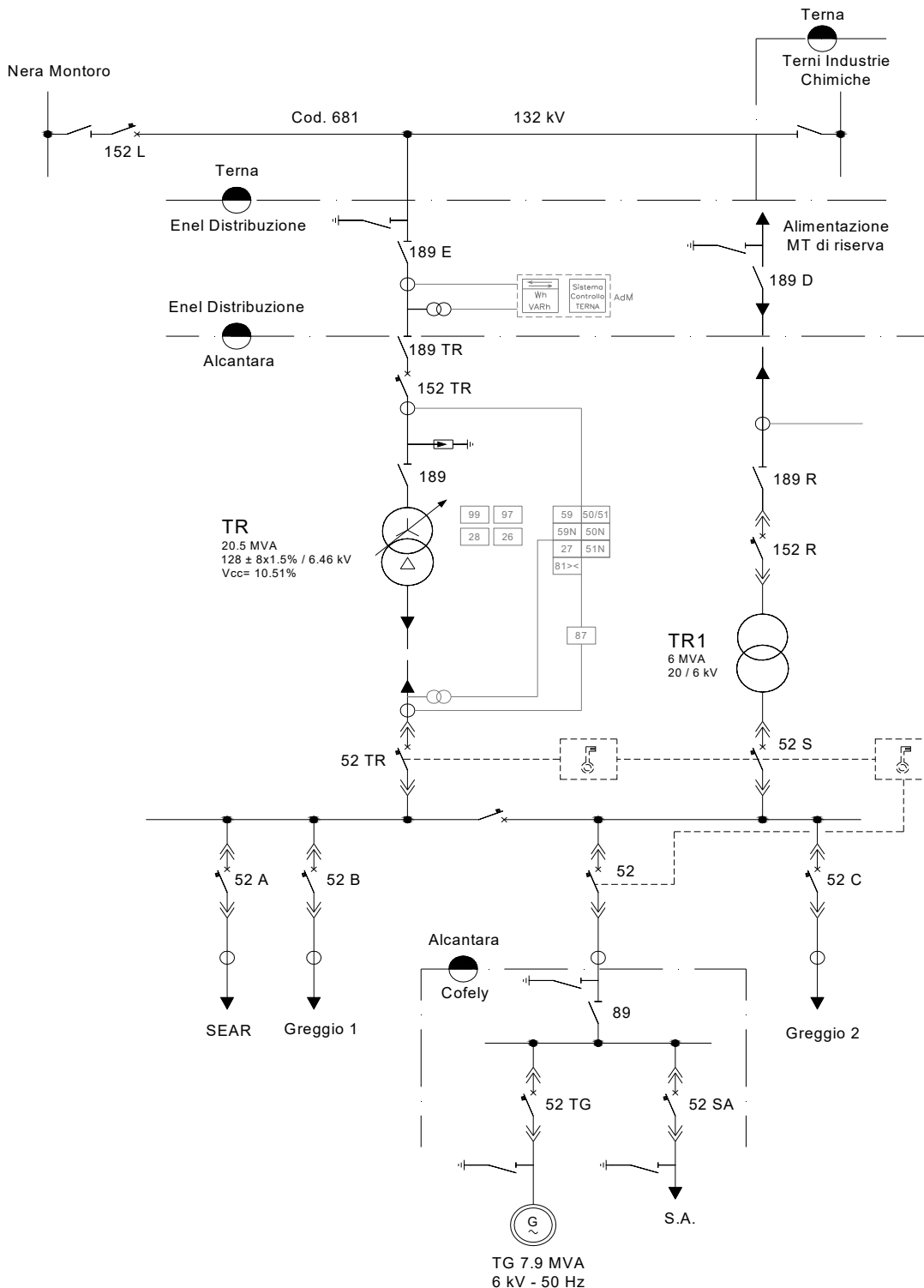


Figura 20 Dettaglio collegamento elettrico alla rete TERNA del sito Alcantara S.p.A.



Tutti i componenti elettrici saranno contrassegnati dal marchio di qualità italiano, conformi alle relative norme di prodotto, rispetteranno tutte le direttive europee applicabili e, pertanto, ove previsto, porteranno il marchio CE. In particolare, gli apparati complessi e gli insiemi saranno

accompagnati dalla dichiarazione di conformità CE del costruttore per quanto riguarda le seguenti normative applicabili e fra esse, a titolo esemplificativo ma non esaustivo:

- Norma CEI 11-17
“Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in Cavo”;
- Guida CEI 20-89
“Guida all’uso e all’installazione dei cavi elettrici e degli accessori di MT”
- Norma CEI EN 61936-1;
“Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a. – Parte 1: Prescrizioni Comuni”;
- Norma CEI EN 50522
“Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a.”;
- Guida CEI 11-35
“Guida alla esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale”.

5. MODALITÀ DI FUNZIONAMENTO DELL’IMPIANTO IN PROGETTO, PRODUZIONI ENERGETICHE E CONSUMO MATERIE PRIME

Lo stabilimento Alcantara S.p.A. di Nera Montoro (TR) ha un ciclo lavorativo continuativo su 3 turni, per 7 giorni la settimana con:

- una fermata manutentiva annuale durante il mese di agosto di 15 giorni circa;
- una fermata in concomitanza delle festività natalizie di 7 giorni circa.

La Centrale ENGIE Servizi S.p.A. è esercita 24 ore/giorno e, in concomitanza delle fermate di agosto e dicembre del sito produttivo, sono effettuate le manutenzioni programmate dei gruppi di produzione/sistemi ausiliari.

Complessivamente si prevedono circa 8400 ore/anno di funzionamento (dato confermato dall’ultimo Piano di Monitoraggio Annuale).

La produzione elettrica e la produzione termica dell’impianto di cogenerazione saranno assorbite dallo stabilimento.

La Centrale ENGIE Servizi S.p.A. funziona oggi in modalità trigenerativa, ad inseguimento del carico termico.

Le modalità di funzionamento della Centrale dipendono dai volumi produttivi dello stabilimento Alcantara S.p.A., dalle condizioni di massimo rendimento ai fini del riconoscimento della CAR e dalla disponibilità dei gruppi di generazione ENGIE Servizi S.p.A..

5.1. Modalità di funzionamento centrale esistente

Come indicato nel Rapporto Istruttorio Ambientale, allegato alla DD 102/2018, emesso dalla Regione Umbria il 9 gennaio 2018, i gruppi di produzione termica-elettrica oggi autorizzati ed installati vengono eserciti secondo le seguenti modalità di funzionamento:

FASE 1

Impianto funzionante con:

- turbogas a carico nominale e post-combustore, in modulazione, ad inseguimento termico;
- motore endotermico in modulazione, ad inseguimento termico;
- caldaia ausiliaria di back-up/integrazione, in modulazione, ad inseguimento termico.

Potenzialità nominale dell'impianto pari a 58,4 MW_t.

La fase si presenta nei periodi di elevato carico per un totale di 3.000 ore/anno.

FASE 2

Impianto funzionante con:

- turbogas a carico nominale e post-combustore, in modulazione, ad inseguimento termico;
- motore endotermico in modulazione, ad inseguimento termico;

La fase si presenta per un totale di 5.260 h/anno.

FASE 3

Impianto funzionante con:

- motore endotermico a carico nominale;
- caldaia di integrazione/back-up in modulazione ad inseguimento termico.

La fase si presenta per un totale di 106 ore/anno.

FASE 4

Impianto funzionante con la sola caldaia di integrazione/back-up in modulazione, ad inseguimento termico.

La fase si presenta per un totale di 394 ore/anno.

Il bilancio energetico di sintesi è il seguente:

Tabella 3 Bilancio energetico centrale Engie esistente

Equipment	Consumo combustibile Sm ³ /anno	Energia termica MWh/anno	Energia elettrica MWh/anno
TG1 + Post combustore	25 721 889	209 246	47 713
Motore a gas	5 219 745	20 883	21 288
Caldaia integrazione back-up	3 543 107	30 590	-

5.2. Modalità di funzionamento centrale in progetto

Anche con l'inserimento del nuovo gruppo di cogenerazione (turbina a gas TG2 + GVR), la Centrale ENGIE Servizi S.p.A. verrà esercita ad inseguimento termico e, in particolare, come di seguito indicato:

- gruppo di cogenerazione esistente, TG1 e relativo postcombustore del GVR, in funzionamento modulante, al di sopra del minimo tecnico, ad inseguimento del carico termico dello stabilimento Alcantara S.p.A.;
- gruppo di cogenerazione in progetto, TG2 e relativo postcombustore del GVR, in funzionamento modulante, al di sopra del minimo tecnico, ad inseguimento del carico termico dello stabilimento Alcantara S.p.A.;
- motore alimentato a gas, MAG, in modulazione, ad inseguimento termico. Il suo utilizzo avverrà principalmente nel periodo estivo durante il quale le turbine a gas subiscono, a causa dell'incremento della temperatura ambiente, un fisiologico calo della potenza;
- caldaia ausiliaria di back-up/integrazione, in modulazione, ad inseguimento termico, in caso di indisponibilità di uno dei turbogas e/o del motore endotermico ovvero, nel caso di piena disponibilità dei precedenti gruppi, per integrare la quota termica necessaria a coprire i fabbisogni dello stabilimento.

L'utilizzo dei GVR in modalità "fresh air" sarà limitato alle fasi di avviamento e arresto dei turbogas per la stabilizzazione del ciclo termico.

Per quanto concerne la produzione elettrica, il regime di funzionamento previsto è in assetto di erogazione diretta alla rete interna Alcantara S.p.A..

I gruppi presenti e in progetto funzioneranno secondo l'assetto sopraindicato, in parallelo alla rete ENEL, alimentando il quadro a 6 kV di distribuzione interno.

Non sono previsti gli assetti "isola" e "black start".

Di seguito l'indicazione delle ore di funzionamento di ogni gruppo nella modalità sopra indicata.

Tabella 4 Modalità funzionamento nuovo assetto

Gruppo	Prod.termica	Ore equivalenti di funzionamento
TG1 esistente	Modulante ad inseguimento	6 165 h
GVR esistente recupero semplice		
GVR postcombustore		
Motore a Gas esistente	Modulante ad inseguimento	4 000 h
GVR esistente		
TG2	Modulante ad inseguimento	5 581 h
GVR recupero semplice		
GVR postcombustore		
Caldaia b.up esistente	Modulante ad inseguimento	933 h

5.2.1. Tempi necessari per il raggiungimento del regime di funzionamento e per l'interruzione dell'esercizio dell'impianto

I tempi totali necessari per la partenza a freddo sono dell'ordine di 20 minuti circa per le turbine a gas. Per raggiungere il pieno carico occorrono ulteriori 10 minuti circa, per un tempo complessivo massimo dall'accensione di poco inferiore a 30 minuti. Per portare i GVR in condizioni di produzione occorrono circa 4 ore.

La fermata impiega circa 4 minuti per abbattere la produzione di energia, mentre le diverse fasi di spegnimento della turbina impiegano fino a circa 6 ore per giungere alla completa fermata.

Per quanto concerne il motore, poiché anche in caso di fermo i circuiti vengono normalmente mantenuti "caldi" (ossia con temperatura olio maggiore di 27°C e temperatura acqua motore maggiore di 55°C) con l'ausilio di scaldiglie, il tempo necessario dalla richiesta fino al carico nominale risulta inferiore a 320 secondi, mentre il tempo di spegnimento intorno a 300 secondi.

5.2.2. Tempi necessari alla cessazione delle emissioni in atmosfera dopo l'interruzione dell'esercizio dell'impianto

Per il gruppo principale, in caso di fermata in condizioni normali, l'inerzia dell'impianto è pressoché nulla e quindi, nel periodo di circa 2 secondi dall'interruzione dell'alimentazione, al camino del generatore di vapore a recupero non si avranno fumi di scarico.

Nel caso del motore, il tempo necessario alla cessazione delle emissioni in atmosfera coincide con il tempo di spegnimento: intorno a 300 secondi.

5.3. Tasso di disponibilità

L'insieme turbogas-alternatore e relativo GVR garantiscono mediamente una disponibilità del 97%. Il motore endotermico e relativo GVR invece una disponibilità del 92%.

5.4. Manutenzione programmata

La manutenzione programmata della Centrale di Trigenerazione ha luogo durante i periodi di arresto annuali della produzione del sito Alcantara S.p.A., per un massimo di 20 giorni circa all'anno. Sono previsti maggiori impatti in occasione delle grandi manutenzioni, previste mediamente ogni 3 anni.

6. PRODUZIONE ENERGIA ELETTRICA E TERMICA

6.1. Fabbisogno e produzioni

Gli impianti di cogenerazione in essere e in progetto, hanno l'obiettivo di soddisfare i fabbisogni energetici dello stabilimento Alcantara S.p.A.. Nelle tabelle che seguono sono indicati:

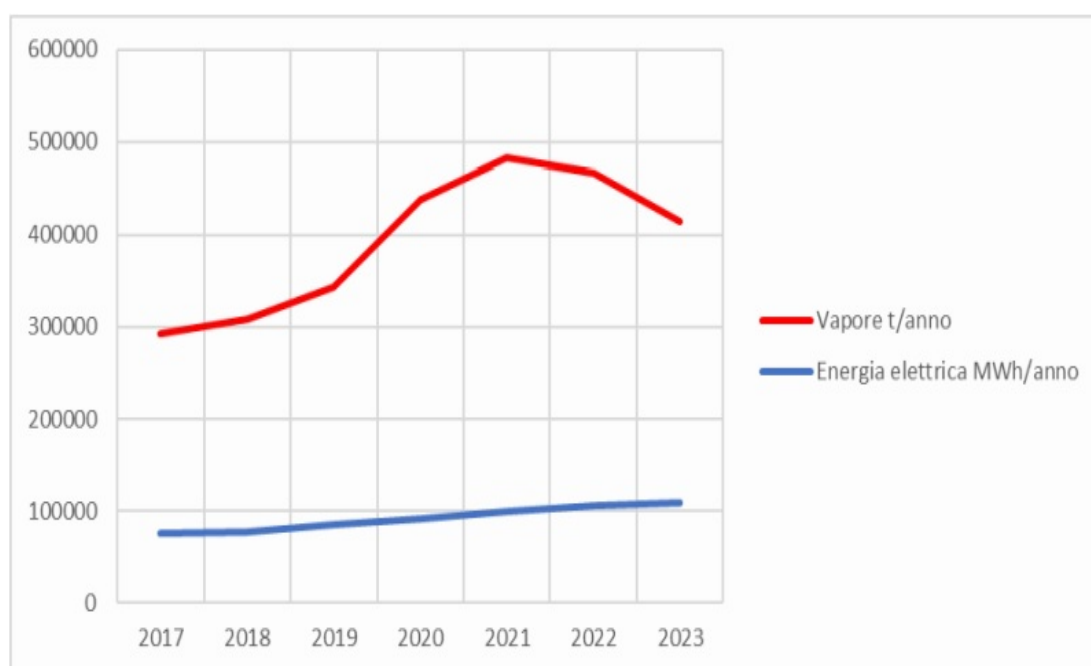
- **Tabella A**
Le stime delle esigenze energetiche dello stabilimento Alcantara S.p.A. proposte dalla medesima.
- **Tabella B**
I consumi di combustibile e le produzioni di energie previste per il nuovo impianto in progetto (TG2+GVR), stimati sulla base delle indicazioni di Alcantara S.p.A. circa i propri fabbisogni energetici.

- **Tabella C**

La modalità di funzionamento della Centrale ENGIE Servizi S.p.A.

Tabella A Andamento previsto da Alcantara S.p.A. dei propri fabbisogni energetici

Anno	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Fabbisogno vapore t/anno	292 000	308 000	344 000	439 268	482 744	466 823	414 278
Fabbisogno energia elettrica MWh/anno	75 000	77 300	85 300	91 800	100 000	105 400	109 000



L'analisi dei dati evidenzia un andamento crescente dei fabbisogni energetici che poi si stabilizzeranno a partire dal 2023. Si ribadisce che i valori qui indicati fanno riferimento alle stime formulate dallo stabilimento Alcantara S.p.A. e, pertanto, sono da intendersi indicativi.

Tabella B Consumi di combustibile e produzioni energetiche nei prossimi anni previste per il nuovo gruppo di cogenerazione TG2 in progetto

TG2		2020	2021	2022	2023	2024
Consumo di combustibile	Sm ³ /a	12 796 263	14 198 340	14 729 980	14 935 380	14 935 380
Produzione vapore	t/a	77 038	85 479	88 679	89 916	89 916
Produzione termica	MWh/a	53 747	59 636	61 869	62 732	62 732
Produzione elettrica netta	MWh/a	38 808	43 060	44 672	45 295	45 295

Post-firing connesso a TG2						
Consumo di combustibile	Sm ³ /a	7 601 165	8 499 212	8 667 355	7 359 293	7 359 293
Produzione termica (vapore)	t/a	99 300	111 032	113 229	96 141	96 141
	MWh/a	69 279	77 464	78 997	67 075	67 075

Tali consumi e produzioni energetiche si inseriscono all'interno di un quadro complessivo della Centrale ENGIE Servizi S.p.A. che è riassunto nella Tabella C che segue.

Tabella C Consumi di combustibile e produzioni energetiche previste per la Centrale ENGIE Servizi S.p.A. -nel suo complesso- nell'assetto di progetto nei prossimi anni

Consumo di combustibile		Sm ³ /a	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
TG1			16 500 522	16 500 522	16 500 522	16 500 522	16 500 522	16 500 522	16 500 522
TG2			0	0	12 796 263	14 198 340	14 729 980	14 935 380	14 935 380
MAG			4 609 645	4 609 645	4 692 475	4 718 413	1 958 386	2 509 962	2 509 962
Postcombustore (1+2)			16 225 937	18 981 637	17 402 713	18 376 525	18 376 525	15 489 797	15 489 797
Caldaia			0	0	1 885 406	3 646 119	2 727 729	1 355 243	1 355 243
Totale			37 336 104	40 091 804	53 277 379	57 439 919	54 293 143	50 790 904	50 790 904
Produzione vapore		t/a	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
TG1			99 338	99 338	99 338	99 338	99 338	99 338	99 338
TG2			0	0	77 038	85 479	88 679	89 916	89 916
MAG			11 464	11 464	11 693	11 731	4 228	5 522	5 522
Postcombustore (1+2)			211 973	247 973	227 346	240 068	240 068	202 356	202 356
Caldaia			0	0	23 853	46 128	34 509	17 146	17 146
Totale			322 775	358 775	439 268	482 744	466 823	414 278	414 278
Produzione termica		MWh/a	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
TG1			69 306	69 306	69 306	69 306	69 306	69 306	69 306
TG2			0	0	53 747	59 636	61 869	62 732	62 732
MAG			7 998	7 998	8 158	8 185	2 950	3 853	4 084
Postcombustore (1+2)			147 888	173 004	158 614	167 489	167 489	141 179	141 179
Caldaia			0	0	16 642	32 182	24 076	11 962	11 962
Totale			225 192	250 308	306 466	336 798	325 690	289 031	289 262
Acqua refrigerata da motore		kWh/a	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Energia termica assorbita			9 665 612	9 665 612	9 858 764	9 890 840	3 565 017	4 655 909	4 655 909
Energia frigorifera prodotta			6 765 929	6 765 929	6 901 135	6 923 588	2 495 512	3 259 137	3 259 137
Produzione elettrica netta		kWh/a	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
TG1			47 376 139	47 376 139	47 376 139	47 376 139	47 376 139	47 376 139	47 376 139
TG2			0	0	38 807 681	43 059 810	44 672 134	45 295 055	45 295 055
MAG			17 982 768	17 982 768	18 342 124	18 401 802	6 632 676	8 662 270	8 662 270
Totale			65 358 906	65 358 906	104 525 943	108 837 750	98 680 948	101 333 464	101 333 464

6.2. Energia termica

Come indicato al § 4, la Centrale Engie Servizi S.p.A. è collegata all'anello di distribuzione vapore dello stabilimento Alcantara S.p.A.. La produzione dei sistemi di generazione vapore della Centrale è quindi convogliata alle utenze dello stabilimento e modulata in funzione delle richieste di quest'ultima.

Confrontando i valori totali delle produzioni termiche nei vari anni con i fabbisogni stimati indicati nel paragrafo precedente, si evidenzia che l'inserimento del nuovo gruppo TG2+GVR ha l'obiettivo di soddisfare completamente la domanda termica del sito Alcantara S.p.A., legata all'incremento stimato della produzione industriale.

Tabella 5 Sintesi fabbisogni-autoproduzione energia termica

Vapore ton/a	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Fabb.termico	308 000	344 000	439 268	482 744	466 823	414 278	414 278
Prod.termica	308.000	344 000	439 268	482 744	466 823	414 278	414 278

6.1. Energia elettrica

Come indicato in premessa, l'energia elettrica prodotta dal generatore elettrico del nuovo turbogas verrà fornita allo stabilimento Alcantara S.p.A. ad una tensione di 6 kV +/-5%, tramite una nuova linea interrata di collegamento tra la Sala Quadri del cogeneratore e la Cabina Elettrica denominata CTE.

Tabella 6 Sintesi fabbisogni-autoproduzione-acquisti dalla rete energia elettrica

En.ele MWh/a	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Fabb.elettrico	77 300	85 300	91 800	100 000	105 400	109 000	109 000
Prod.ele netta CHP	65 358	65 358	104 525	108 837	98.680	101 333	101 333
Acquisto dalla rete nazionale	11 942	19 942	-12 725	-8 837	6 720	7 667	7 667

Confrontando i valori totali della produzione elettrica nei vari anni, con i fabbisogni stimati indicati nel paragrafo precedente, si evidenzia che l'inserimento del nuovo gruppo TG2+GVR riuscirà, a regime, a soddisfare in buona parte la richiesta elettrica del sito Alcantara S.p.A. (93% ca), legata all'incremento stimato della produzione industriale.

6.2. Materie prime

Le materie prime impiegate nel ciclo di produzione della nuova centrale energetica sono:

- Combustibile per la produzione energie (gas metano);
- Acqua per i fluidi termovettori;
- Lubrificanti per le turbine a gas e il motore endotermico;
- Additivi per il trattamento acqua industriale per il reintegro condense non recuperate nel ciclo vapore.

6.2.1. Combustibile

Il combustibile usato per tutti i gruppi cogenerativi è gas naturale (metano) con un Potere Calorifero Inferiore (PCI) medio di 35.374 kJ/m³, la cui composizione media è riportata qui di seguito:

(% volume)

azoto	N ₂	0.836%
biossido di carbonio	CO ₂	0.116%
metano	CH ₄	97.667%
etano	C ₂ H ₆	0.943%
propano	C ₃ H ₈	0.294%
toluene	C ₇ H ₈	0.144%
	Totale	100.00%

Il metano è fornito dal metanodotto SNAM esistente che già alimenta la Centrale ENGIE Servizi S.p.A. in esercizio.

Non si rendono pertanto necessarie nuove linee di collegamento se non lo stacco, in prossimità del nuovo gruppo, dalla dorsale interna di distribuzione esistente. Come per gli altri gruppi già autorizzati, prima di essere utilizzato, il gas metano viene filtrato per garantire l'assenza di inquinanti dannosi.

Il consumo complessivo di gas metano per la Centrale ENGIE Servizi S.p.A. previsto nel nuovo assetto operativo, a regime (anni 2023-2024), sarà di 50.790.904 Sm³/anno circa, come descritto al § 6.1..

6.2.2. Acqua industriale e demineralizzata

Il fabbisogno idrico della centrale ENGIE Servizi S.p.A. è legato alla produzione di vapore utilizzato nel ciclo produttivo del sito Alcantara S.p.A..

Come per i tre gruppi esistenti, anche per il nuovo gruppo TG2, è previsto il collegamento alla rete acqua industriale dello stabilimento Alcantara S.p.A., sottoposta ad un primo trattamento di addolcimento con calce e la filtrazione mediante filtri a sabbia.

Si evidenzia che per la produzione di vapore viene recuperata dal ciclo di utilizzo una quota delle condense che, allo stato attuale di esercizio, ammonta a circa il 26% del vapore utilizzato.

Qui di seguito i dati caratteristici dell'utilizzo di acqua industriale nella configurazione attuale autorizzata e in quella in progetto, con l'inserimento del secondo turbogas, TG2, con il relativo GVR:

Tabella 7 Assetto consumi e scarichi idrici attuali e futuri previsti per la Centrale ENGIE Servizi S.p.A.

Descrizione	Assetto 2017 (TG1+caldaia integr.)	Assetto futuro (TG1+c.integr.MAG+TG2)	
Produzione complessiva vapore	322.775*	fino a 483.000**	ton/anno
Recupero condense dal ciclo Alcantara (valore medio storico)	26%		%
Consumo idrico dalla rete industriale Alcantara	309.332*	fino a 460.000**	m ³ /anno
Scarichi idrici acque di processo da:			
<i>Blow down caldaie</i>	128.485*	fino a 190.000**	m ³ /anno
<i>Lavaggi impianto ad osmosi inversa</i>			

* Valori ricavati dal Piano di Monitoraggio

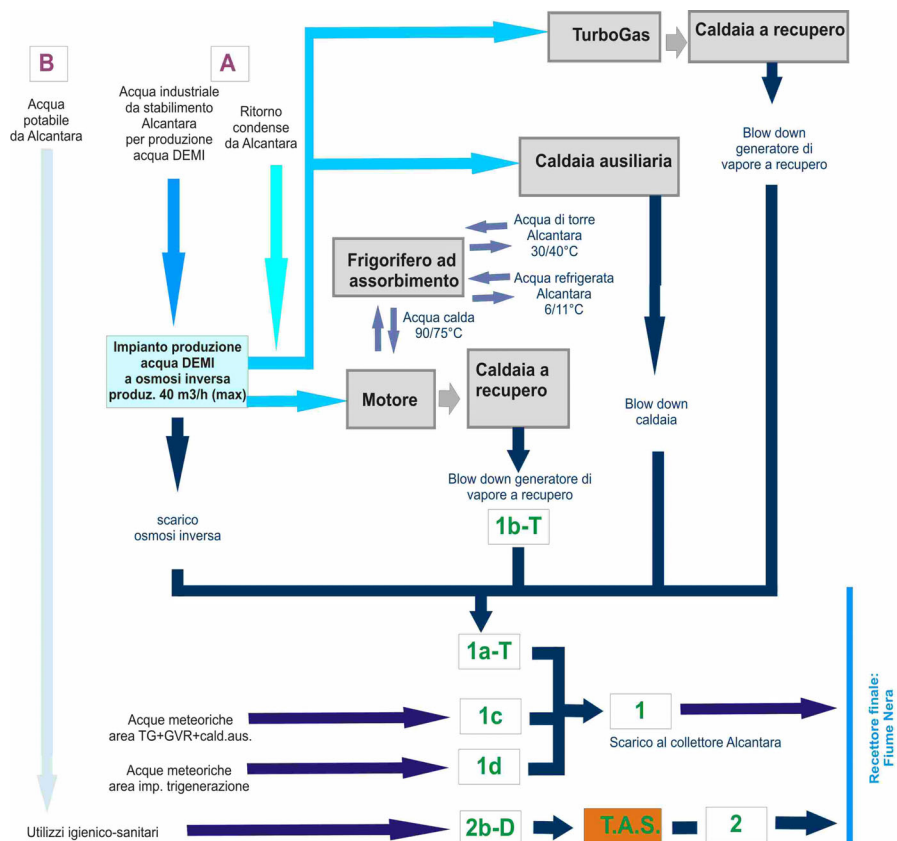
** Valori stimati

Si precisa che l'acqua utilizzata dal sito Alcantara viene attinta dal corso d'acqua adiacente lo stabilimento, il Nera, e gli scarichi idrici, opportunamente trattati da Alcantara S.p.A., vengono reimmessi nel medesimo corpo idrico superficiale.

6.2.2.1. La raccolta e lo scarico delle acque reflue esistenti

Nel diagramma qui di seguito proposto, sono evidenziati il punto di raccolta e le reti di collettamento in essere e autorizzate:

Figura 21 Schema di Flusso idrico della centrale esistente



Scarico finale	Punto di raccolta intermedio	Impianto/fase di provenienza
1	1a-T	Blow down 2 GVR e caldaia ausiliaria + Scarichi osmosi inversa
1	1e-T	Blow down GVR motore
1	1c – 1d	Acque meteoriche
2	1b-D	Utilizzi igienico-sanitari

* T.A.S.: *Trattamento acque sanitarie Stabilimento Alcantara*

6.2.2.2. La raccolta e lo scarico delle acque reflue in progetto

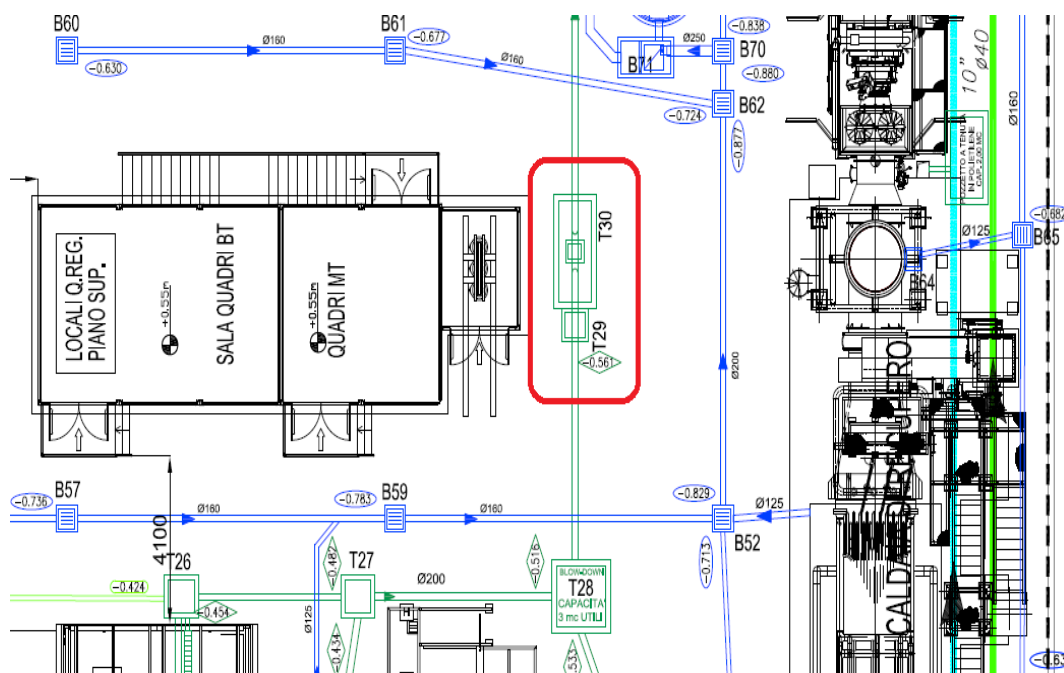
La raccolta e lo scarico delle acque reflue del nuovo impianto in progetto si integrano con le reti già esistenti. Si precisa che tutti gli impianti ENGIE Servizi S.p.A. avranno un unico punto di connessione alla rete Alcantara S.p.A., quello esistente, di seguito indicato.

Anche per la nuova centrale di cogenerazione con turbogas (TG2) sono previste due reti di raccolta acque, distinte così come rappresentato nell'allegato "Planimetria reti interrato": queste raccolgono rispettivamente i reflui derivanti dal processo (trattamento acqua e spurgo caldaie) e le acque meteoriche (dilavamento piazzali e coperture).

Le acque di processo confluiscono in una vasca (T30) dotata di un sistema di monitoraggio in continuo dei parametri di conducibilità e portata ed è dotata di un pozzetto di campionamento (T29) per la verifica del rispetto delle concentrazioni limite delle sostanze presenti.

Di seguito uno stralcio del documento "Planimetria reti interrato" per una maggior comprensione.

Figura 22 Stralcio della Planimetria Reti Interrate del nuovo impianto di cogenerazione

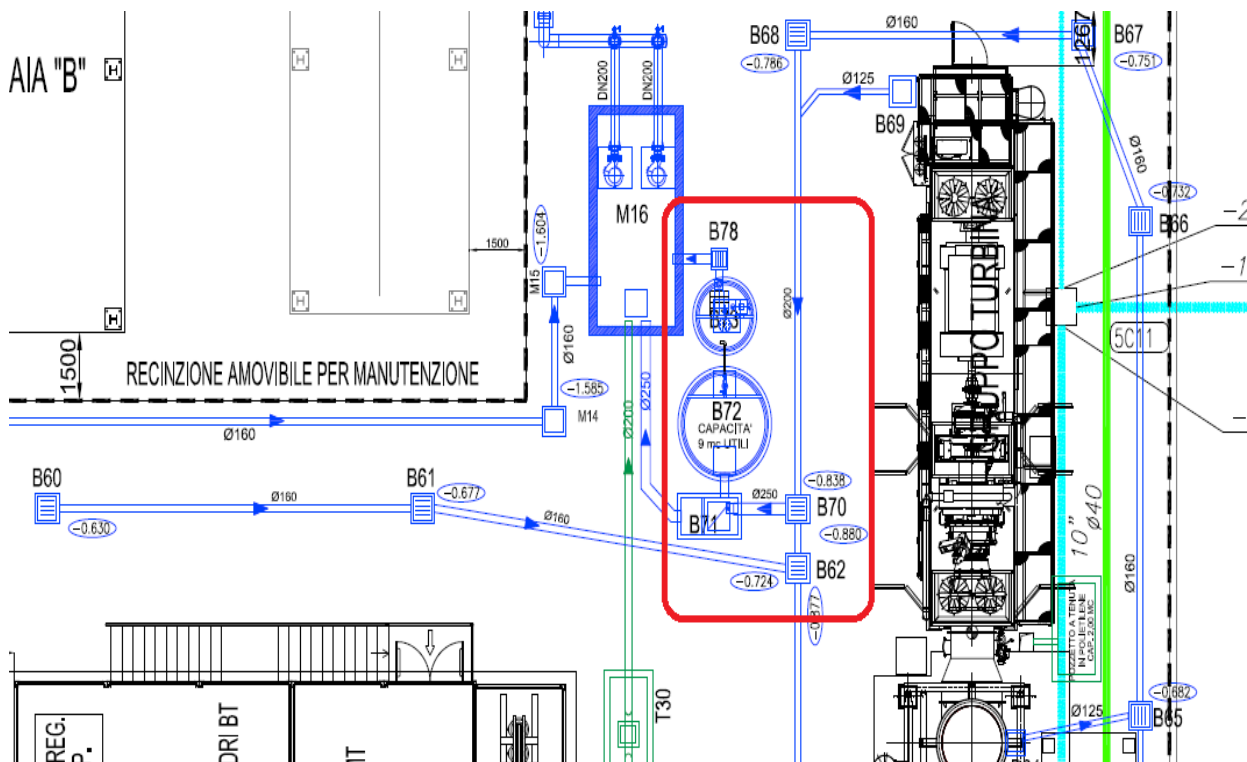


Le acque raccolte dai piazzali e dalle coperture dei moduli prefabbricati, contenenti gli impianti del nuovo gruppo cogenerativo, sono inviate ad una vasca di prima pioggia che, come per gli altri gruppi di cogenerazione, sarà dotata di:

- un pozzetto separatore;
- un sedimentatore;
- un bacino di accumulo e rilancio delle acque di prima pioggia, provvisto di un sistema di svuotamento automatico del bacino.

Detta vasca consentirà di raccogliere e smaltire le acque potenzialmente contaminate in caso di sversamenti all'interno del sito produttivo ENGIE Servizi S.p.A., evitandone l'immissione nella rete fognaria Alcantara S.p.A.. Anche in questo caso sarà presente un pozzetto di campionamento (B78) per la verifica del rispetto delle concentrazioni limite delle sostanze presenti.

Figura 23 Stralcio della Planimetria Reti Interrate del nuovo impianto di cogenerazione con particolare della vasca di raccolta acque meteoriche (M16)



Le acque meteoriche e quelle di processo del nuovo impianto TG2 saranno indirizzate ad una vasca intermedia (M16) che rilancerà quanto raccolto, tramite un sistema di pompaggio ridonato esistente, al punto di consegna degli impianti già autorizzati.

Si ribadisce che tutti gli impianti ENGIE Servizi S.p.A. avranno un unico punto di connessione alla rete Alcantara S.p.A.: quello attuale (pozzetto B28).

Il nuovo impianto non prevede la realizzazione di nuovi servizi igienici/docce/spogliatoi in quanto quelli esistenti nell'attuale Centrale in esercizio sono sufficienti ed adeguati. Per tale ragione non è previsto un nuovo allacciamento alla rete acqua potabile dello stabilimento Alcantara S.p.A..

Figura 24 Stralcio della Planimetria Reti Interrate del nuovo impianto di cogenerazione con particolare della linea di rilancio acque meteoriche da vasca M16 al punto di consegna Alcantara

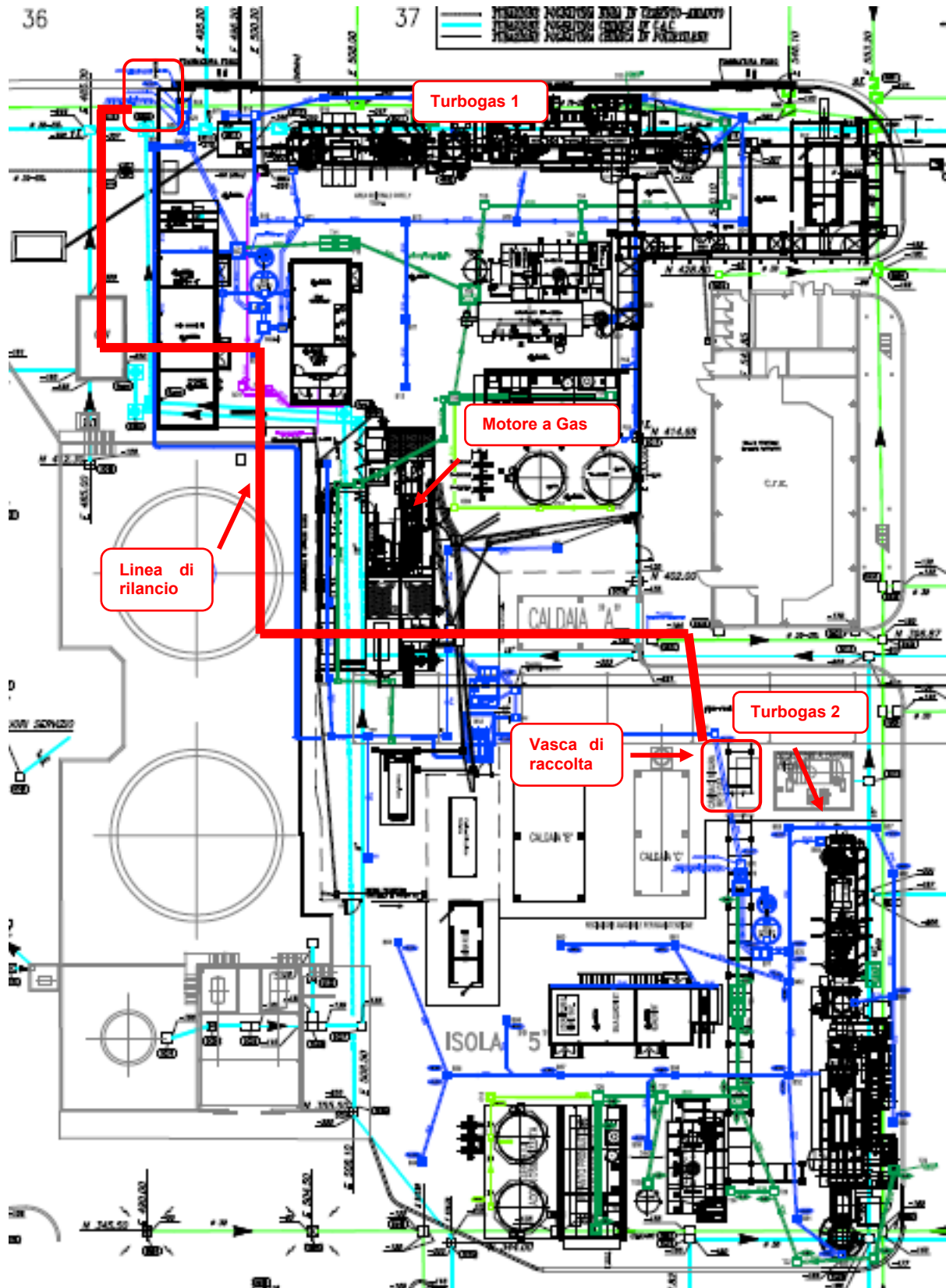
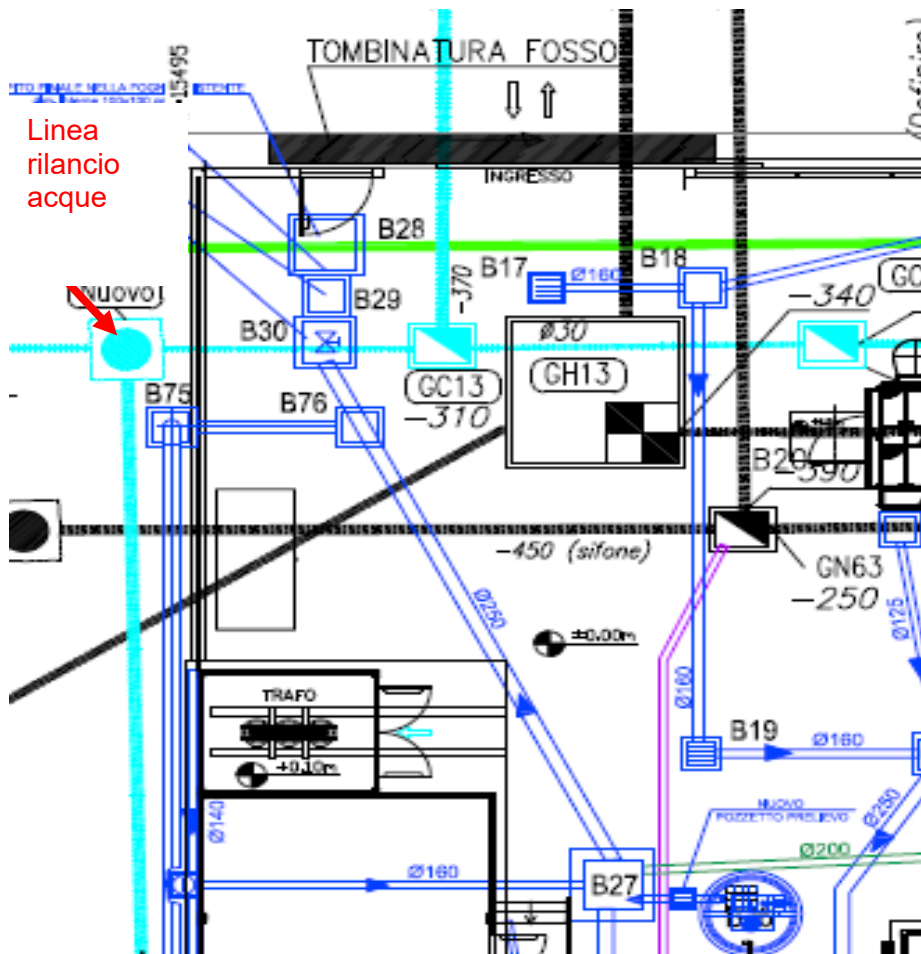


Figura 25 Stralcio della Planimetria Reti Interrate del nuovo impianto di cogenerazione con particolare del punto di connessione alla rete Alcantara S.p.A., esistente (pozzetto B28).



6.2.3. Lubrificanti e additivi

Oltre ai consumi di combustibile e acqua industriale, altre sostanze di previsto utilizzo ai fini del processo produttivo sono quelle necessarie per la lubrificazione degli impianti e per il trattamento delle acque, riassunte nella seguente tabella (in grassetto quelle per il nuovo impianto con turbogas TG2).

Le quantità sono riferite all'anno tipo.

Tabella 8 Assetto consumi di materie prime secondarie totali futuri previsti per la Centrale ENGIE Servizi S.p.A.

Descrizione	Impianto di utilizzo	Stato fisico	Identificazione		Modalità di stoccaggio	Quantità annue	
			n° CAS*	frasi R		50	kg/anno
Olio lubrificante	TG1	liq.	n°c.	-	Fusto da 200 lt (aree "F" - "L" nella planimetria V)	50	kg/anno
Olio lubrificante	TG2	liq.	n°c.	-	Fusto da 200 lt (aree "F" - "L" nella planimetria V)	50	kg/anno

Olio lubrificante	Motore a Gas	liq	n°c.	-	Serbatoio 1000 lt (area "G" nella planimetria V)	8020	kg/anno
Acido solforico 50%	Osmosi trattam. acqua TG1	liq	7664-93-9	H314	Cisterna 1000 lt (aree "F" - "L" nella planimetria V)	10540	kg/anno
Acido solforico 50%	Osmosi trattam. acqua TG2	liq	7664-93-9	H314	Cisterna 1000 lt (aree "F" - "L" nella planimetria V)	10540	kg/anno
Antiscalant	Osmosi trattam. Acqua TG1	liq	-	Nessun rischio significat.	Cisterna 1000 lt (aree "F" - "L" nella planimetria V)	5250	kg/anno
Antiscalant	Osmosi trattam. Acqua TG2	liq	-	Nessun rischio significat.	Cisterna 1000 lt (aree "F" - "L" nella planimetria V)	5250	kg/anno
De-ossigenante	GVR connesso a TG1 / GVA (degassatore) produzione di vapore	liq	3710-84-7 223-055-4	H226, H335, H412	Cisternette 25 lt (aree "F" - "L" nella planimetria V)	350	kg/anno
De-ossigenante	GVR connesso a TG2 (degassatore) produzione di vapore	liq	3710-84-7 223-055-4	H226, H335, H412	Cisternette 25 lt (aree "F" - "L" nella planimetria V)	350	kg/anno
Alcalinizzante	GVR connesso a TG1 / GVA (degassatore) produzione di vapore	liq	-	H315, H319, H335, H412	Cisternette 25 lt (aree "F" - "L" nella planimetria V)	1400	kg/anno
Alcalinizzante	GVR connesso a TG2 (degassatore) produzione di vapore	liq	-	H315, H319, H335, H412	Cisternette 25 lt (aree "F" - "L" nella planimetria V)	1400	kg/anno
Soda caustica 30%	Lavaggio linee osmosi TG1	liq	1310-73-2	H314 H290	Cisterna 1000 lt (area "E" nella planimetria V)	1270	kg/anno
Soda caustica 30%	Lavaggio linee osmosi TG2	liq	1310-73-2	H314 H290	Cisterna 1000 lt (area "E" nella planimetria V)	1270	kg/anno
Biocida	Lavaggio linee osmosi TG1	liq	10222-01-2 233-539-7	H314 H317, H412	Cisternette 25 lt (aree "F" - "L" nella planimetria V)	950	kg/anno
Biocida	Lavaggio linee osmosi TG2	liq	10222-01-2 233-539-7	H314 H317, H412	Cisternette 25 lt (aree "F" - "L" nella planimetria V)	950	kg/anno
Pulitore compressore	TG1	liq	-	H318	Cisternette 25 lt (aree "F" - "L" nella planimetria V)	50	kg/anno
Pulitore compressore	TG2	liq	-	H318	Cisternette 25 lt (aree "F" - "L" nella planimetria V)	50	kg/anno

Deossigenante - inibitore di corrosione	Trattamento acqua caldaia recupero termico sui fumi del Motore a Gas	liq	3710-84-7 223-055-4	H226; H335; H412	Serbatoio 110 lt condiviso con inibitore di depositi (area "E" nella planimetria V); n°2 serbatoi da 50 lt ubicati uno all'interno del package di cogenerazione (area "H" nella planimetria V), l'altro all'interno della cabina di riduzione gas (area "I" nella planimetria V).	110	kg/anno
Inibitore di depositi	Trattamento acqua caldaia recupero termico sui fumi del Motore a Gas	liq	-	H314; H335; H412	Serbatoio 110 lt condiviso con deossigenante-inibitore di corrosione (area "E" nella planimetria V)	600	kg/anno
Glicole etilenico	Motore a Gas: circuito primario (acqua glicolata al 30% contenuta nelle tubazioni)	liq	107-21-1	H302; H373	Fusto da 200 lt circa (aree "F" - "L" nella planimetria V)	200	kg/anno

*CAS (da Chemical Abstract Service).

6.3. Rifiuti

Per quanto concerne i rifiuti, nello stabilimento, da anni, è in corso una politica di raccolta differenziata degli scarti prodotti durante l'attività produttiva e nelle attività collaterali alla produzione stessa. Tale politica è stata attuata attraverso l'applicazione all'interno del S.G.A. (Sistema Gestione Ambientale), secondo la norma UNI EN ISO 14001, di procedure e istruzioni di lavoro che dettano le norme comportamentali per tutto il personale operante in stabilimento.

Il personale ENGIE Servizi S.p.A., a qualunque livello, è stato informato, formato e sensibilizzato sull'applicazione di tali procedure e istruzioni di lavoro.

Tali procedure saranno adottate anche per gli impianti in progetto, così come la movimentazione interna degli scarti, prevista tramite raccolta in appositi contenitori posizionati in punti prestabiliti all'interno delle aree produttive e di servizio, o tramite l'utilizzo di serbatoi dotati di sottovasca per la raccolta di materiale eventualmente versato accidentalmente/perdite.

Di seguito un prospetto che evidenzia la produzione di rifiuti in un anno tipo derivante dall'esercizio degli impianti già in marcia e da quelli in progetto (evidenziati in grassetto):

Tabella 9 Assetto della produzione di rifiuti totali futuri previsti per la Centrale ENGIE Servizi S.p.A.

Codice CER*	Descrizione del rifiuto	Impianto di provenienza	Quantità ton	Area di stoccaggio	Modalità di stoccaggio	Destinazione	Modalità di trasporto
150203	Assorbenti materiali filtranti diversi da quelli 150202	TG1	0.18	B	cisternette	D1	Mediante autocarro
		TG2	0.18	B			
150110*	Contenitori con residui di sostanze pericolose 150110	TG1	1	B-C	cisternette	D5	
		TG2	1	B-C			
150202*	Assorbenti materiali filtranti contaminati da sostanze pericolose 150202	Motore a Gas	0.05	B	cisternette	D5	
130802*	Acque oleose prodotte dalla separazione olio acqua del TG	TG1	4.6	A	Serbatoio e cisternette	D5	
		TG2	4,6	A			
130205*	Olio esausto cogeneratore	Motore a Gas	3.63	D	Serbatoio	D5	
100199	Candele e ricambi cogeneratore	Motore a Gas	0.01	B-C	cisternette	D1	

*Destinazione dei rifiuti con riferimento esplicito alle attività riportate negli allegati B e C al D.lgs. n°22/97 (es. R1, R2, ...)

7. EMISSIONI

7.1. Descrizione delle fonti di emissione in atmosfera della Centrale ENGIE

7.1.1. Situazione attuale autorizzata

Le fonti emissive autorizzate della Centrale ENGIE Servizi S.p.A. sono le seguenti:

- **Camini E1 ed E3**

Il gruppo principale, costituito da TG1 e GVR che funziona in modalità post-firing (e per brevi periodi in fresh air), convoglia i propri effluenti nel camino E1; nel caso particolare di shut down oppure ancora nel transitorio, prima del passaggio da fresh air a post firing (il tempo necessario al TG1 per raggiungere il minimo tecnico e poter attuare il change over), i fumi del TG1 vengono convogliati nel camino E3.

Turbina a gas e GVR con post-combustore hanno rispettivamente potenze in ingresso pari a 18,8MW_{comb} e 19,8 MW_{comb}.

L'utilizzo di un sistema di abbattimento degli ossidi di azoto SoLoNO_x, caratterizzato da una ottimale premiscelazione del combustibile in ingresso, consente il rispetto delle concentrazioni di inquinanti (NO_x e CO) autorizzate.

I valori limite autorizzati per le emissioni in atmosfera sono per tale gruppo (TG1+GVR con post firing) i seguenti:

Tabella 10 Limiti NO_x e CO gruppo TG1+GVR

Inquinante	Limite garantito (rif.al 15% di O ₂ + fumi anidri)
NO _x	70 mg/Nm ³
CO	60 mg/Nm ³

- **Camino E2**

È il camino della caldaia ausiliaria di back-up/integrazione, alimentata a gas naturale, di potenza pari a 14 MW_{comb}.

Tale generatore di vapore è un sistema monoblocco, a tre giri di fumo, pressurizzato, a fondo bagnato, esternamente coibentato con materiale isolante, protetto con lamierino in acciaio inox.

I valori limite autorizzati per le emissioni in atmosfera per tale gruppo sono:

Tabella 11 Limiti NO_x e CO caldaia ausiliaria

Inquinante	Limite garantito (rif.al 3% di O ₂ + fumi anidri)
NO _x	150 mg/Nm ³
CO	100 mg/Nm ³

- **Camino E4**

Si tratta del punto di emissione dell'impianto di trigenerazione costituito da n°1 motore a combustione interna, alimentato a gas naturale, avente potenza 6 MW_{comb}, associato a un generatore di vapore a recupero, e a n°1 frigorifero ad assorbimento. Coerentemente con le indicazioni della Direttiva UE 2015/2193, le concentrazioni limite degli inquinanti sono:

Tabella 12 Limiti NO_x e CO motore endotermico a gas naturale

Inquinante	Limite garantito (rif.al 15% di O ₂ +fumi anidri)
NO _x	95 mg/Nm ³
CO	100 mg/Nm ³

Di seguito il quadro riassuntivo delle emissioni in atmosfera dell'impianto esistente:

QUADRO RIASSUNTIVO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA DELL'IMPIANTO ESISTENTE												
Punto di emissione [numero]	Provenienza	Portata fumi anidri [Nm ³ /h a 0°C e 0,101Mpa]	Durata emissioni [h/g]	Frequenza emissione [h/anno]	Temp [°C]	Tipo di sostanza inquinante	Concentrazione dell'inquinante in emissione [mg/Nm ³ a 0°C e 0,101 Mpa]	Velocità uscita fumi* [m/s]	Altezza punto di emissione dal suolo [m]	Diametro Sbocco [m]	Tipo di impianto di abbattimento	Tenore di ossigeno
E1-I	Turbogas con postcombustione	113 980	24	8 260	80	NOx (come NO ₂) CO SOx Polveri	70 60 35 5	21,8	15	1,6	Sistema miscelazione SoLoNOx	15%
E1-II	Generatore di vapore a recupero in modalità fresh-air	113 980	24	168	80	NOx (come NO ₂) CO SOx Polveri	200 100 35 5					3%
E2	Caldaia ausiliaria back-up/integrazione	13 740	24	3 500	155	NOx (come NO ₂) CO SOx Polveri	150 100 35 5	11,2	15	0,9	-	3%
E3	Camino di emergenza	-	-	-	-	-	-	-	15	1,6	-	-
E4	Motore endotermico a gas naturale	17 900	24	8 366	143	NOx (come NO ₂) CO SOx Polveri	95 100 35 5	28,9	12	0,6	Sistema catalitico	15%

* velocità dei fumi in condizioni di pieno carico e al tenore di O₂ di riferimento

7.1.2. Situazione post operam

La configurazione impiantistica in progetto prevede, come descritto nei paragrafi precedenti, l'inserimento di un turbogas e di un generatore di vapore prodotto:

- Tramite il recupero termico dai gas esausti;
- Utilizzando un post-bruciatore che utilizza gas metano per coprire punte di richiesta termica da parte dell'utenza finale (lo stabilimento Alcantara S.p.A).

Il nuovo gruppo TG2 e GVR, dotato di post-firing (per brevi periodi in fresh air), convoglia i propri effluenti nel camino E5; nel caso particolare di shut down oppure ancora nel transitorio, prima del passaggio da fresh air a post firing (il tempo necessario al TG2 per raggiungere il minimo tecnico e poter fare il change over), i fumi del TG2 vengono convogliati al camino E6.

Turbina a gas e GVR con post-combustore hanno rispettivamente potenze in ingresso pari a $18,8\text{MW}_{\text{comb}}$ e $19,8\text{MW}_{\text{comb}}$.

Per quanto concerne le emissioni in atmosfera, il nuovo gruppo costituito da TG2+GVR è stato concepito per ottemperare ai limiti imposti dalla più stringente normativa di riferimento, vale a dire la Decisione di Esecuzione (UE) 2017/1442 (vedi BAT42).

Il turbogas impiega un sistema "DLE" (Dry Low Emission), denominato "SoLoNox" che permette una combustione a temperature inferiori con conseguente riduzione delle emissioni di NO_x (si veda la trattazione qui di seguito).

Il Generatore di Vapore (GVR) è in grado di rispettare i limiti previsti grazie ad un sistema di regolazione modulante della combustione operato con tutti i moduli di cui è dotata la camera in sostituzione del sistema classico che prevede un gruppo di moduli dedicati esclusivamente al post-firing ed un secondo al fresh air.

Alla luce di ciò, si prevedono i seguenti valori di concentrazioni medie giornaliere di inquinanti in atmosfera, in condizioni di post-combustione:

Tabella 13 Limiti NO_x e CO nuovo gruppo TG2 e GVR

Inquinante	Limite garantito (rif.al 15% di O_2 +fumi anidri)
NO_x	40 mg/ Nm^3
CO	30 mg/ Nm^3

Di seguito il quadro riassuntivo delle emissioni in atmosfera dell'impianto nella configurazione in progetto che prevede l'inserimento del nuovo gruppo di cogenerazione TG2+GVR:

QUADRO RIASSUNTIVO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA DELL'IMPIANTO IN PROGETTO (in grassetto i dati relativi al nuovo gruppo inserito)												
Punto di emissione [numero]	Provenienza	Portata fumi anidri [Nm ³ /h a 0°C e 0,101Mpa]	Durata emissioni [h/g]	Frequenza emissione [h/anno]	Temp [°C]	Tipo di sostanza inquinante	Concentrazione dell'inquinante in emissione [mg/Nm ³ a 0°C e 0,101 Mpa]	Velocità fumi uscita* [m/s]	Altezza punto di emissione dal suolo [m]	Diametro sbocco [m]	Tipo di impianto di abbattimento [*]	Tenore di ossigeno
E1-I	Turbogas con postcombustione	113 980	24	8 260 (6 165**)	80	NOx (come NO ₂) CO SOx Polveri	70 60 35 5	21,8	15	1,6	Sistema miscelazione SoLoNOx	15%
E1-II	Generatore di vapore a recupero in modalità fresh-air	113 980	24	168	80	NOx (come NO ₂) CO SOx Polveri	200 100 35 5					
E2	Caldaia ausiliaria back-up/integrazione	13 740	24	3 500 (933**)	155	NOx (come NO ₂) CO SOx Polveri	150 100 35 5	11,2	15	0,9		3%
E3	Camino di emergenza	-	-	-	-	-	-	-	15	1,6	-	-
E4	Motore endotermico a gas naturale	17 900	24	8 366 (4 000**)	143	NOx (come NO ₂) CO SOx Polveri	95 100 35 5	28,9	12	0,6	Sistema catalitico	15%
E5-I	Turbogas con postcombustione	113 980	24	8 260 (5 581**)	80	NOx (come NO₂) CO SOx Polveri	40 30 35 5	21,8	15	1,6	Sistema miscelazione SoLoNOx	15%
E5-II	Generatore di vapore a recupero in modalità fresh-air	113 980	24	168	80	NOx (come NO₂) CO SOx Polveri	200 100 35 5					
E6	Camino di emergenza	-	-	-	-	-	-	-	15	1,6	-	-

* velocità dei fumi in condizioni di pieno carico e al tenore di O₂ di riferimento
** in parentesi sono indicate le ore equivalenti di funzionamento a pieno carico, sulla base delle stime dei fabbisogni dello stabilimento Alcantara nell'anno tipo

7.1.3. Sistemi di contenimento emissioni e monitoraggio

7.1.3.1. Sistemi di contenimento emissioni

Per quanto riguarda l'abbattimento delle emissioni in atmosfera, i sistemi di abbattimento installati sono i seguenti:

- **Motore endotermico**

Così come autorizzato dalla n°5782 del 6 giugno 2018, è dotato di:

- Sistema di catalisi per abbattimento NO_x
- Sistema di catalisi per abbattimento CO

La riduzione selettiva catalitica (ottenuta con sistemi SCR ovvero Selective Catalyst Reduction) è un processo chimico per l'abbattimento degli NO_x nei gas di scarico che viene in questo caso utilizzato con riferimento ai fumi rilasciati dal motore endotermico.

Dal punto di vista operativo, un flusso di urea (riducente) in soluzione acquosa viene aggiunto ai gas di scarico in presenza di catalizzatore. Il riducente ha la forte tendenza ad assorbire l'Ossigeno, limitando così la formazione di NO_x all'interno dei gas di scarico, formando viceversa H₂O (vapore acqueo) e N₂ (azoto), composti non pericolosi per la salute e l'ambiente.

L'abbattimento dei CO è assicurato mediante convertitore catalitico di tipo ossidante a base di platino e palladio, in grado di ossidare il monossido di carbonio (CO).

Nel caso in questione il catalizzatore è integrato nell'unità SCR.

- **Turbogas TG1 E GVR associato**

Su tale gruppo è installato un sistema di abbattimento a secco detto SoLoNOx. Esso utilizza un pre-miscelamento di combustibile e comburente in camera sfruttando due linee di immissione del carburante. Questo tipo di sistemi di combustione raggiunge e migliora i valori di emissione raggiunti dai sistemi tradizionali con il solo premiscelamento prima della combustione. In particolare, nell'impianto in oggetto, consente di ottenere livelli di concentrazione di inquinanti solitamente inferiori a quelli autorizzati.

Il sistema SoLoNOx consiste in una ottimizzazione "a secco" della combustione mediante una "combustione premiscelata magra".

Tale tecnologia riduce la conversione di azoto atmosferico a NO_x all'interno di un combustore di una turbina a gas perché riduce la temperatura di fiamma del combustore stesso.

Anche il nuovo turbogas in progetto, TG2, così come quello in esercizio, è dotato di un sistema di abbattimento a secco detto SoLoNOx che prevede un pre-miscelamento di combustibile e comburente in camera sfruttando due linee di immissione del carburante.

La riduzione della temperatura di fiamma nel combustore è ottenuta in due modi:

- in primo luogo, la zona di combustione primaria viene fatta lavorare ad una temperatura più bassa di quella abituale (rapporto medio combustibile/aria ridotto). Tale condizione è ottenuta aumentando il flusso di aria nella zona primaria e, conseguentemente, riducendo il flusso nella zona di diluizione. Il flusso di aria totale e la temperatura con cui lo stesso abbandona il combustore rimangono inalterati e quindi non si hanno variazioni nelle altre caratteristiche della turbina quali la potenza od il consumo specifico.
- in secondo luogo, nella combustione premiscelata magra, i processi di miscelazione e combustione sono disaccoppiati. Il combustibile e l'aria della zona primaria sono miscelati prima della zona in cui avviene la combustione. La premiscelazione produce una

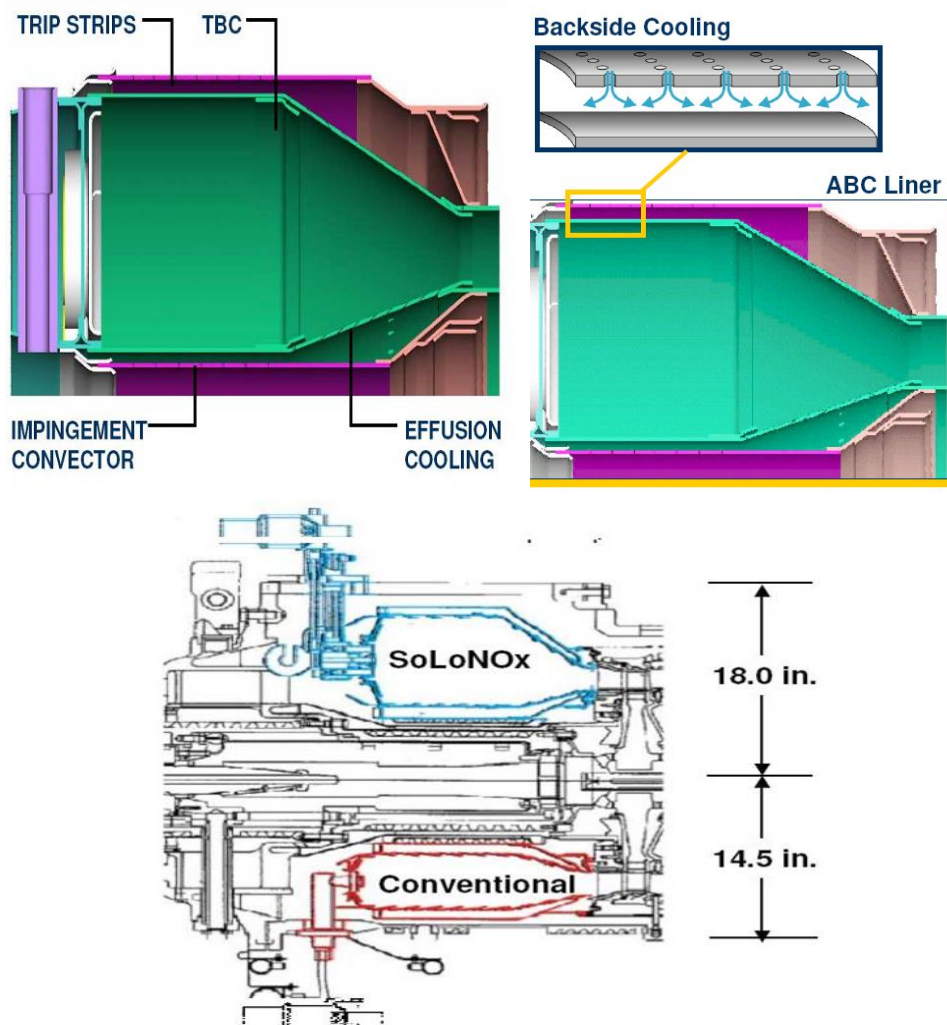
temperatura di fiamma molto più uniforme e ciò previene la formazione di NO_x all'interno del combustore.

Il sistema di combustione SoLoNOx della turbina a gas è costituito essenzialmente dai seguenti elementi:

- rivestimento del combustore anulare mediante lamine metalliche;
- sistema modulare miscela aria/iniezione combustibile schematicamente composti da:
 - sistema di vortice assiale aria primaria;
 - iniettore del combustibile di premiscelazione;
 - iniettore del combustibile pilota;
- sistema a geometria variabile.

Nelle figure seguenti si confrontano i sistemi SoLoNOx con quelli tradizionali, illustrandone in particolare le caratteristiche della camera in cui avviene la premiscelazione.

Figura 26 Caratteristiche del sistema di abbattimento SoLoNOx e confronto con i sistemi tradizionali



7.1.3.2. Sistemi di monitoraggio emissioni

7.1.3.2.1. Sistemi presenti

Attualmente è presente un sistema di analisi fumi sul:

- camino della turbina a gas a valle del generatore di vapore a recupero (E1)
- camino della caldaia di integrazione e back-up (E2)
- sul camino del motore endotermico alimentato a gas naturale (E4).

Tali sistemi, raccolti in un unico Sistema di Monitoraggio in Continuo, prevedono il monitoraggio dei seguenti parametri:

- monossido di carbonio
- monossido di azoto, biossido di azoto e totale ossidi di azoto
- tenore di ossigeno.

I sistemi alloggiati in armadio metallico comprendono quanto necessario al prelievo dei campioni da camino, al loro raffreddamento e alla disidratazione.

Le letture dall'analizzatore vengono inviate al supervisore dal quale sono registrate su hard-disk e contemporaneamente visualizzate in forma grafica.

L'analizzatore è del tipo NDIR a raggi infrarossi, non dispersivo con detector a quattro camere miniaturizzate e trasparenti, che consente l'analisi contemporanea di più parametri senza ritardo filtri, chopper e altri dispositivi di correzione.

L'analizzatore è omologato così come previsto dalle vigenti normative.

7.1.3.2.2. Sistemi previsti per il nuovo Turbogas e GVR

Il controllo delle emissioni in atmosfera del nuovo punto di emissione, E5, verrà integrato in quello esistente.

Anche il nuovo camino sarà equipaggiato con un sistema di analisi estrattivo per la valutazione degli inquinanti.

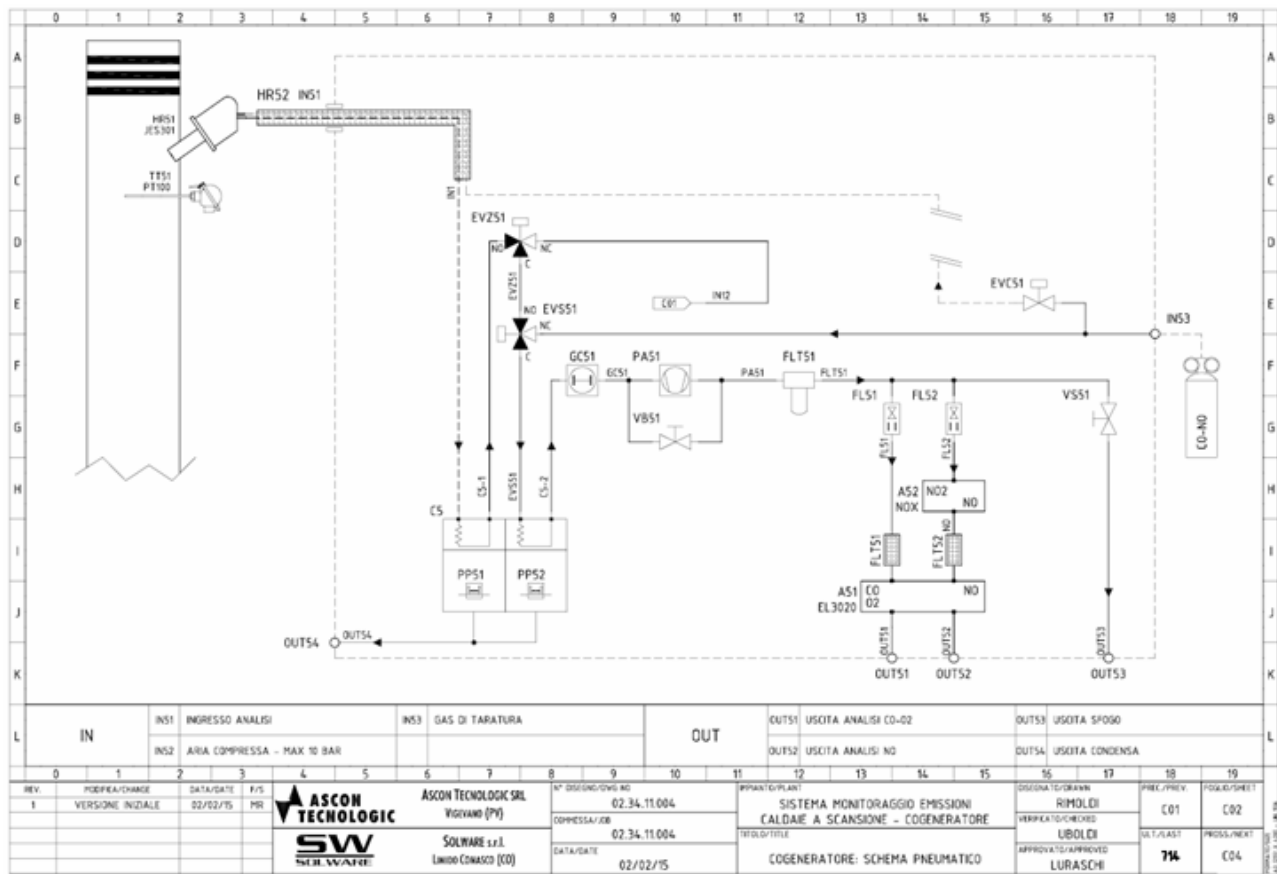
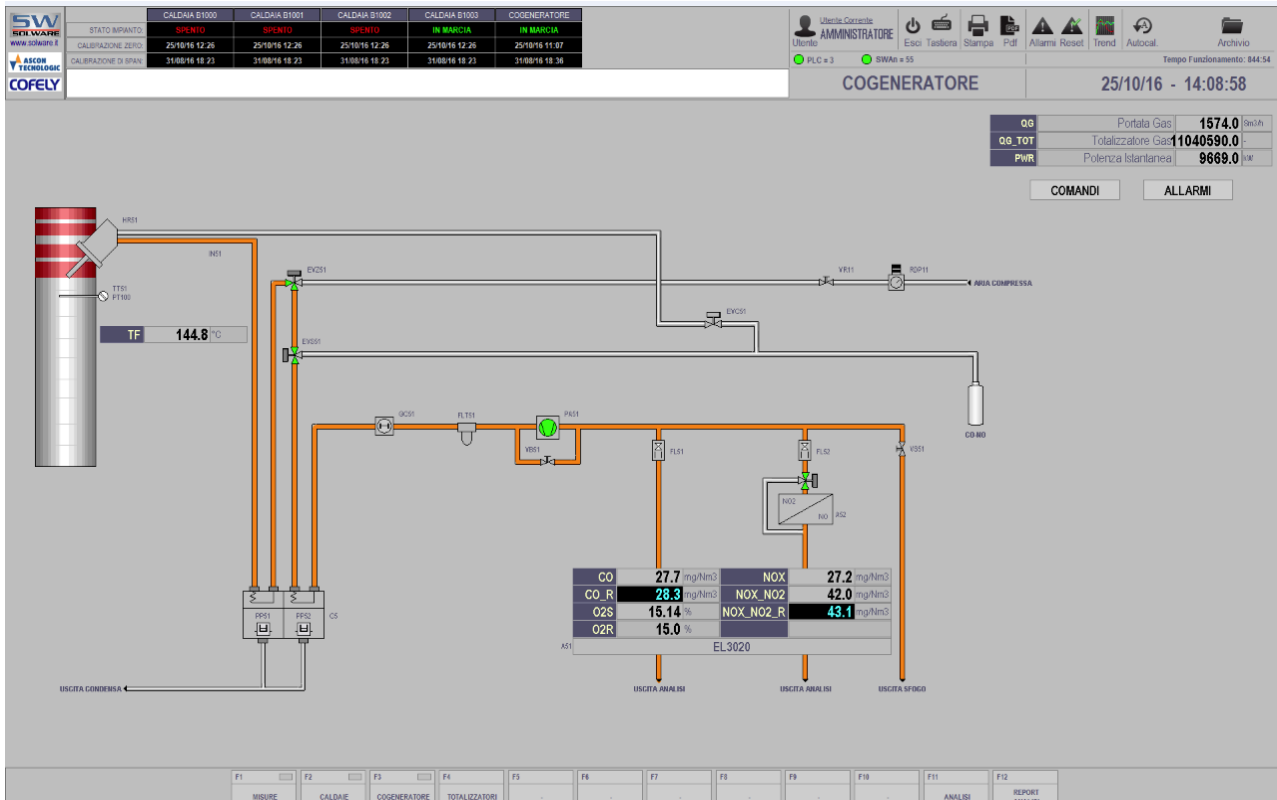
Gli analizzatori previsti così come quelli già presenti saranno certificati secondo la UNI EN 14181 in conformità alla EN 15267.

I componenti principali della catena di campionamento sono:

- Termoresistenza per la misura della temperatura dei fumi;
- Sonda di prelievo gas riscaldata munita di filtro in carburo di silicio temperatura 500°C;
- Linea di prelievo gas riscaldata in PTFE;
- Frigorifero a compressore e pompa peristaltica;
- Guardia condensa;
- Flussimetri con allarme mancanza flusso regolati;
- Analizzatore CO-NO a raggi infrarossi non dispersivi N.D.I.R. in grado di misurare in continuo i gas richiesti secondo normativa vigente, munito all'interno di celle per le autocalibrazioni e le tarature;
- Analizzatore di ossigeno Metox a ossido di zirconio per la misura dell'ossigeno secco;
- Convertitore NO_x riscaldato a 400°C, per la trasformazione degli NO₂ in NO.

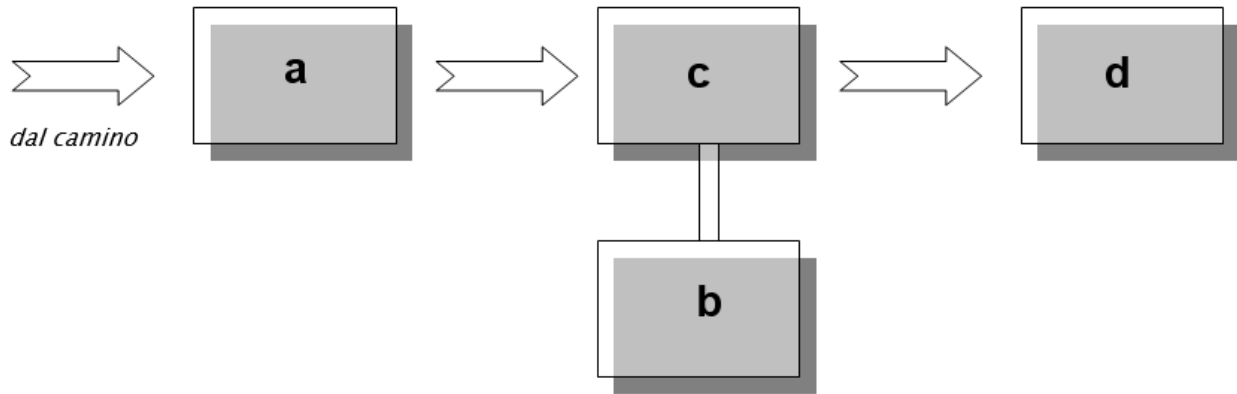
Lo schema pneumatico della catena di prelievo del campione di gas di scarico è rappresentato nella figura seguente.

Figura 27 Schema prelievo e trattamento campioni



Il sistema di analisi è completato dall'unità centrale costituita da un elaboratore, con software di misura, acquisizione, trasmissione, supervisione, trattamento, memorizzazione e validazione dei dati.

Lo SME è rappresentabile come segue:



- a) Campionamento: prelievo, trattamento, condizionamento del campione;
- b) Analizzatori: analisi, misure, calibrazione;
- c) Servizi: alimentazione elettrica, comandi;
- d) Ricevitori: elaborazione dati, archiviazione, gestione allarmi e anomalie.

Il sistema di analisi è composto dalle sezioni di:

- prelievo e filtrazione del campione;
- trasporto e condizionamento del campione;
- analisi del campione;
- calibrazione degli analizzatori;
- PLC;
- armadio analisi e servizi.

Modalità di campionamento

il gas campione viene estratto dal camino e trasferito all'unità di condizionamento, per poi essere inviato alla sezione di analisi strumentale.

Gli analizzatori, effettuate le misure delle concentrazioni, trasmettono i valori in formato di segnali elettrici 4 ÷ 20 mA ad un PLC e da questo al sistema elaborazione dei dati. I parametri acquisiti dal sistema di analisi sono:

- temperatura fumi
- monossido di carbonio (CO)
- ossidi di azoto NO ed NO₂ (NO_x)
- ossigeno (O₂)

Il sistema di acquisizione provvede a convertire i valori tal quali in quelli riferiti al tenore di ossigeno previsto e a validare il dato elementare quando l'impianto è a regime.

La correzione per O₂ viene elaborata automaticamente con la seguente modalità:

$$E_c = E_m \times ((21 - O_{2r}) / (21 - O_{2m}))$$

dove:

- E_c = Emissione corretta
- E_m = Emissione misurata
- O_{2r} = Ossigeno di riferimento
- O_{2m} = Ossigeno misurato

Il sistema di elaborazione trasforma quindi le concentrazioni in volume nelle relative concentrazioni in massa per normal metro cubo di fumi anidri, come normativamente previsto, come segue:

- CO in mg/Nm^3 = CO in ppm x 1,25
- NO_x in mg/Nm^3 come NO_2 = NO_x in ppm x 2,0536

7.2. Descrizione delle fonti di emissione acustiche della Centrale ENGIE Servizi S.p.A.

La Centrale ENGIE Servizi S.p.A. è ubicata all'interno del sito industriale Alcantara S.p.A., in zona VI, "area esclusivamente industriale", secondo la Classificazione Acustica Comunale. I limiti assoluti di Immissione ed Emissione in tale zona sono rispettivamente:

- 70 dB(A) diurni/notturni;
- 65 dB(A) diurni/notturni.

Gli interventi/soluzioni tecniche individuate per il rispetto di tali limiti sono stati:

- L'inserimento degli equipment all'interno di package costruiti con pannelli sandwich in materiale fonoassorbente, rivestiti esternamente con lamiera metallica;
- L'utilizzo di cassoni insonorizzanti realizzati con pannelli fonoassorbenti sul corpo della turbina a gas, del generatore di vapore a recupero ad essa associato, del motore, del generatore di vapore a recupero ad esso associato, del gruppo frigorifero ad assorbimento, della cabina di riduzione del gas metano e degli alternatori;
- L'apposizione di silenziatori sui camini E1 ed E4.

L'adozione di tali misure ha consentito il rispetto, ad 1 metro di distanza, dei seguenti livelli di pressione sonora:

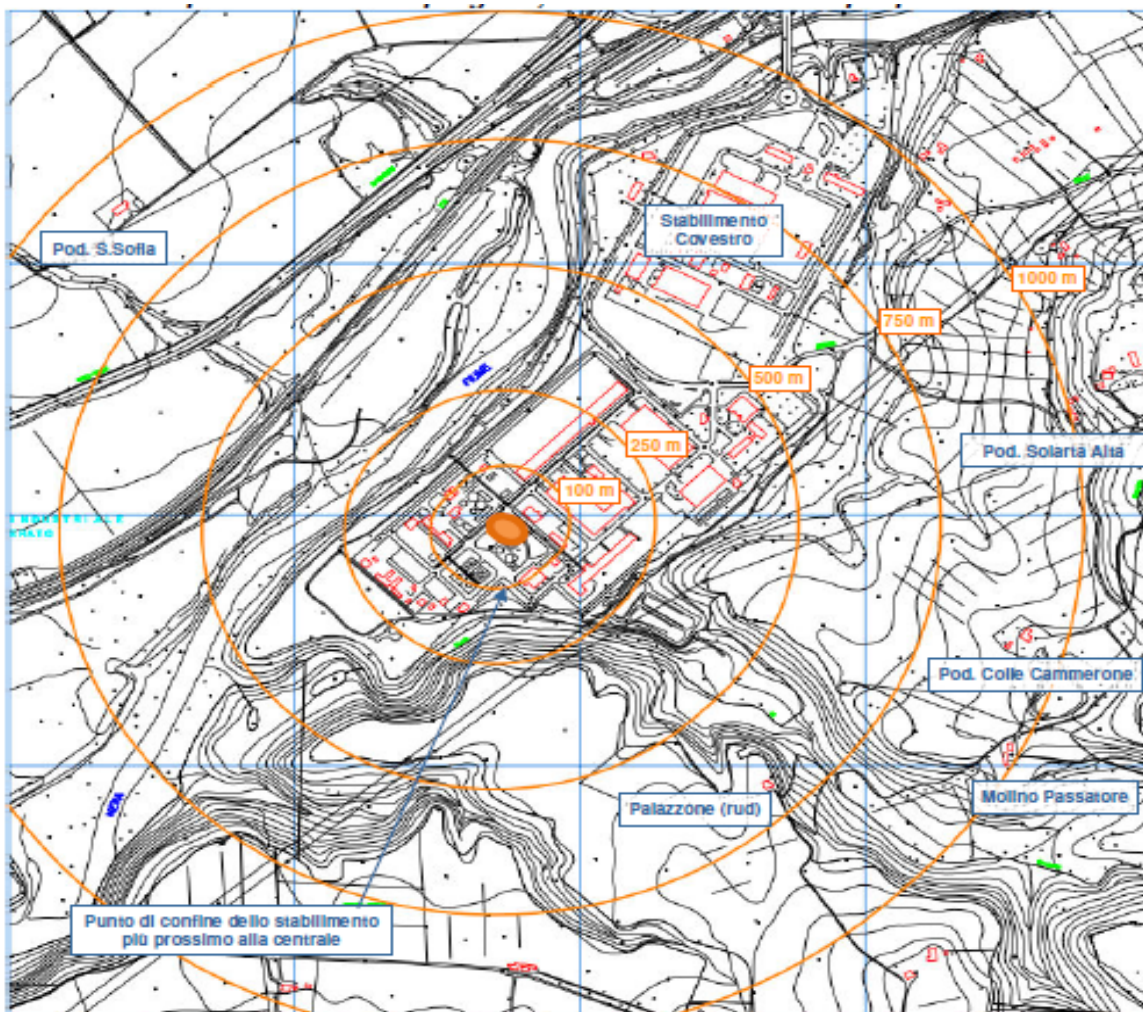
- | | |
|---|-----------|
| • Per il TG1 | 80 dB(A). |
| • Per il motore con generatore di vapore a recupero | 70 dB(A) |
| • Per il frigorifero ad assorbimento | 75 dB(A) |
| • Per la cabina di riduzione del gas metano il | 70 dB(A) |
| • Per il camino E1 | 85 dB(A). |
| • Per il camino E4 | 75 dB(A). |

La valutazione dell'impatto acustico post operam, in accordo con quanto previsto dalla normativa di riferimento, ha comportato la verifica dei seguenti limiti:

- emissione diurni e notturni;
- immissione diurni e notturni assoluti;
- valori limite differenziali diurni e notturni.

I ricettori presenti, con l'esclusione dell'adiacente stabilimento industriale Alcantara, risultano tutti collocati a distanze superiori a 500 metri.

Figura 28 Posizione della Centrale Engie Servizi SpA e dei recettori più prossimi



Le analisi svolte - a Centrale in esercizio - mediante elaborazione dei dati relativi alle sorgenti sonore, rilievi fonometrici in diversi punti, con riferimento ai ricettori dell'area, hanno evidenziato il rispetto dei suddetti limiti fissati dalla Legge 26 ottobre 1995 in materia di inquinamento acustico e dai relativi decreti attuativi.

Nell'ambito dello sviluppo del progetto dei nuovi impianti, è stata effettuata una valutazione preliminare dell'impatto acustico degli impianti in progetto, avvalendosi dei dati noti sia relativamente allo scenario di inserimento sia a quelli emissivi delle nuove sorgenti, dotate dei sistemi di abbattimento sopra indicati, brevemente qui di seguito riassunti:

- Inserimento degli equipment all'interno di package costruiti con pannelli sandwich in materiale fonoassorbente, rivestiti esternamente con lamiera metallica;
- Utilizzo di cassoni insonorizzanti con pannelli fonoassorbenti sul corpo della turbina a gas, dell'alternatore e del generatore di vapore a recupero ad essa associato
- Inserimento di silenziatore sul camino E5.

I risultati di tale simulazione non hanno evidenziato incompatibilità con il territorio: è previsto infatti il rispetto dei limiti di immissione, emissione e differenziali previsti dalla normativa e dalla zonizzazione vigenti.

7.3. Altri impatti della Centrale ENGIE Servizi S.p.A.

7.3.1. Realizzazione nuovi impianti

7.3.1.1. Cronoprogramma

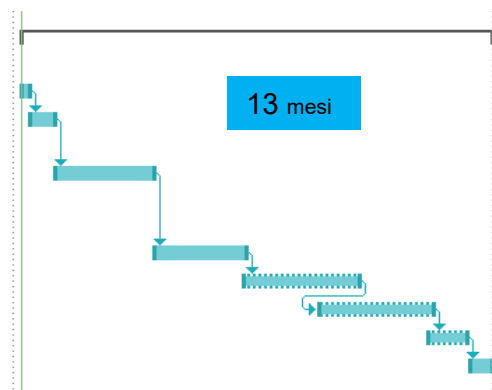
La realizzazione della nuova centrale prevede le seguenti principali attività:

- Opere di cantierizzazione;
- Sbancamenti per realizzazione fondazioni;
- Realizzazione fondazioni fuori terra (basamenti):
 - Cabina riduzione pressione metano;
 - Treno turbina-riduttore-alternatore;
 - Caldaia recupero + postcombustore caldaia + camino;
 - Serbatoi acqua osmotizzata;
 - Locali tecnici (costituiti da moduli prefabbricati realizzati con strutture in carpenteria metallica e tamponature mediante pannelli sandwich);
 - Pipe-rack tubazioni metano, vapore, condense, acqua industriale, antincendio;
- Montaggio packages
 - Cabina riduzione pressione metano;
 - Treno turbina-riduttore-alternatore;
 - Caldaia recupero + postcombustore caldaia + camino;
 - Serbatoi acqua osmotizzata;
 - Produzione acqua osmotizzata;
 - Trasformatore servizi ausiliari MT/bt;
 - Quadri elettrici MT;
 - Quadri elettrici bt;
 - Quadri comando e controllo;
- Interconnecting meccanico tra i vari packages e con i tie-ins prediposti sui collettori delle reti di stabilimento;
- Interconnecting elettrostrumentale;
- Commissioning e avviamenti;
- Test e collaudi.

La durata prevista per l'esecuzione di tali attività è indicativamente 13 mesi.

Tabella 14 Cronoprogramma realizzazione nuovo impianto cogenerazione

REALIZZAZIONE NUOVA CENTRALE TG2	283 g
Opere cantierizzazione	5 g
Sbancamenti per realizzazione fondazioni	15 g
Realizzazione fondazioni (basamenti package turbina, caldaia, cabina riduzione metano, serbatoi acqua osmotizzata, locali tecnici)	60 g
Montaggio packages	55 g
Interconnecting meccanico	70 g
Interconnecting elettrostrumentale	70 g
Commissioning e avviamenti	25 g
Test e collaudi	15 g



7.3.1.2. Impatto attività di cantiere

I vari packages verranno posati su basamenti in calcestruzzo armato, continui e fuori terra.

Gli impianti tecnologici - quali l'impianto trattamento acqua, i quadri media tensione, i quadri bassa tensione, i quadri di comando e controllo - saranno ospitati da moduli prefabbricati/fabbricati costruiti con strutture in carpenteria metalliche con tamponature realizzate con pannelli sandwich.

Tali soluzioni costruttive comporteranno:

- La riduzione degli sbancamenti (valutabili in circa 500 m³);
- Il minor utilizzo di calcestruzzo e laterizi (si stimano, per i basamenti e le aree lastricate, getti di circa 600 m³);
- La riduzione delle ore di lavoro e, quindi dell'impatto ambientale, dei mezzi escavatori nonché di quelli necessari per il trasporto dei materiali di risulta.

Si precisa che nel corso del mese di gennaio 2019 ENGIE Servizi S.p.A. ha effettuato una caratterizzazione del sottosuolo nell'area interessata dal progetto tramite perforazioni fino a 5 m.

Le analisi non hanno evidenziato nella stratigrafia in questione forme di inquinamento.

I materiali di risulta derivanti da scavi legati all'esecuzione dei basamenti dei nuovi packages e per la posa delle linee interrato verranno smaltiti in discariche autorizzate della zona (da definire), secondo le modalità previste dalla normativa vigente.

8. ALLEGATI

- ALLEGATO 1** *PLANIMETRIA GENERALE STABILIMENTO ALCANTARA SPA*
- ALLEGATO 2** *AREA CENTRALE ENGIE SERVIZI SPA - RIFERIMENTI CATASTALI*
- ALLEGATO 3** *PLANIMETRIA DI DETTAGLIO IMPIANTI IN PROGETTO*
- ALLEGATO 4** *SCHEMA DI PROCESSO IMPIANTO IN PROGETTO*
- ALLEGATO 5** *SCHEMA ELETTRICO UNIFILARE*
- ALLEGATO 6** *PLANIMETRIA COLLEGAMENTO ELETTRICO IN MT DELLA CENTRALE*
- ALLEGATO 7** *PLANIMETRIA RETI INTERRATE ACQUE REFLUE CENTRALE ENGIE
SERVIZI SPA*
- ALLEGATO 8** *VISTA LATERALE TRENO TURBOGAS+GVR / VISTA NUOVO PIPE RACK*
- ALLEGATO 9** *VISTE FOTOGRAFICHE ATTUALI AREA DESTINATA AGLI IMPIANTI IN
PROGETTO*
- ALLEGATO 10** *FABBISOGNI ENERGETICI/ PRODUZIONI ENERGIE*

Nome file: ALC3-GEN010 Relazione di Progetto 20190705
Directory: C:\Users\EDB525\OneDrive - ENGIE\Pictures
Modello: C:\Users\EDB525\AppData\Roaming\Microsoft\Templates\Normal.do
tm
Titolo: 4.2 Atmosfera
Oggetto:
Autore: RAMS&E Srl
Parole chiave:
Commenti:
Data creazione: 05/07/2019 12:57:00
Numero revisione: 4
Data ultimo salvataggio: 05/07/2019 12:58:00
Autore ultimo salvataggio: CESAREO Gianna (ENGIE Italy)
Tempo totale modifica 8 minuti
Data ultima stampa: 05/07/2019 15:47:00
Come da ultima stampa completa
Numero pagine: 70
Numero parole: 17.860 (circa)
Numero caratteri: 101.805 (circa)