

# DESCRIZIONE TECNICA DEL PROGETTO



**PROGETTO DI  
RIQUALIFICAZIONE  
DELLA CENTRALE  
A CICLO  
COMBINATO  
DI ACERRA (NA)  
CON IMPIANTO  
"PEAKER"**

**Doc. N°  
0108-GN-RT-002  
Rev.04**



04	10.05.2021	Revisione Generale (imp. Senza FRU)	P.G.	S. Sartor	P.Giudici
03	29.03.2021	Revisione Generale	P.G.	-	P.Giudici
02	15.12.2020	Terza emissione	F.Valentini M.Sementilli	C.Pera	P.Giudici
01	20.10.2020	Seconda emissione	F.Valentini M.Sementilli	C.Pera	P.Giudici
00	15.10.2020	Prima emissione	F.Valentini M.Sementilli	C.Pera	P.Giudici
<b>Rev.</b>	<b>Date</b>	<b>Descrizione</b>	<b>Redatto</b>	<b>Approvato</b>	<b>Validato</b>

**Data: 10.05.2021**

# INDICE

1. PREMESSA .....	4
2. SISTEMAZIONE GENERALE DI IMPIANTO.....	5
2.1. Descrizione generale della configurazione di impianto .....	5
2.1.1. Configurazione attuale dell'impianto.....	5
2.2. Emissioni e utilizzo delle risorse ante operam .....	9
2.2.1. Emissioni in atmosfera .....	9
2.2.2. Emissioni idriche e sistemi di contenimento .....	10
2.2.3. Emissioni al suolo e produzione di rifiuti .....	10
2.3. Caratteristiche progettuali del sito .....	11
2.4. Combustibile.....	11
2.5. Configurazione futura dell'impianto.....	12
3. NUOVA SISTEMAZIONE GENERALE DI IMPIANTO E CARATTERISTICHE DEI MAGGIORI COMPONENTI .....	14
3.1. Descrizione dell'Impianto per Mercato della Capacità ("Peaker") .....	15
3.1.1. Descrizione della turbina a gas e dati funzionali .....	15
3.1.2. Sistema di raffreddamento TG .....	16
3.1.3. Modifiche al Generatore di Vapore a Recupero (GVR) esistente .....	17
3.2. Generatore elettrico .....	17
3.2.1. Conformità con le Direttiva Europee ed internazionali turbogas-alternatore.	18
3.2.2. Connessione elettrica .....	18
4. ALTRE ATTIVITÀ E SISTEMI AUSILIARI.....	19
4.1. Opere civili .....	19
4.2. Sistema di Supervisione, Monitoraggio e Controllo Impianto (I&C).....	20
4.3. Collegamenti idraulici ad impianti meccanici ausiliari.....	20
4.3.1. Impianto Antincendio .....	20
4.3.2. Scarico reflui .....	21
4.4. Impianti e collegamenti elettrici di potenza.....	21
4.5. Ausiliari di impianto .....	22
5. IMPATTO AMBIENTALE.....	23
5.1. Rilasci gassosi.....	23

5.2.	Confronto emissioni e consumi ante e post intervento .....	23
5.2.1.	Scenario esistente emissioni gassose.....	23
5.2.2.	Scenario futuro emissioni gassose.....	24
5.3.	Rilasci liquidi .....	25
5.4.	Rumore .....	25
5.5.	Rifiuti.....	25
6.	ALLEGATI .....	27

## 1. PREMESSA

La presente relazione descrive gli interventi di riconversione della Centrale di cogenerazione a ciclo combinato di Engie Servizi S.p.A. ubicata nel comune di Acerra (NA), Strada Provinciale Acerra-Pomigliano (Allegato 1).

La centrale dispone di Autorizzazione Integrata Ambientale (A.I.A) rilasciata con Decreto Dirigenziale della Giunta Regionale della Campania – Area Generale di Coordinamento (A.G.C.5) - N. 149 del 31/05/2012 per l’Impianto identificato con codice IPPC 1.1.

Si precisa che come da comunicazione, prot. n. 2016/AC/60 del 26/04/2016, prot. n. 2017/AC/69 del 22/12/2017, prot. n. 2019/AC/02 del 08/04/2019 e prot. n. 2020/AC/01 del 07/02/2020 (in indirizzo ad ARPAC Dipartimento Provinciale di Napoli e p.c. Giunta Regionale della Campania – settore Provinciale Ecologia, Tutela dell’Ambiente, Disinquinamento e Protezione Civile, Comune di Acerra – Settore Ambiente, Provincia di Napoli – Area Ecologia, Tutela e Valorizzazione dell’Ambiente) l’attività della centrale è stata sospesa e l’impianto è stato messo in condizione di fermo conservativo con spegnimento e messa in sicurezza delle varie apparecchiature.

Attualmente l’attività della centrale è ancora sospesa.

La centrale è costituita da due gruppi di cogenerazione a ciclo combinato con potenza termica da combustibile complessiva pari a 211 MW<sub>f</sub> e potenza elettrica pari a 100 MWe.

L’impianto confina con il sito produttivo FCA di Pomigliano d’Arco (NA) al quale forniva (in aggiunta all’energia elettrica immessa nella Rete Nazionale ad Alta Tensione) calore in forma di acqua surriscaldata. Attualmente l’esercizio della centrale è sospeso.

Il progetto di riconversione prevede essenzialmente la sostituzione all’interno di uno dei due packages di cogenerazione attuali della Turbina a Gas (TG) con una unità nuova di ultima generazione in funzionamento in ciclo aperto (anziché in cogenerazione) con potenza elettrica nominale di 46,5 MWe. L’impianto a ciclo aperto opererà da “peaker” e sarà destinato al “Mercato della Capacità”, sviluppato da Terna (Gestore della Rete di Trasmissione in Alta tensione italiana) per rispondere all’esigenza di preservare la rete nazionale dalle fluttuazioni di breve periodo dovute alla produzione di energia elettrica derivante da fonti rinnovabili non programmabili (fotovoltaico ed eolico), in base alla Strategia Energetica Nazionale pubblicata nel 2017.

## 2. SISTEMAZIONE GENERALE DI IMPIANTO

### 2.1. Descrizione generale della configurazione di impianto

#### 2.1.1. Configurazione attuale dell'impianto

La centrale è del tipo a ciclo combinato cogenerativo per la produzione di energia elettrica e termica. L'energia elettrica prodotta veniva immessa, tramite cavo interrato alla tensione di 220 kV, nella rete TERNA, a circa 2 km di distanza, mentre l'energia termica co-generata, in forma di vapore surriscaldato, veniva ceduta per la produzione di acqua calda surriscaldata presso lo stabilimento FCA adiacente.

Nella sua configurazione attuale la centrale è costituita da due impianti a ciclo combinato identici.

I principali elementi tecnologici che costituiscono il ciclo produttivo sono i seguenti:

- N.2 turbine a gas (TG-100 e TG-300) aero derivate, marchio GE modello LM6000PA
  - Combustibile: gas naturale
  - Pressione gas ingresso: 44 barg
  - Portata max gas (cad.): 10.600 Smc/h
  - Temperatura gas di scarico: 450-500 °C
  - Potenza elettrica nominale (cad.): 39,1 MWe
  - Potenza termica da combustibile (cad.): 105,4 MW
- N.2 generatori di vapore a recupero (GVR) Foster-Wheeler, con degasatore integrato, per la produzione di vapore surriscaldato a due livelli di pressione:
  - Alta pressione (ap): pressione 42 bara, temperatura 450 °C, portata 45 t/h
  - Bassa pressione (bp): pressione 4 bara, temperatura 250 °C, portata 11,5 t/h (tale portata destinata in quantitativo variabile in funzione dei fabbisogni termici di FCA)
- N.2 camini con analizzatore in continuo delle emissioni di NO<sub>x</sub>, CO e O<sub>2</sub> (punti di emissione E1 ed E2).
  - Altezza: 30 m
  - Diametro: 2,5 m
- N.2 turbine a vapore (TV) marchio Ansaldo modello C1-635R a spillamento e condensazione, ciascuna collegata all'alternatore della corrispondente TG:
  - Pressione vapore ammissione ap: 41 bar<sub>a</sub>
  - Temperatura vapore ammissione ap: 433°C
  - Pressione vapore ammissione bp: 4 bara
  - Temperatura vapore ammissione bp: 250°C
  - Pressione di scarico: 0,13 bar<sub>a</sub>
  - Potenza elettrica nominale: 11 MWe

- N.2 alternatori trifase marchio GEC – Alstom modello T227-250:
  - Potenza attiva ai morsetti: 53,6 MW
  - Fattore di potenza: 0,8
  - Potenza nominale apparente: 67 MVA
  - Tensione nominale: 11,5 kVognuno di questi calettati sull'albero della rispettiva TV e collegati tramite riduttore di velocità all'albero TG.
  
- N.2 aero condensatori: sistemi di condensazione del vapore scaricato dalle TV del tipo ad aria diretta. L'estrazione dell'aria all'avviamento e il mantenimento del vuoto sono effettuati tramite due eiettori a vapore (uno di riserva all'altro), ciascuno in grado di estrarre 15 kg/h di aria consumando 40 kg/h di vapore di trascinamento.
  
- N.2 scambiatori di calore vapore BP - acqua per la fornitura di calore alla rete acqua surriscaldata di FCA:
  - Portata media: 650 m<sup>3</sup>/h
  - Temperatura acqua surriscaldata in out: 120°C – 140 °C

In centrale sono inoltre presenti i seguenti impianti ausiliari a servizio dei due cicli combinati, i cui principali componenti sono stati sopra descritti:

- Caldaia ausiliaria di avviamento da 1.046 kWt alimentata a gas naturale (punto di emissione camino E5).
- Impianto di trattamento acqua caldaie con dosaggio di fosfati e deossigenanti.
- Impianto centralizzato per la produzione di acqua demineralizzata utilizzata in centrale.
- Impianto di neutralizzazione degli eluati della rigenerazione delle resine anioniche/cationiche/letti misti dell'impianto demi.
- Stazione di riduzione e misura del gas naturale.
- N.4 caldaie alimentate a gas naturale, ciascuna da 104 kWt, per produzione di acqua calda per il riscaldamento del gas naturale dopo decompressione (camini E3 ed E4).
- Stazione di compressione gas con N.3 compressori alternativi alimentati a 6 KV che interviene solo in caso la pressione in uscita dalla cabina gas sia inferiore al valore richiesto in TG.
- N. 2 gruppi elettrogeni alimentati a gasolio (camini E6 ed E7):
  - Potenza nominale: 420 KVA cad
- N. 1 motopompa antincendio alimentata a gasolio (camino E8) con relativo serbatoio interrato.

- N. 1 vasca di raccolta acque reflue tecnologiche con disoleatore prima del convogliamento all'impianto di trattamento FCA (Impianto TAR).
- Sistema di raccolta scarichi biologici con rete fognaria di conferimento all'impianto di trattamento FCA.
- Impianti Elettrici BT-MT-AT: nella figura seguente è riportato lo schema unifilare generale.

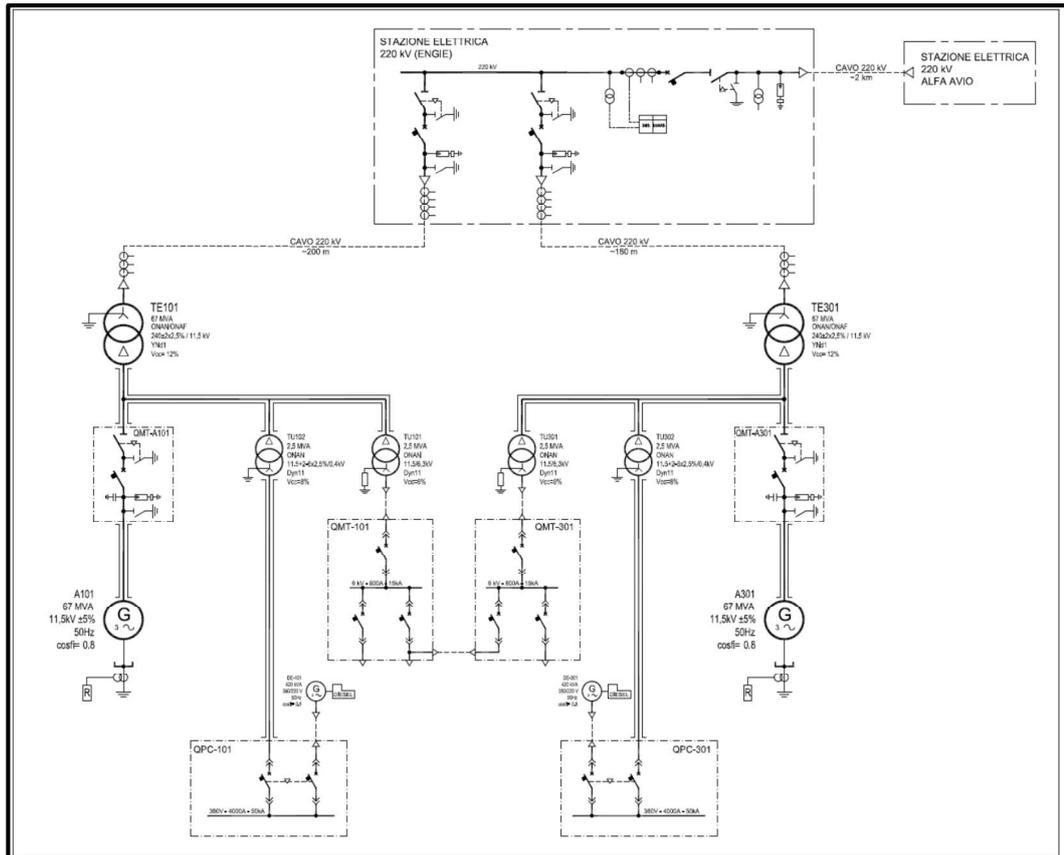


FIGURA 1 - UNIFILARE GENERALE IMPIANTO A CICLO COMBINATO ESISTENTE

La figura seguente riporta il layout generale dell'impianto esistente (Allegato 2).

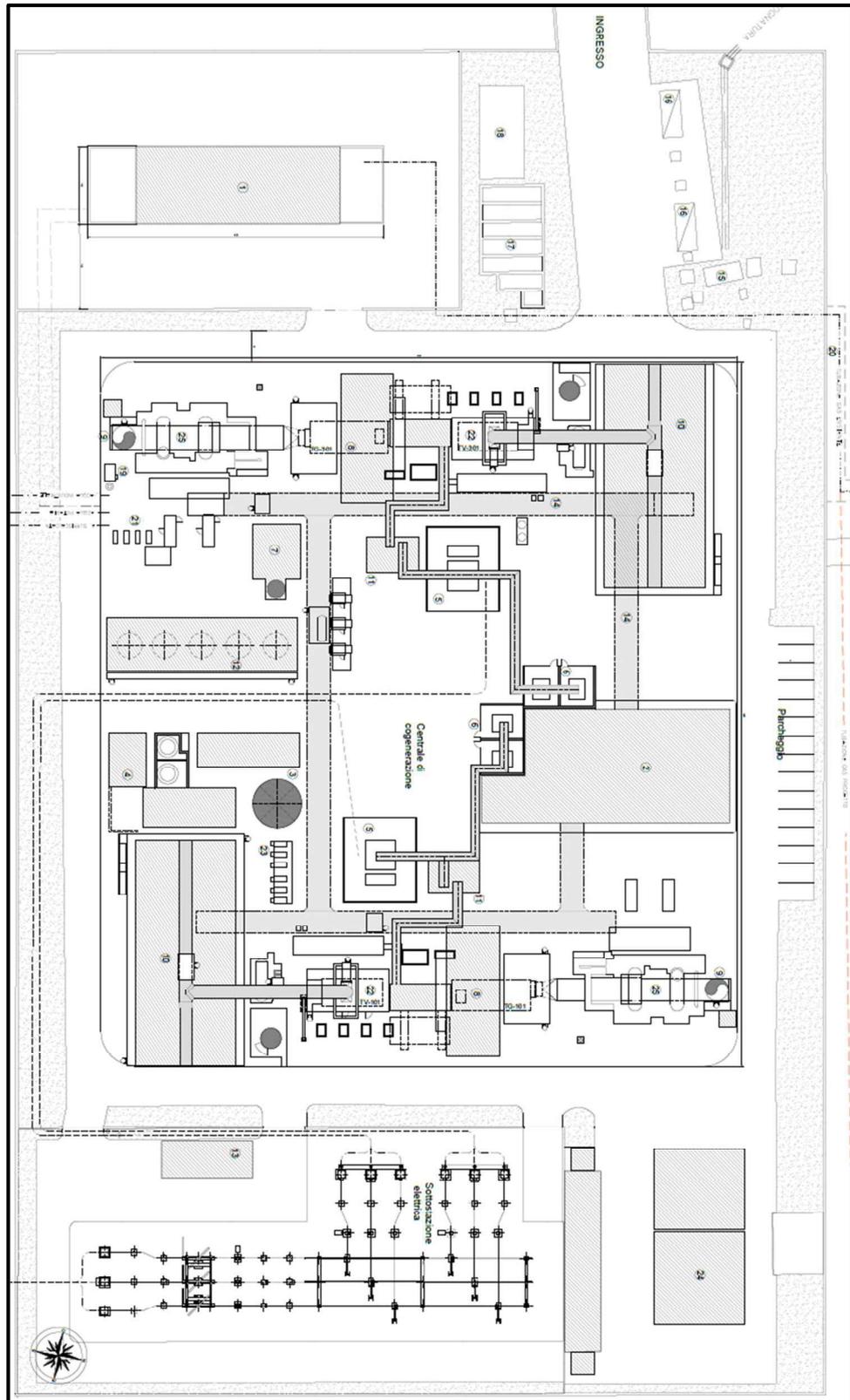


FIGURA 2 - LAYOUT GENERALE IMPIANTO A CICLO COMBINATO ESISTENTE (VEDI ANCHE ALLEGATO 2)

## 2.2. Emissioni e utilizzo delle risorse ante operam<sup>1</sup>

Le materie prime utilizzate dalla centrale sono acqua, gas naturale, prodotti chimici (acido cloridrico, idrossido di sodio, fosfati, deossigenanti, oli lubrificanti etc.) e gasolio. I prodotti chimici sono utilizzati come additivi per il trattamento dell'acqua delle caldaie, per l'impianto di acqua demineralizzata nonché per il circuito di lubrificazione e raffreddamento dell'olio. Il gasolio è utilizzato esclusivamente per l'alimentazione dei due gruppi di emergenza e della motopompa antincendio.

L'utilizzo delle risorse idriche si ripartisce in acqua industriale e acqua potabile. La prima viene fornita dallo stabilimento FCA ed è utilizzata per la produzione di acqua demineralizzata, per il reintegro del sistema antincendio e per usi di processo. Il quantitativo medio annuale dell'acqua utilizzata per tali fini è di circa 160.000 m<sup>3</sup>. L'acqua potabile viene somministrata dal Consorzio ASI di Napoli per gli uffici, gli usi sanitari, le docce di emergenza e il laboratorio analisi. Il quantitativo medio annuale dell'acqua utilizzata per tali fini è di 1.200 m<sup>3</sup>.

Il consumo medio di gas naturale per la produzione dell'energia elettrica e il funzionamento dei sistemi ausiliari da esso alimentati è stato di circa 137.000 kSm<sup>3</sup>/anno.

### 2.2.1. Emissioni in atmosfera

Le emissioni in atmosfera sono principalmente dovute alla combustione del gas naturale nelle due turbine a gas (Punti di emissione E1 ed E2).

Le emissioni inquinanti, prodotte in continuo nei periodi di marcia dell'impianto (circa 8000 ore/anno), sono costituite essenzialmente da ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>) e monossido di carbonio (CO). I gas combustibili, dopo l'attraversamento dei GVR, vengono convogliati in atmosfera attraverso i due camini precedentemente descritti.

Per quanto riguarda gli NO<sub>x</sub>, la mitigazione principale alla loro formazione avviene con l'accorgimento progettuale dell'iniezione di acqua nella camera di combustione delle TG.

Esistono inoltre i punti di emissione associati a:

- N.4 caldaie di preriscaldamento gas naturale (2 punti di emissione E3 ed E4)
- N.1 Caldaia ausiliaria di avviamento (punto di emissione E5)
- N.2 gruppi elettrogeni di emergenza (punti di emissione E6 ed E7)
- N.1 motopompa antincendio (punto di emissione E8)

Questi ultimi punti di emissione (E3, E4, E5, E6, E7 ed E8) sono stati dichiarati non sottoposti ad autorizzazione (art. 269 D.Lgs. 152, comma 14).

Nell'Allegato 3 si riportano i punti di emissione nella planimetria generale dell'impianto.

---

<sup>1</sup> Tutti i quantitativi riportati fanno riferimento all'esercizio dell'anno 2008

## 2.2.2. Emissioni idriche e sistemi di contenimento

La centrale ha un solo punto di scarico idrico nella rete di canali Regi Lagni dove confluiscono le acque meteoriche di seconda pioggia (portata massima prevista 0,64 m<sup>3</sup>/s) per mezzo della condotta di proprietà della società ELASIS, con autorizzazione del 07/05/99 rilasciata dal Consorzio Generale di Bonifica del Bacino Inferiore del Volturno. Per tale punto di scarico è prevista un'analisi annuale da parte di un laboratorio qualificato.

Gli scarichi industriali e l'acqua di prima pioggia confluiscono in una vasca di raccolta acque reflue all'interno della centrale e, previa disoleazione, vengono inviate all'impianto di trattamento dello stabilimento FCA.

Gli scarichi biologici confluiscono in un pozzetto di raccolta interno alla centrale e quindi in una rete fognaria verso l'impianto di trattamento biologico dello stabilimento FCA.

Entrambi gli impianti di trattamento sono esterni alla centrale, non gestiti da ENGIE e scaricano nella rete di canali Regi Lagni, con autorizzazione rilasciata dalla Provincia di Napoli determinazione n. 106149 del 26/11/2009 con validità quadriennale rilasciata alle società presenti nel comprensorio FCA. Un apposito regolamento interno fissa i limiti per gli scarichi dei singoli soggetti. Sono previste analisi da parte di un laboratorio qualificato.

Nell'Allegato 4 si riportano i punti di scarico nella planimetria generale dell'impianto.

## 2.2.3. Emissioni al suolo e produzione di rifiuti

Presso la centrale non vengono effettuate attività di emissioni sul suolo e nel sottosuolo. In particolare, tutte le aree interne adibite alla movimentazione e allo stoccaggio di rifiuti e materie prime sono impermeabilizzate e dotate di una rete di raccolta delle acque di dilavamento.

A seconda della tipologia, i rifiuti prodotti presso la centrale sono disposti in adeguate aree di deposito temporaneo e successivamente smaltiti da ditte autorizzate.

## 2.3. Caratteristiche progettuali del sito

Temperatura massima aria	35 °C
Temperatura minima aria	-5 °C
Umidità relativa media (estate/inverno)	70% - 40%
Ambiente	Industriale
Altezza attuale del sito	26 m.s.l.m
Pressione atmosferica	1010 mbar
Vento	10 km/h
Pioggia precipitazione massima (mm in 2 h)	50
precipitazione di riferimento (mm/h)	1,1
Neve	Zona 3
Sismicità	Zona 2

## 2.4. Combustibile

Il combustibile utilizzato dalla centrale per i vari utilizzi è gas naturale, fornito dalla rete adiacente SNAM, con le seguenti caratteristiche.

Pressione	Circa 55 bar <sub>g</sub> (max 75 bar <sub>g</sub> )
Temperatura	5 ÷ 15 °C

Prima di essere convogliato nella rete di distribuzione di centrale, il gas naturale viene riscaldato al fine di evitare il fenomeno della condensazione degli idrati e depressurizzato per mezzo della stazione di riduzione di pressione esistente. Tali operazioni vengono effettuate presso la Cabina REMI esterna alla centrale in fase di rilocalizzazione a causa dell'interferenza con il limitrofo progetto TAV (vedere Allegato 6), Le condizioni del gas all'uscita della stazione di riduzione della pressione ed in ingresso alla centrale Engie saranno:

- Pressione = 44 bar<sub>g</sub>
- Temperatura ≥ 5 °C

Una filtrazione del gas viene anche effettuata attraverso filtri 2x100% (uno in funzione e uno in riserva), aventi la seguente classe di filtrazione:

- 100% particelle solide ≥ 5 µm

La composizione del gas prevista sarà la seguente:

Parametro	% vol
CO2	0,965
C2H6	6,993
C3H8	1,291
i-C4H10	0,093
n-C4H10	0,276
neo-C5H12	0,000
i-C5H12	0,028
n-C5H12	0,021
N2	2,151
CH4	88,182
HHV	39689 (kJ/Sm3)
LHV	35795 (kJ/Sm3)

Il consumo medio annuale previsto nella nuova configurazione con la sola Turbina a Gas in marcia, con riferimento a 2500 ore annue di operatività, è di circa 28.600 kSm<sup>3</sup>/anno.

## 2.5. Configurazione futura dell'impianto

A seguito del cambiamento dello scenario produttivo dovuto all'entrata in vigore del D.M. 28 giugno 2019 - Capacity Market, si propone una riconversione dell'impianto. Nella sua nuova configurazione quest'ultimo offrirà il servizio di regolazione della rete mirato alla penetrazione di una maggiore quota di fonti rinnovabili non programmabili all'interno del mix energetico nazionale.

Per la riconversione della centrale esistente si prevede essenzialmente la sostituzione all'interno di uno dei due packages di cogenerazione esistenti della Turbina a Gas (TG) con una unità nuova di ultima generazione in funzionamento in ciclo aperto (anziché in cogenerazione) con potenza elettrica di 46,5 MWe.

La riconfigurazione dell'impianto non comporterà modifiche ai sistemi ausiliari, per i quali sono previsti interventi di manutenzione al fine di ripristinarne il corretto funzionamento a seguito della attuale sospensione di esercizio della centrale.

La figura seguente riporta il layout generale dell'impianto nella sua futura configurazione (vedere Allegato 5).

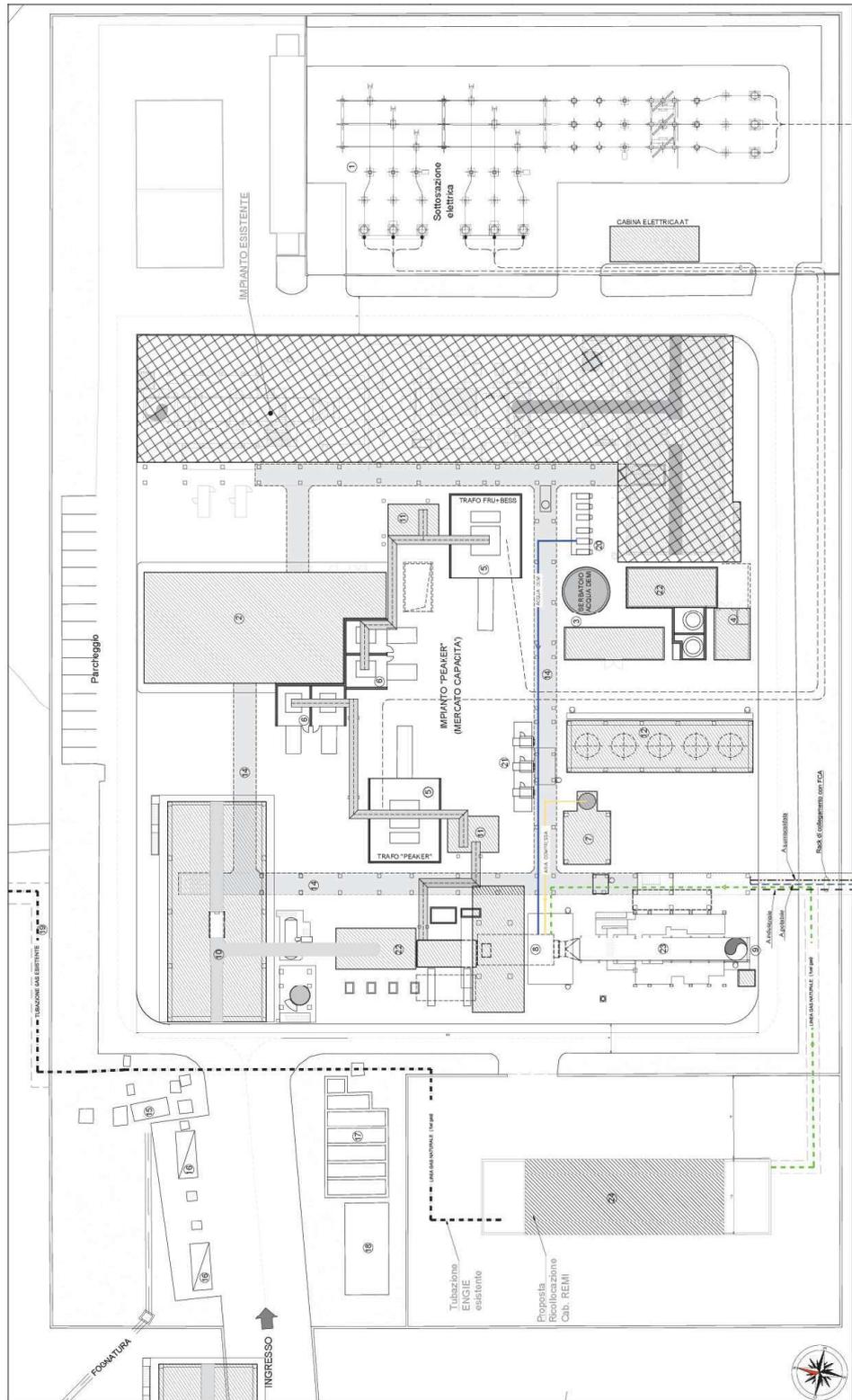


FIGURA 3 - PLANIMETRIA GENERALE DI PROGETTO

### 3. NUOVA SISTEMAZIONE GENERALE DI IMPIANTO E CARATTERISTICHE DEI MAGGIORI COMPONENTI

L'impianto nella nuova configurazione generale è rappresentato nella Figura 3 - planimetria generale di progetto.

La nuova TG sarà installata presso l'area dove è attualmente installato uno dei due impianti a ciclo combinato.

L'attuale treno TG-300 sarà modificato da ciclo combinato a ciclo semplice per mezzo di un condotto fumi installato all'interno del vano della caldaia a recupero esistente, con messa fuori servizio della turbina a vapore e del condensatore che saranno mantenuti in stato di fermo conservativo. Il condotto convogliante i fumi di scarico dalla futura unità TG all'esistente camino permetterà di mantenere inalterato il punto di emissione in atmosfera (E1). L'installazione della nuova macchina avverrà con il recupero del cabinato relativo al "package" dell'attuale TG e relativa presa d'aria, previ eventuali opportuni interventi di ristrutturazione/adattamento.

La turbina, il riduttore di velocità e l'alternatore verranno installati al posto di quelli esistenti, senza alcuna modifica alle fondazioni.

Il sistema protagonista della riconversione della centrale, quale l'impianto TG in ciclo aperto, rappresenta una soluzione all'esigenza di Terna di sopperire alla futura mancanza di inerzia del sistema elettrico nazionale.

Di seguito vengono descritte le caratteristiche dei principali componenti dell'impianto nella configurazione futura.

Nell'Allegato 7 sono rappresentati i prospetti e le sezioni significative dell'impianto.

### 3.1. Descrizione dell'Impianto per Mercato della Capacità ("Peaker")

#### 3.1.1. Descrizione della turbina a gas e dati funzionali

La nuova TG dell'Impianto "Peaker" sarà del tipo GE LM 6000 PF "Sprint", costruita da General Electric, alimentata con gas metano e simile alle due attualmente installate. Si tratta di una macchina motrice rotante a combustione interna e 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 nella turbina, fornisce energia meccanica e poi elettrica grazie ad un alternatore. Il componente sarà installato in configurazione di "ciclo aperto", vale a dire che costituirà un impianto di potenza senza caldaia a recupero e senza sezione con turbina a vapore i cui fumi verranno direttamente indirizzati in atmosfera attraverso il condotto di scarico e il camino.

I componenti principali di tale macchina sono:

- Compressore ingresso aria;
- Turbina assiale multistadio;
- Sistema IGTV;
- 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 3000 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 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;
- Sistema di raffreddamento ausiliari di macchina;
- Sistema di lavaggio del compressore ON/OFF line;
- Sistema Aspirazione aria;
- Sistema di filtrazione, trattamento e convogliamento aria comburente;
- Silenziatore sul sistema ingresso aria comburente con pressione sonora inferiore ai limiti previsti dallo studio di impatto acustico a 1m 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 sull'attuale telaio in carpenteria metallica e l'intero gruppo sarà inglobato nel container esistente, realizzato con 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.

Saranno inoltre mantenuti i sistemi di ventilazione e di espulsione esistenti.

Di seguito una scheda riassuntiva dei parametri energetici del gruppo turbina e dell'alternatore.

#### DATI FUNZIONALI TURBINA A GAS

- |                        |                     |
|------------------------|---------------------|
| • Costruttore Turbogas | General Electric    |
| • Modello /Tipo        | LM 6000 PF "Sprint" |

#### *Caratteristiche turbogas al 100% di carico*

- |   |                           |
|---|---------------------------|
| • Combustibile                                | gas naturale              |
| • Potenza elettrica nominale                  | 46,5 MW <sub>e</sub>      |
| • Portata nominale gas di scarico             | 139,4 kg/s                |
| • Temperatura gas scarico alle condizioni ISO | Circa 450 °C              |
| • Consumo nominale gas naturale               | 11.440 Sm <sup>3</sup> /h |
|   | 113.750 kW comb           |

#### *Rendimenti*

- |                        |         |
|------------------------|---------|
| • Rendimento elettrico | 40,88 % |
|------------------------|---------|

#### *Ore di Esercizio*

- Si suppone un range di ore di esercizio tra 1500 e 2500 ore/anno

Nell'Allegato 8 è riportato lo schema di processo dell'Impianto Peaker.

### 3.1.2. Sistema di raffreddamento TG

Per quanto concerne il sistema di raffreddamento olio della nuova TG si prevede, previa verifica e ricondizionamento, il riutilizzo dell'impiantistica attuale.

### 3.1.3. Modifiche al Generatore di Vapore a Recupero (GVR) esistente

Come accennato nelle premesse, l'involucro esterno del GVR dell'esistente treno a ciclo combinato riutilizzato per l'impianto "Peaker" verrà mantenuto in essere per poter contenere il nuovo condotto di scarico dal divergente di uscita fumi della TG al camino. Questo permette di riutilizzare il camino esistente mantenendo il relativo punto di emissione finale.

Il GVR verrà spogliato di tutti i suoi elementi costitutivi interni ed esterni (fasci tubieri, collettori, evaporatori, piping, ecc.) prima dell'installazione del nuovo condotto fumi.

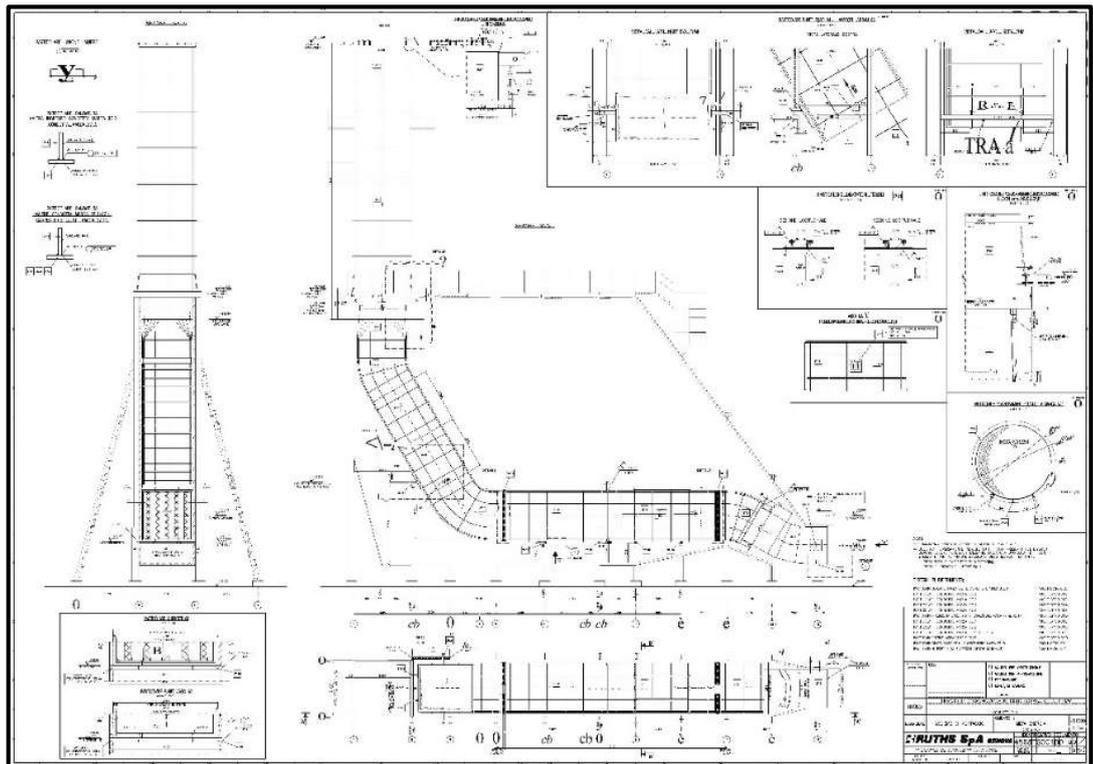


FIGURA 4 - DETTAGLI DI MODIFICA DEL GVR

## 3.2. Generatore elettrico

Il nuovo alternatore sarà simile all'esistente e sarà disposto su un telaio in carpenteria metallica e inglobato in una cofanatura, realizzata con in pannelli metallici fonoassorbenti, in sostituzione dell'esistente. 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.

- Potenza nominale 53.600 kW
- Efficienza: >98%

- |                                       |            |
|---------------------------------------|------------|
| • Potenza el. resa ( $\cos\phi=0,8$ ) | 67.000 kVA |
| • Tensione                            | 11,5 KV    |
| • Range di tensione                   | $\pm 5\%$  |
| • Frequenza                           | 50 Hz      |

### 3.2.1. Conformità con le Direttiva 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 2014/35/UE;
- Direttiva Macchine 2006/42/EEC;
- 2014/30/CE (electromagnetic compatibility);
- 2014/35/UE (low voltage);
- Requirements for Generators (UE 2016/631).

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.

### 3.2.2. Connessione elettrica

La connessione elettrica del nuovo generatore elettrico della TG rimarrà invariato rispetto all'esistente. Il generatore sarà connesso al Trasformatore elevatore MT/AT esistente e gli apparati della attuale Sottostazione Elettrica a 220 kV.

La sottostazione alta tensione esistente sarà oggetto dei seguenti interventi:

- Verifica e manutenzione delle apparecchiature alta tensione, ed ove necessario sostituite con nuovi componenti;
- Sostituzione del sistema di protezione e controllo di sottostazione;
- Sostituzione dei sistemi ausiliari c.a./c.c. di sottostazione;
- Verifica e manutenzione del collegamento in cavo 220 kV interrato tra SSE e trasformatore elevatore MT/AT.

La sottostazione elettrica di alta tensione è connessa alla rete di trasmissione nazionale tramite la sottostazione 220 kV di rete denominata "Alfa Avio". Il collegamento è realizzato con cavo interrato a 220 kV di circa 2 km di lunghezza, interamente posato all'interno dello stabilimento FCA. Il collegamento in cavo sarà oggetto delle necessarie prove elettriche per verificarne lo stato e nell'eventualità che risultasse invecchiato e/o non idoneo all'utilizzo, si procederà alla sostituzione.

## 4. ALTRE ATTIVITÀ E SISTEMI AUSILIARI

### 4.1. Opere civili

Le opere civili consisteranno sommariamente in (vedi figura10):

- Ripristino dell’Impianto Compressione Gas Naturale e ricollocazione cabina Re.Mi – Posizione 1
- Rimozione del tratto di rack non più necessario e delle strutture del Ciclo Combinato esistente (TG300) non più necessarie per l’installazione della nuova TG a ciclo aperto - Posizione 2.
- Ripristino del sistema di raccolta e convogliamento reflui - Posizione 3.
- Ripristino del fabbricato controllo esistente - Posizione 4.
- Messa in sicurezza del rack e delle strutture del ciclo combinato esistente (TG100) non utilizzato per il Mercato della Capacità.
- Ristrutturazione Fabbricato Magazzino - Posizione 6.
- Messa in sicurezza condensatore gruppo TG 300 - Posizione 7.
- Ripristino locale “Trattamento Acqua” e “Pompe Antincendio” - Posizione 8.
- Ripristini e rifacimenti vari (vasche di contenimento, sottoservizi, recinzioni, shelters, cunicoli, viabilità, ecc.).



FIGURA 30 - PLANIMETRIA CON INDICAZIONE AREE DI INTERVENTO OPERE CIVILI

Si precisa che tutte le strutture costituenti l’unità del ciclo combinato esistente TG100 saranno lasciate in essere in stato di fermo conservativo, in attesa di eventuali future nuove esigenze di mercato che ne consentano il riutilizzo.

Nell’Allegato 10 sono rappresentate in planimetria le aree con gli interventi di rimozione, ripristino, messa in sicurezza.

## 4.2. Sistema di Supervisione, Monitoraggio e Controllo Impianto (I&C)

L'attuale sistema DCS (SEPA) di centrale sarà sostituito da un nuovo sistema di controllo che potrà essere costituito da un DCS indipendente, come l'attuale, che gestirà tutte le utility di centrale e sarà interfacciato con il nuovo sistema di controllo di turbina del "Peaker" (Micronet Plus GE) o in alternativa sarà integrato all'interno del sistema controllo di turbina del "Peaker" stesso.

La Sala Controllo principale ("Control Room") sarà comune all'intera centrale ed ubicata, come nel caso dell'impianto esistente, all'interno del Fabbricato Servizi.

Il sistema è in grado di comunicare, mediante un sistema videografico interattivo per la supervisione dell'impianto, con la sala controllo, 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.

## 4.3. Collegamenti idraulici ad impianti meccanici ausiliari

Si prevedono interventi di manutenzione per il ripristino dei seguenti impianti meccanici ausiliari della centrale dedicati alla unità "Peaker":

- sistema di raffreddamento "Air cooler";
- compressori per la produzione di aria compressa destinata alla regolazione comando dei componenti pneumatici;
- impianti di trattamento/demineralizzazione acqua industriale;
- impianti antincendio;
- sistemi di raccolta e convogliamento reflui.

### 4.3.1. Impianto Antincendio

La Centrale è dotata di impianto antincendio costituito da una rete di tubazioni con sistema sprinkler / diluvio e idranti. L'impianto è alimentato da una vasca dedicata e da elettropompa e gruppo di pompaggio con motore diesel (Allegato 2 e 5).

Turbina a Gas: la TG sarà dotata di un nuovo sistema di rilevamento di incendi e gas, hardware associato e un nuovo sistema di rilascio di CO<sub>2</sub>.

Il sistema di spegnimento e di rilevamento del gas è progettato per la gestione di incendi da idrocarburi, accumuli di gas combustibili e altre condizioni potenzialmente esplosive nel compartimento della turbina. Una volta rilevata tale condizione, il sistema di controllo dello spegnimento degli incendi e del rilevamento dei gas rilascerà materiale antincendio e attiverà il dispositivo acustico di allarme.

Il nuovo sistema sarà composto da:

- nuova centrale rivelazione incendio e gas con moduli ausiliari, alimentatore e batterie;
- nuova strumentazione da campo: rilevatori di gas IR, rilevatori di alta temperatura, sirene di allarme, lampeggianti, cavi, etc;
- nuovo sistema di CO<sub>2</sub> per turbina a gas / riduttore / generatore. Il sistema consentirà il rilascio del materiale di spegnimento per singole zone.

Trasformatori olio: a protezione dei trasformatori in olio è previsto l'uso di sistemi di spegnimento incendio con impianti fissi ad acqua frazionata.

Sala quadri elettrici, sala controllo: nei locali con presenza di quadri elettrici e di controllo è previsto il riutilizzo dei sistemi antincendio esistenti, composto da rilevatori di fumo/incendio ed estintori manuali.

#### 4.3.2. Scarico reflui

Le emissioni idriche della centrale sono le seguenti (si veda la rete in Allegato 4):

- Scarichi industriali e acque meteoriche di prima pioggia: tali acque sono convogliate in una vasca di raccolta acque reflue all'interno della Centrale e dopo processo di disoleazione sono inviate all'impianto di trattamento dello stabilimento Fiat Auto.
- Scarichi biologici: tali acque confluiscono in un pozzetto di raccolta all'interno della Centrale e da qui tramite rete fognaria dedicata sono inviati all'impianto di trattamento biologico dello stabilimento Fiat Auto.  
L'impianto di trattamento di tali acque e quello di cui al punto precedente sono esterni alla Centrale e sono gestiti da Fiat Auto.
- Acque meteoriche di seconda pioggia: tali acque sono raccolte in vasca dedicata all'interno della centrale e da qui confluiscono per mezzo della condotta di proprietà della società ELASIS - autorizzazione del 07/05/1999 rilasciata dal Consorzio Generale di Bonifica del Bacino Inferiore del Volturno - nel canale Regi Lagni.

#### 4.4. Impianti e collegamenti elettrici di potenza

Il progetto prevede il recupero di alcune componenti dell'impianto elettrico esistente. In particolare, è ipotizzabile il recupero, previa verifica di idoneità e successivo ricondizionamento, almeno dei seguenti apparati esistenti:

- N.1 Trasformatore MT/AT da 67 MVA (11,5 kV/240 kV), a servizio dell'impianto TG "Peaker";
- Sottostazione di Alta Tensione. Saranno riutilizzati gli stalli esistenti, previa verifica di idoneità, per permettere il collegamento dell'impianto "Peaker". Saranno realizzate le opportune modifiche per l'adeguamento ai requisiti del Codice di Rete (sistema di protezione e controllo, RTU, UPDM, ecc.).

Per quanto riguarda la rimanente impiantistica esistente di A.T. (interruttore generale all'interno della sottostazione utente e interruttore generale ubicato in corrispondenza del punto di connessione verso la SSE "Alfa Avio"/Terna ed il relativo cavo di collegamento) e i relativi collegamenti/cablaggi, questa verrà recuperata previa verifica di idoneità e successivi ricondizionamenti;

- N.2 Trasformatori MT/BT da 2,5 MVA (11,5 KV/0,4kV) per alimentazione futuri servizi ausiliari in BT;
- Quadri elettrici in bassa tensione a servizio dei sistemi ausiliari di centrale;
- Interruttore MT di parallelo alla rete della nuova TG (interruttore di macchina)
- Condotto sbarre MT tra generatore e trasformatore elevatore;
- Linea Elettrica di Emergenza in BT (circa 50 kW di Potenza Elettrica impegnata).

La rimanente impiantistica e vie cavi esistenti, qualora non riutilizzabili, saranno ove necessario sostituiti da nuove apparecchiature.

## 4.5. Ausiliari di impianto

Non sono previsti interventi di modifica dei seguenti ausiliari di impianto:

- Sistema acqua demineralizzata
- Sistema aria compressa
- Reti di scarico

Le uniche attività previste riguardano la manutenzione per il ripristino della loro funzionalità a seguito del periodo di sospensione dell'esercizio dell'impianto.

## 5. IMPATTO AMBIENTALE

### 5.1. Rilasci gassosi

Le emissioni gassose sono limitate a ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>) e monossido di carbonio (CO) generati nella camera di combustione della turbina a gas. I sistemi adottati per la limitazione delle emissioni corrispondono alle migliori tecnologie disponibili per la tipologia di turbogas utilizzata. In particolare, i bruciatori utilizzati dalla nuova turbina a gas sono a bassa produzione di NO<sub>x</sub> (DLN). Tali bruciatori, in un campo di potenze della turbina a gas dal 50 al 100%, utilizzano la tecnologia della pre-miscelazione del combustibile con aria primaria di combustione, con abbattimento dei picchi di temperatura responsabili della formazione di ossidi di azoto, mantenendo tuttavia una omogeneità e completezza della combustione tale da contenere la concentrazione di ossido di carbonio nei fumi di combustione a valori molto bassi.

### 5.2. Confronto emissioni e consumi ante e post intervento

#### 5.2.1. Scenario esistente emissioni gassose

Le concentrazioni delle emissioni delle turbine a gas esistenti, ammesse al momento della sospensione dell'esercizio dell'impianto, erano le seguenti:

NO <sub>x</sub> mg/Nm <sup>3</sup> (15%O <sub>2</sub> dry)	150
CO mg/Nm <sup>3</sup> (15%O <sub>2</sub> dry)	50

Nella tabella sottostante si riporta il corrispondente quantitativo delle emissioni gassose per la configurazione esistente, con riferimento ai valori sopra indicati e con un periodo di funzionamento di 8000 ore/anno a carico nominale:

ITEM	Ore di funzionamento h/anno	Portata fumi scarico dry @15% O <sub>2</sub> [Nm <sup>3</sup> /h]	Emissione annua CO <sub>2</sub> [tonn/anno]	Emissione annua NO <sub>x</sub> [tonn/anno]	Emissione annua CO [tonn/anno]
TG 100	8.000	316.990	167.285	380,4	126,8
TG 300	8.000	316.990	167.285	380,4	126,8
<b>TOT</b>			<b>334.571</b>	<b>760,8</b>	<b>253,6</b>

## 5.2.2. Scenario futuro emissioni gassose

Per il contenimento delle emissioni la nuova TG sarà equipaggiata con un sistema di alimentazione/combustione DLE (Dry Low Emissions) costituito da:

- Gas cromatografo
- Valvole di misura e monitor
- Ugelli di premiscelazione
- Bruciatori

Attraverso una procedura di "Mapping" si determinano gli intervalli operativi – limitati ad esempio dall'instaurarsi di condizioni soniche e regioni di spegnimento – dell'equipaggiamento, con il fine di implementare lo scheduling di controllo della combustione e quindi delle emissioni. Il sistema di controllo della combustione è adattativo e gestirà, oltre che le variazioni di carico, la eventuale variabilità della composizione del gas di alimentazione.

I bruciatori utilizzati dalla nuova turbina a gas, in un campo di potenze dal 50 al 100%, utilizzano la tecnologia della pre-miscelazione del combustibile con aria primaria di combustione, con abbattimento dei picchi di temperatura responsabili della formazione di ossidi di azoto. La configurazione del sistema consente inoltre una omogeneità e completezza della combustione tale da mantenere la concentrazione di ossido di carbonio (CO) e incombusti (UHC) nei fumi a valori molto bassi.

Per stimare il quantitativo delle future emissioni, con il fine di effettuare un confronto tra l'attuale configurazione di impianto e lo scenario futuro, si fa riferimento alla D.E. (UE) 2017/1442 in tema di migliori tecniche disponibili (BAT). In particolare, i livelli di emissione massimi (medi annuali), indicati nella Tabella sottostante saranno compresi nell'intervallo tra il valore minimo e massimo associati alle BAT e risultanti dalla combustione di gas naturale nelle turbine a gas in ciclo aperto:

<b>NO<sub>x</sub> mg/Nm<sup>3</sup> (15%O<sub>2</sub> dry)</b>	30
<b>CO mg/Nm<sup>3</sup> (15%O<sub>2</sub> dry)</b>	30

Con riferimento ai valori sopra indicati e con un periodo di funzionamento di 2500 ore/anno a carico nominale, nella tabella sottostante si riporta il corrispondente quantitativo delle emissioni gassose relative alla futura configurazione di impianto:

ITEM	Ore di funzionamento o h/anno	Portata fumi scarico secchi @15% O <sub>2</sub> [Nm <sup>3</sup> /h]	Emissione annua CO <sub>2</sub> [tonn/anno]	Emissione annua NO <sub>x</sub> [tonn/anno]	Emissione annua CO [tonn/anno]
LM6000PFsprint	2500	341.970	56.397	25,6	25,6
TG 100	8000	316.990	167.285	380,4	126,8
<b>TOT</b>			<b>223.682</b>	<b>406,0</b>	<b>152,4</b>

### 5.3. Rilasci liquidi

Gli unici scarichi idrici previsti sono derivati dalle acque di lavaggio delle aree pavimentate e dei piazzali, e da quelle meteoriche, che continuerebbero a venire trattate dal medesimo impianto di raccolta, trattamento (mediante disoleatore) e smaltimento attuale, che verrà mantenuto.

Nell'allegato 11 è rappresentata la planimetria dell'impianto con le superfici drenanti e non drenanti.

### 5.4. Rumore

La realizzazione ed esercizio della modifica in progetto garantirà il rispetto di tutti i limiti fissati dalla Legge n. 447 del 26 ottobre 1995 in materia di inquinamento acustico, dai relativi decreti attuativi e dal vigente Piano di Zonizzazione Acustica del Comune di Acerra, con riferimento ai ricettori dell'area. Secondo tale Piano di Zonizzazione Acustica il sito della centrale ricade, secondo la classificazione delle Classi di destinazione d'uso del territorio, in area definita di Classe VI – Aree esclusivamente industriali. Per tale classe si hanno i seguenti valori limite:

- valori limite di immissione: Leq in dBA (art. 2) del DPCM 14/11/1997 pari a 65 dBA in regime diurno (06.00-22.00) e notturno (22.00-06.00)
- valori limite assoluti di emissione: Leq in dBA (art. 3) del DPCM 14/11/1997 pari a 70 dBA in regime diurno (06.00-22.00) e notturno (22.00-06.00).

In particolare, la nuova turbina si prevede genererà un impatto ridotto rispetto all'assetto autorizzato, a causa dell'utilizzo di una sola turbina anziché due come nell'assetto attuale, e per un minore numero di ore rispetto a quelle attualmente autorizzate; le prestazioni acustiche durante il funzionamento della turbina di prevista installazione saranno inoltre presumibilmente migliori rispetto a quelle di generazione precedente attualmente autorizzate.

### 5.5. Rifiuti

Durante le attività di riqualificazione della Centrale si prevede che siano prodotte le seguenti tipologie di rifiuti:

- scarti di olii minerali
- rifiuti contenenti olio
- imballi vari in carta
- imballi vari in legno
- imballi vari in materiali misti
- assorbenti, stracci non contaminati
- assorbenti, stracci contaminati
- cemento
- rifiuti misti da costruzione
- ferro e acciaio (se non riutilizzati)
- materiali isolanti
- tubi fluorescenti
- cavi elettrici

I rifiuti saranno gestiti secondo la normativa vigente in materia, in modalità di deposito temporaneo come disposto dall'art.183 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i..

Durante la fase di esercizio della Centrale si stima che siano prodotti i seguenti rifiuti:

- Soluzioni acquose di lavaggio TG: 16 t
- Altre emulsioni: 0.06 t
- Imballaggi in carta e cartone: 1.3 t
- Imballaggi in plastica: 0.05 t
- Imballaggi in legno: 0.6 t
- Imballaggi in materiali misti: 2.7 t
- Fusti contaminati da sostanze pericolose: 0.06 t
- Materiali filtranti contaminati da sostanze pericolose: 0.35 t
- Materiali filtranti non contaminati da sostanze pericolose: 5.4 t
- Rottami ferrosi: 0.45 t
- Apparecchiature fuori uso diverse da quelle di cui alle voci da 160209 a 160213 : 0.18 t
- Tubi fluorescenti ad altri rifiuti contenenti mercurio: 0.075 t

Nell'Allegato 12 è rappresentata la planimetria dell'impianto comprensiva delle aree di stoccaggio delle materie prime e/o degli eventuali rifiuti prodotti.

## 6. ALLEGATI

- Allegato 1 – Inquadramento con estratto mappa catastale
- Allegato 2 – Layout dello stato di fatto
- Allegato 3 – Lay-out con punti di emissione e scarico
- Allegato 4 – Planimetrie reti smaltimento acque reflue, industriali, meteoriche con indicazioni dei punti di scarico
- Allegato 5 – Layout dello stato di progetto
- Allegato 6 – Lay-out con collegamento REMI – SSE
- Allegato 7 – Sezioni TG
- Allegato 8 – Schema di processo TG
- Allegato 9 – Schema elettrico unifilare generale
- Allegato 10 – Planimetria demolizioni e ricostruzioni
- Allegato 11 – Planimetria superfici drenanti e non drenanti
- Allegato 12 – Planimetria dell'impianto comprensiva delle aree di stoccaggio delle materie prime e/o degli eventuali rifiuti prodotti