Città metropolitana di Roma Capitale – Dipartimento IV Servizio 4 – Ufficio AIA

RAPPORTO ISTRUTTORIO

RIESAME Autorizzazione Integrata Ambientale

TERMICA COLLEFERRO SPA

SOMMARIO

OGGETTO 3
PREMESSA 3
CAPITOLO 1 INFORMAZIONI GENERALI E DESCRIZIONE ATTIVITÀ 5
Denominazione dell'impianto 5
Informazioni sulle attività 5
Fasi dell'attività: *5*
Attività tecnicamente connesse: *5*
Sistema di Gestione Ambientale 5
Schema generale attività produttiva 5
Autorizzazioni esistenti per impianto: 6
Descrizione dell'attività 6
Descrizione delle componenti principali dell'impianto 8
Turbina a gas (TG) *8*
Generatore di vapore a recupero (GVR) *8*
Turbina a vapore (TV) *8*
Gas esausti ed emissioni *8*
Torre evaporativa *8*
Sistema acqua industriale *9*
Impianto di produzione acqua DEMI *9*
Acqua potabile *9*
Impianto di raccolta/trattamento acque *9*
Sistema elettrico *9*
Sistema gas naturale *9*
Sistema gasolio *9*
CAPITOLO 2: FASI DELL'ISTRUTTORIA 10
Corrispondenza ed eventi 10
Pareri pervenuti per il progetto in esame 11
Conclusioni istruttorie – Pareri della CdS *11*
Documentazione acquisita agli atti 12
CAPITOLO 3: STATO DI APPLICAZIONE DELLE BAT 12
Conclusioni istruttorie – verifica applicazione BAT *21*
APPENDICE 1 – Verifica puntuale allineamento a BAT 1 ..... *24*
CAPITOLO 4: COMPARTI AMBIENTALI 27
Materie prime e ausiliarie 27
Risorse idriche 27
Emissioni in atmosfera 28
Emissioni convogliate principali *28*
Altre emissioni convogliate *28*
Emissioni diffuse *29*

Conclusioni istruttorie – Emissioni in atmosfera *29*
Scarichi idrici 30
Conclusioni istruttorie – scarichi idrici *31*
Bilancio idrico 33
Acque sotterranee 33
Rumore 33
Conclusioni istruttorie – Emissioni sonore *35*
Rifiuti 35
Combustibili 37
Energia 38
Odori 38
CAPITOLO 5: ALTRE INFORMAZIONI AMBIENTALI 38
CAPITOLO 6: PROPOSTE DI PRESCRIZIONI E LIMITI 38
GESTIONE AMMINISTRATIVA ORDINARIA 38
GESTIONE TECNICA ORDINARIA 39
INCIDENTI 41
CONCLUSIONE ATTIVITÀ O VARIAZIONE TITOLARITÀ 41
CONSUMI DI MATERIE PRIME e AUSILIARIE - RISORSE IDRICHE ED ELETTRICHE 42
EMISSIONI IN ATMOSFERA 42
Monitoraggi DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA 44
MONITORAGGI IN CONTINUO 44
SCARICHI 45
SCARICHI IN CONDIZIONI DI EMERGENZA 46
EMISSIONI SONORE 47
GESTIONE DEI RIFIUTI 48
PRESCRIZIONI per la PROTEZIONE DEL SUOLO e delle ACQUE SOTTERRANEE 48
PRESCRIZIONI PER I CONTROLLI PROGRAMMATI 49

RAPPORTO ISTRUTTORIO
Autorizzazione Integrata Ambientale

OGGETTO

Riesame con valenza di rinnovo dell'Autorizzazione Integrale Ambientale D.D. R.U. n. 8998 del 22/12/2009 e successive modifiche, ai sensi del D.Lgs. 152/2006 art. 29-octies comma 3.

Società: Termica Colleferro SpA - C.F. 02894511209

Indirizzo della sede legale: Via degli Agresti, 4 e 6 – 40123 Bologna

Indirizzo dello stabilimento: Via Ariana, km 5,2 – 00034 Colleferro (RM)

Codice IPPC: 1.1– Combustione di combustibili in installazione con una potenza tecnica nominale pari o superiore a 50 MW.

Si precisa che la presente istruttoria è stata elaborata esclusivamente sulla base delle informazioni e della documentazione prodotta dalla Società Termica Colleferro SpA e che non è stato effettuato alcun sopralluogo presso lo stabilimento e le aree oggetto del riesame. Pertanto laddove i fatti rappresentati nella suddetta documentazione fossero non conformi al vero, non è addebitabile ai responsabili della presente istruttoria alcuna responsabilità circa eventuali danni ambientali o illeciti derivanti da tali mendaci dichiarazioni.

La presente istruttoria è suddivisa nei seguenti capitoli:

1. Informazioni generali e descrizione attività
2. Introduzione normativa e fasi dell'istruttoria
3. Stato di applicazione delle BAT Conclusions (Decisione 2017/1442/UE del 31/07/2017)
4. Comparti ambientali: consumo materie prime / risorse idriche / energia / combustibile; emissioni in atmosfera; scarichi idrici; rumore; rifiuti.
5. Altre informazioni ambientali
6. Proposte di limiti e prescrizioni.

PREMESSA

- Lo stabilimento di via Ariana km 5,2 fu sottoposto a procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) ai sensi dell'art. 6 comma 7 del D.Lgs. 152/2006 che si concluse con la Pronuncia di compatibilità ambientale prot. n. 254143 del 03/12/2009 della Regione Lazio, Area VIA. Con prot. n. 75217 del 01/12/2010, la Regione Lazio ha valutato positivamente l'ottemperanza alle condizioni della pronuncia di VIA
- con D.D. R.U. 8998 del 22/12/2009, la Società SE.CO.SV.IM. Srl, con sede legale in Via Barberini, 86 – Roma, fu autorizzata, ai sensi del D.Lgs. 59/05, all'esercizio della nuova centrale termoelettrica di cogenerazione da 82 MWt (di cui al punto 1.1 dell'Allegato I al citato Decreto Legislativo) da realizzarsi nel Comune di Colleferro in Via Ariana, km 5,2 Colleferro;
- con lo stesso atto, la caldaia ausiliaria d'emergenza (da utilizzare esclusivamente durante le fermate programmate o i periodi di fuori servizio della centrale termoelettrica) risulta autorizzata per un numero di ore non superiore alle 320 annue;
- con nota trasmessa da SE.CO.SV.IM. Srl, protocollata al Servizio 3 "Tutela Aria ed Energia" il 17/03/2010 con n. 45237, la Ditta chiese di volturare in capo alla Società Termica Colleferro S.p.A. l'Autorizzazione Integrata Ambientale, di seguito indicata con AIA, rilasciata con D.D. R.U. 8998 del 22/12/2009;
- con D.D. R.U. 6576 del 05/10/2012, il provvedimento AIA innanzi citato fu volturato in capo alla Società Termica Colleferro SpA. e inoltre, a seguito delle modifiche non sostanziali intervenute, fu rettificato ed integrato sia l'Allegato Tecnico che il Piano di

Monitoraggio e Controllo approvando, tra l'altro, l'autorizzazione ad utilizzare la caldaia ausiliaria per un massimo di 4000 ore/anno;

- con lo stesso provvedimento fu preso atto del sistema di gestione delle acque aggiornato, purtuttavia non allegando la relativa planimetria che fu trasmessa da Termica Colleferro così come allo stato dei luoghi, a seguito di specifica richiesta, con nota prot. S007/2014 BS/VS (recepita al ns. protocollo con n. 28636 del 04/03/2014);
- con D.D. R.U. 2551 del 29/05/2014, il provvedimento innanzi citato fu ulteriormente rettificato e integrato a seguito della richiesta di modifica all'assetto cogenerativo della centrale termoelettrica a ciclo combinato, riguardante un assetto di marcia unicamente o con ciclo combinato (gruppo turbogas) o con caldaia ausiliaria per un numero di ore/anno pari a 8760; con lo stesso provvedimento, fu approvata la Planimetria aggiornata, consegnata con nota Prot. S007/2014 BS/VS e recepita al ns. protocollo con n. 28636 del 04/03/2014, relativa a "schema del sistema di Gestione delle Acque" con identificazione: PRJ.NO.;P11_SEC-095 REV.1;
- Il 31/07/2015 con D.D. R.U. 3383, il provvedimento autorizzativo fu adeguato ai sensi dell'art. 273 del D.Lgs. 152/2006 che stabilisce, al comma 3, che ai grandi impianti di combustione anteriori al 2013 i pertinenti valori limite di emissione di cui alla parte II, sezioni da 1 a 6, dell'allegato II alla parte quinta andavano applicati a partire da 1° gennaio 2016 e che le vigenti autorizzazioni dovevano essere adeguate entro tale data alle disposizioni del medesimo art. 273. Inoltre con tale provvedimento furono sostituiti il Piano di Monitoraggio e Controllo e l'Allegato Tecnico approvati con i precedenti provvedimenti;
- con D.D. R.U. 16 del 12/01/2017, il provvedimento innanzi citato, fu modificato ed integrato a seguito della modifica non sostanziale richiesta dalla società e consistente nell'attivazione dello "scarico di emergenza" da utilizzare esclusivamente nei casi in cui non risultasse possibile conferire i reflui industriali al depuratore Consortile. Con tale provvedimento amministrativo furono revocati i provvedimenti D.D. R.U. 8998/2009, D.D. R.U. 6576/2012 e D.D. R.U. 2551/2014;
- con D.D. R.U. 3204 del 18/07/2017, il provvedimento innanzi citato, fu modificato ed integrato a seguito della modifica non sostanziale richiesta dalla società riguardante
  - la modifica della portata normalizzata di scarico dei fumi di combustione al punto di emissione E1;
  - il valore della temperatura variabile da 110 a 170°C;
  - l'aggiornamento del PMeC (consumo chemicals e metodiche analisi comparto acque);
- il D.Lgs. 46/2014 entrò in vigore l'11/04/2014, per apportare modifiche significative al Titolo III-bis del D.Lgs. 152/06, tra le quali l'aggiornamento dell'articolo 29-octies comma 3, imponendo che il riesame con valenza di rinnovo dell'autorizzazione sia disposto entro 4 anni dalla data di pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea delle decisioni relative alle conclusioni sulle BAT riferite all'attività principale di un'istallazione;
- il 17 agosto 2017 venne pubblicata la Decisione di esecuzione 2017/1442/UE 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.

CAPITOLO 1: INFORMAZIONI GENERALI E DESCRIZIONE ATTIVITÀ

Denominazione dell'impianto

Centrale Termoelettrica Colleferro (CTC) Termica Colleferro S.p.A.

Informazioni sulle attività

Attività IPPC - Codice IPPC **1.1** (Allegato VIII Parte Seconda del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.): attività energetiche - combustione di combustibili in installazione con una potenza tecnica nominale pari o superiore a 50 MW.

Produzione di energia elettrica e vapore
Impianto a ciclo continuo
La potenza termica dell'impianto è di circa **82 MW**.

Fasi dell'attività

Rif.	Fase
F1	Produzione energia elettrica e vapore
F2	Produzione e stoccaggio di acqua demineralizzata
F3	Raccolta acque reflue

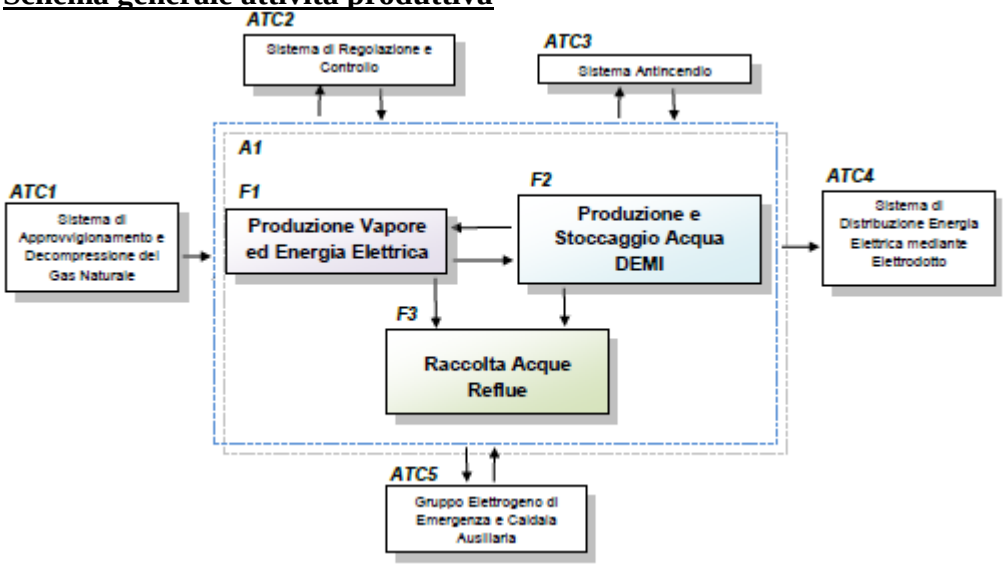
Attività tecnicamente connesse

ATC1 – sistema di approvvigionamento e decompressione del gas naturale (gasdotto)
ATC2 – sistema di regolazione e controllo
ATC3 – sistema di antincendio
ATC4 – sistema di distribuzione energia elettrica mediante elettrodotto
ATC5 – gruppo elettrogeno e caldaia ausiliaria

Sistema di Gestione Ambientale

Registrazione ISO 14001, ultimo rinnovo nel2019 (scadenza 11/05/2022) e Registrazione EMAS IT 001781, ultimo rinnovo nel 2019 (scadenza 30/03/2022).

Schema generale attività produttiva



Autorizzazioni esistenti per impianto

Estremi atto amministrativo	*Ente competente*	*Data rilascio*	*Data scadenza*	*Norme di riferimento*	*Oggetto*
D.D. n.8998 del 22.12.2009 DD n. 3383/2015	Provincia di Roma – Dipartimento 04 servizio 03	22/12/2009	10 anni dalla data di emanazione dell'AIA	D.lgs. n.152 del 03/04/2006	Autorizzazione Integrata Ambientale - adeguamento
D.D. n. 106 del 22/01/2014	Provincia di Roma – Dipartimento 04 servizio 02	22/01/2014	15 anni dalla data della D.D.	R.D. n. 1775/33 R.D. n. 1285/20 L.R. n. 53/1988	Concessione di derivazione acqua pubblica da falda sotterranea pozzo P1
D.D. n. 6396 del 29/12/2015	Provincia di Roma – Dipartimento 04 servizio 02	29/12/2015	14 anni fino al 22/01/2029	R.D. n. 1775/33 R.D. n. 1285/20 L.R. n. 53/1988	Concessione di derivazione acqua pubblica da falda sotterranea pozzo P2
Prot. n. 254143 del 03/12/2009 – registro elenco progetti n. 25/2009	Regione Lazio – Area valutazione impatto ambientale	03/12/2009	-	D.Lgs. 152/2006 L.R. n. 14/2008 L.R. n. 6/1999	Pronuncia di compatibilità ambientale (VIA)
Prot. 245106 del 24/11/2009	Regione Lazio – Area conservazione natura e osservatorio regionale per l'ambiente	24/11/2009	-	D.P.R. n. 357/1997	Parere favorevole alla Valutazione d'Incidenza Ambientale
Deliberazione n. 33/2011 del 25/10/2011	Comitato nazionale per la gestione della direttiva 2003/87/CE e per il supporto nella gestione delle attività di progetto del protocollo di Kyoto	25/10/2011	-	D.lgs. 4 aprile 2006, n. 216 e ss.mm.ii.	Rilascio dell'autorizzazione ad emettere gas a effetto serra. Autorizzazione n. 1694
Prot. n .2012A34863 del 28/09/2012	Ufficio delle Dogane di Roma 1	28/09/2012	-	D.Lgs. n. 504 del 26/10/1995	Accisa sull'energia elettrica: Licenza per: - produzione per cessione alla rete; - produzione commerciale; - vendita al consumatore finale.
Prot. n. 10081 del 13/04/2010	Comune di Colleferro (RM)	13/04/2010	-	D.P.R. 380/2001 D.Lgs. 301/2002	Permesso di costruire Pratica Edilizia prot. n. 12873 del 14/05/2009
Prot. n. 57338 del 7/09/2018	Corpo Nazionale dei VV.F. – Comando Provinciale di Roma	7/09/ 2018	23/05/2023	D.P.R. n. 151/2011	Certificato di prevenzione incendi
Prot. SC/FL n°135/2015	Servizi Colleferro Società Consortile per Azioni	18/11/2015	-	-	Limiti accettazione dello scarico idrico di reflui tecnologici e non al Consorzio Servizi Colleferro
Certificato ISO 14001 n. 132010-2013-AE-ITA-ACCREDIA	ACCREDIA	11/05/2019	11/05/2022	Norma ISO 14001:2015	Conformità ai requisiti della norma per il Sistema di Gestione

Descrizione dell'attività

La Centrale Termoelettrica (la Centrale) è di tipo cogenerativo a ciclo combinato fu realizzata per soddisfare le necessità energetiche elettriche e termiche del comprensorio industriale di Colleferro, esterno alla Centrale, garantendo un'elevata affidabilità nella loro fornitura.

Viene fornita energia elettrica al comprensorio, mentre il surplus d'energia elettrica prodotta viene immesso nella rete elettrica nazionale tramite un elettrodotto.

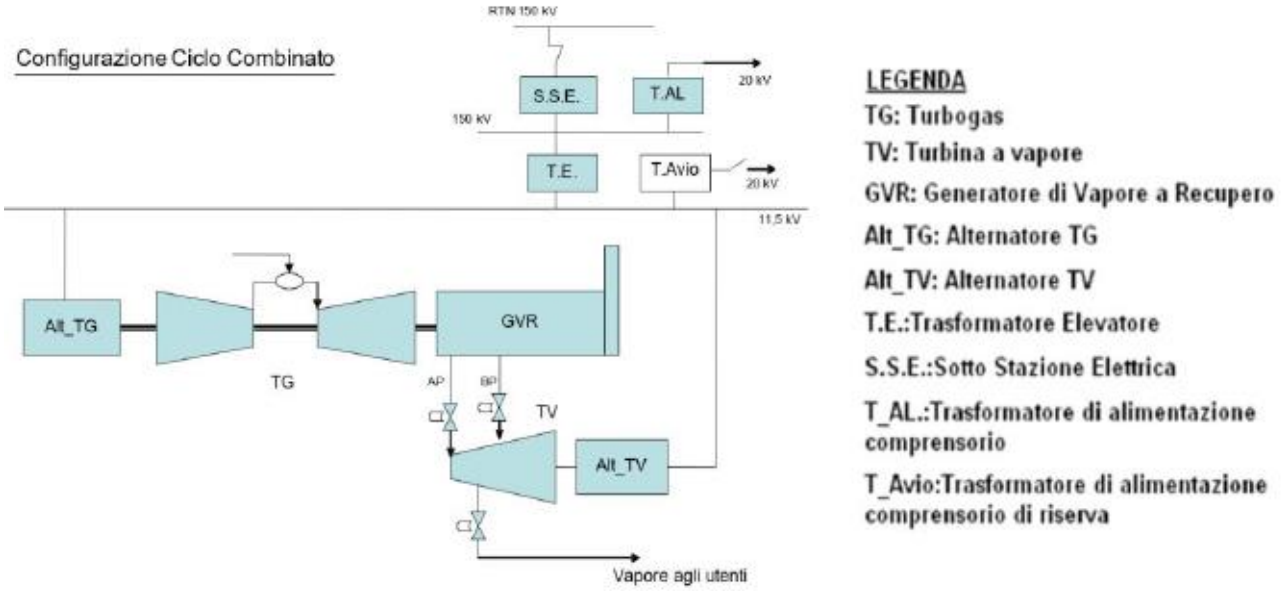
Le esigenze termiche degli utenti del comprensorio industriale sono soddisfatte con vapore tramite un anello di distribuzione aperto senza condotti di ritorno.

La Centrale utilizza come combustibile primario il gas naturale prelevato dalla rete ad alta pressione tramite un gasdotto dedicato. Il gasolio è previsto come combustibile secondario esclusivamente per gli utilizzi in caso di emergenza della caldaia ausiliaria e per l'alimentazione del gruppo elettrogeno di emergenza e della motopompa antincendio.

La Centrale è costituita da un gruppo di generazione composto da:

- Turbogas (TG)e relativo alternatore (Alt_TG) generatore di elettricità
- Generatore di vapore a Recupero (GVR);
- Turbina a Vapore a condensazione del tipo a due stadi (TV) e relativo alternatore (Alt_TV) generatore di elettricità.

L'attività principale dello stabilimento è classificabile pertanto come impianto "*Turbina a gas a ciclo combinato (combined- cycle gas turbine – CCGT)*" secondo la descrizione data nelle BAT Conclusions per impianti LCP (Large Combustion Plants= grandi impianti di combustione): "*Impianto di combustione che utilizza due cicli termodinamici (il ciclo Brayton e il ciclo Rankine). In una CCGT il calore proveniente dagli effluenti gassosi di una turbina a gas (che produce energia elettrica in base al ciclo Brayton) è trasformato in energia utile in un generatore di vapore a recupero termico (HRSG), dove serve a produrre vapore che in seguito si espande in una turbina a vapore (che funziona secondo il ciclo Rankine per produrre energia elettrica supplementare)*".
Nella normale condizione di funzionamento dell'impianto in configurazione "CICLO COMBINATO" (assetto ordinario di marcia), il calore contenuto nei gas di scarico della TG è recuperato nel GVR per produrre vapore a due livelli di pressione (Alta pressione e Bassa pressione). Tutto il vapore prodotto è destinato alla TV, la quale alimenta tramite un anello di distribuzione i vari utenti termici del comprensorio industriale. Il vapore in uscita dalla TV viene condensato in un condensatore raffreddato ad acqua. Per tale raffreddamento è presente un sistema con torre refrigerante di tipo evaporativo (torre evaporativa). Le due turbine in moto, ovviamente, trascinano nel movimento gli alternatori ad esse collegate creando in tal modo energia elettrica.
Rif. *Fig. 2.1a* della relazione tecnica dei processi produttivi B18.



La Centrale è stata progettata per funzionare anche in assetto di Piena Condensazione nell'ipotesi che, nel corso di validità dell'autorizzazione, tutte le utenze del comprensorio cessino la loro attività e non necessitino pertanto di fornitura di vapore. In questa condizione, la centrale produce esclusivamente energia elettrica.
Inoltre, la centrale è stata realizzata per garantire una fornitura non interrompibile di vapore ed un back-up di energia elettrica alle utenze del comprensorio. Per raggiungere questo scopo essa può funzionare in ulteriori condizioni di "emergenza", in configurazioni impiantistiche denominate:

- Condizione di Funzionamento "Turbogas con turbina a vapore ferma".
- Condizione di Funzionamento "Ciclo Vapore Caldaia Ausiliaria" con TG fermo

Infatti, la Centrale è dotata di una caldaia ausiliaria di potenza termica di 30MWt che ha la funzione di garantire una produzione continua di vapore in condizioni di emergenza e durante le fermate/avviamenti o i fuori-servizio del turbogas: nella storia della Centrale, la caldaia è stata autorizzata in tempi successivi fino a raggiungere il massimo di operatività (8760 h/anno). La caldaia

ausiliaria è equipaggiata da due bruciatori alimentati a gas naturale e che sono anche in grado di funzionare a gasolio: negli ultimi 5° anni il funzionamento a gasolio non è mai stato avviato.
Il punto di emissione in atmosfera associato alla caldaia ausiliaria è denominato E2.
La Centrale è già esercita esclusivamente in assetto di ciclo combinato (gruppo turbogas) o ALTERNATIVAMENTE con caldaia ausiliaria (GVA). Con la DD 2551 del 29/05/2014 furono eliminati i vincoli di ore annuali di funzionamento della caldaia.
L'alternanza tra i due assetti operativi verrà ulteriormente fissata come obbligatoria tramite opportune prescrizioni autorizzative, collegate con le operazioni informatizzate di monitoraggio e controllo. Di conseguenza, sarà possibile applicare alla caldaia ausiliaria, di potenza ben inferiore ai 50 MWt, le condizioni operative imposte dal D.Lgs. 152/2006 per i "medi impianti di combustione" di cui all'articolo 273-bis: questa opzione è praticabile in virtù delle indicazioni sulla "*Individuazione della capacità produttiva dell'installazione*" fornite dalla circolare DVA.U.0027569 del 14/11/2016 del MATTM. Pertanto, alla caldaia ausiliaria non saranno imposti limiti BAT-AEL che sono invece imposti all'impianto di Ciclo Combinato.

Descrizione delle componenti principali dell'impianto

Turbina a gas (TG)

La TG è capace di erogare una potenza elettrica di circa 31MW (a 15ºC, 1 atm e 65% UR).
La combustione avviene tramite bruciatori del tipo Dry Low NOx per ottenere basse concentrazioni di NOx nei fumi. La Società garantisce per la Centrale:

- una concentrazione di NOx nei fumi pari a 40 mg/Nm^3 come media oraria e di 25 mg/Nm^3 come media annua calcolata sulle ore effettive di funzionamento (concentrazioni riferite a fumi secchi al 15% di O_2). Tali prestazioni sono raggiunte grazie all'utilizzo di bruciatori Dry Low Emission e di un sistema di abbattimento NOx del tipo SCR;
- una concentrazione di CO nei fumi pari a 25 mg/Nm^3 come media oraria e di 15 mg/Nm^3 come media annua calcolata sulle effettive ore di funzionamento (concentrazioni riferite a fumi secchi al 15% di O_2).

Le ore di funzionamento sono calcolate a posteriori tramite le registrazioni dello SME e rendicontate abitualmente nei rapporti di autocontrollo annuali: per l'anno 2018, le ore di normale funzionamento sono state 8653, ripartite in: turbina a gas 6692 e caldaia Ausiliaria 1961.

La turbina è accoppiata ad un alternatore a 11,5 kV del tipo aria/aria.
Il TG può utilizzare come combustibile unicamente gas naturale.

Generatore di vapore a recupero (GVR)

I gas di scarico caldi provenienti dalla TG sono convogliati al GVR che ne utilizza il calore per produrre vapore che viene estratto, "spillato", ad alta o a bassa pressione. Il vapore destinato al funzionamento della turbina a vapore è estratto a bassa pressione, mentre il vapore destinato alle utenze del comprensorio è estratto e fornito ad alta pressione con pressione max di 20 bar e portata massima di circa 20 ton/h.

Turbina a vapore (TV)

Il secondo stadio di spillamento eroga una portata di vapore variabile dal minimo richiesto al max di circa 38 t/h alla pressione max di 5 bar che viene utilizzato per alimentare il moto rotatorio della TV. Questa rotazione alimenta a sua volta un alternatore a 11,5 kV con raffreddamento ad acqua. L'acqua di raffreddamento è prelevata dal circuito chiuso della Centrale.
Un sistema di by-pass vapore può escludere la TV per erogare vapore anche con TV fuori servizio.

Gas esausti ed emissioni

Avvenuto il recupero di calore, i gas di scarico sono espulsi attraverso il camino E1, mentre un condensatore a valle della TV invia acqua alla caldaia a recupero, ove giunge anche il necessario reintegro di acqua demineralizzata.

Torre evaporativa

Per il refrigeramento dell'acqua di raffreddamento del condensatore e dei sistemi ausiliari, è installato un sistema con torre di raffreddamento di tipo evaporativo.

Lo spurgo dell'acqua di torre è inviato ad una vasca raccolta acque industriali di scarico dove confluiscono anche gli scarichi del sistema acqua demi e le acque di lavaggio dei filtri. Il reintegro avviene mediante acqua proveniente dall'acquedotto industriale di comprensorio.

Sistema acqua industriale

L'acqua industriale viene prelevata dall'acquedotto industriale del comprensorio alimentato con acqua prelevata grezza dal fiume Sacco e poi pretrattata mediante sedimentazione in vasca.

Impianto di produzione acqua DEMI

L'impianto è basato su un sistema a osmosi inversa ed elettrodeionizzazione dimensionato per ottenere una qualità dell'acqua demineralizzata idonea per l'utilizzo in TV.
L'acqua demineralizzata viene stoccata in 3 serbatoi atmosferici della capacità di 100 m^3 cadauno.

Acqua potabile

L'acqua potabile viene prelevata dell'acquedotto consortile.

Impianto di raccolta/trattamento acque

Gli spurghi del GVR e della caldaia ausiliaria sono scaricati nella rete di raccolta acqua di scarico industriale.
Le acque provenienti dalla rigenerazione delle resine dell'impianto di produzione di acqua demineralizzata sono scaricate nella vasca di neutralizzazione degli eluati. In tale vasca, alle acque sono aggiunti HCl e NaOH alla bisogna per garantire il rispetto del pH ai limiti di legge. Una volta neutralizzata, l'acqua è inviata alla vasca di raccolta delle acque di scarico.
Nell'area dove sono installati i sistemi di lubrificazione della TG e della TV è presente una rete di raccolta delle acque oleose che confluiscono in una vasca da 5m^3. Le acque depurate dall'olio tramite un disoleatore sono inviate nella vasca di raccolta delle acque industriali di scarico.
La Centrale è dotata di una rete di raccolta che provvede a convogliare l'acqua piovana raccolta sui 12400 m^2 di superficie scoperta pavimentata dello stabilimento in una vasca di prima pioggia di dimensione di 70 m^3. Il dimensionamento appare più che sufficiente per i 5 mm di pioggia da conservare, i quali, per la superficie dichiarata, totalizzano un volume di 62 m^3.
Le acque nere dai servizi igienici sono inviate al trattamento in vasca Imhoff.
Altre acque di scarico sono costituite dagli spurghi del GVR, della caldaia ausiliaria, della torre evaporativa, del chiariflocculatore e del filtro a sabbia, e i reflui dei sistemi di produzione di acqua demineralizzata.
Tutte le acque di scarico, tranne le acque di seconda pioggia, sono raccolte nella vasca di raccolta finale delle acque di scarico per essere recapitate, come da regolamento di conferimento del Depuratore consortile, in un solo punto di scarico. La vasca di raccolta ha capienza di 20 m^3. Al momento del riesame, il Depuratore consortile è in fase di autorizzazione AIA con PAUR art. 27-bis D.Lgs. 152/2006.

Sistema elettrico

La sottostazione elettrica di Centrale è collegata mediante un elettrodotto dedicato alla Rete di Trasmissione Nazionale distante circa 2,2 km dalla Centrale in direzione nord-est.

Sistema gas naturale

Il gas naturale viene fornito mediante un gasdotto dedicato allacciato alla rete pubblica ad alta pressione disponibile in zona.
Per il preriscaldamento del gas naturale sono utilizzate 3 caldaie con potenza nominale di 152,5 kWt cadauna, alimentate a gas naturale.

Sistema gasolio

Il gasolio necessario alla caldaia ausiliaria per le fasi di funzionamento in emergenza è reso disponibile da un impianto di stoccaggio e distribuzione in grado di soddisfare il funzionamento della caldaia per almeno 48 ore.
Il sistema è costituito da:

- un impianto di stoccaggio costituito da 2 serbatoi interrati con capacità di 25.000 litri ciascuno;
- un impianto di pompaggio costituito da 2 pompe (una di riserva all'altra) aventi ciascuna una portata di 2100 litri/h.

Il gasolio è mantenuto come opzione di combustibile di emergenza della caldaia ausiliaria per i casi in cui la rete nazionale di fornitura del gas metano non sia in grado di consegnarlo. L'uso del gasolio è legato pertanto a condizioni di emergenza che negli ultimi 5 anni non si sono mai verificate.

CAPITOLO 2: FASI DELL'ISTRUTTORIA

Il riesame dell'AIA vigente per lo stabilimento della Centrale si è reso necessario in quanto, ai sensi dell'articolo 29-octies comma 3 del D.Lgs. 152/06, il rinnovo delle autorizzazioni AIA deve essere disposto entro 4 anni dalla data di pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea delle decisioni relative alle conclusioni sulle BAT riferite all'attività principale delle installazioni. Il 17 agosto 2017 è stata pubblicata la Decisione di esecuzione 2017/1442/UE della Commissione del 31luglio 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 e di conseguenza il riesame di questo stabilimento doveva essere disposto entro il 31 luglio 2021.

Corrispondenza ed eventi

Con **nota ns protocollo n. 197002 del 06/12/2018**, questo Servizio della Città metropolitana di Roma Capitale (di seguito Città metropolitana o il Servizio) ha informato la Società che, ai sensi dell'art. 29-*octies* comma 5 del D.Lgs. 152/06, è stato redatto un calendario annuale al fine di avviare in maniera cadenzata il riesame delle installazioni la cui autorizzazione è in scadenza;

Con **nota ns protocollo n. 106726 del 10/07/2019**, la Città metropolitana, ai sensi dell'art. 29-octies comma 3, ha trasmesso alla Società la comunicazione di avvio del riesame dell'AIA, richiedendo che venissero presentate entro il 1 ottobre 2019 tutte le informazioni necessarie ai fini del riesame delle condizioni di autorizzazione;

Con **note recepite al ns protocollo con nn. 137981, 137988 e 137997 del 18/09/2019** la Società ha presentato la domanda di riesame dell'AIA con la documentazione relativa, compresa copia del bonifico del contributo delle spese di istruttoria;

Con **nota ns protocollo n. 155985 del 18/10/2019**, la Città metropolitana, ai sensi dell'art. 29-ter comma 4 del D.Lgs. 152/06, ha richiesto di presentare una serie di integrazioni e che solo i documenti modificati devono essere ripresentati integri al fine di sostituire la versione precedentemente presentata;

Con **nota ns protocollo n. 165488 del 06/11/2019**, la Città metropolitana, ai sensi del decreto Ministeriale 95/2019, ha richiesto l'aggiornamento della relazione di riferimento redatta secondo quanto disposto dall'Allegato I del citato Decreto;

Con **note recepite al ns protocollo con n. 174146 del 18/11/2019, n. 175019 del 19/11/2019, n. 175634 del 20/11/2019, n. 177032 del 22/11/2019 e n. 178544 del 26/11/2019,** la Società ha presentato la documentazione integrativa richiesta precedentemente;

Con **nota ns protocollo n. 179430 del 27/11/2019,** la Città metropolitana ha comunicato l'avvio del procedimento di riesame dell'AIA D.D. R.U. n. 8998 del 22/12/2009 e ss.mm.ii., ai sensi dell'art. 29-octies comma 3 lett. b) del D.Lgs. 152/2006, e ha indetto la Conferenza di Servizi, ai sensi dell'art. 14-bis, c.7 della Legge n. 241/1990, da effettuarsi in forma simultanea ed in modalità sincrona, ai sensi dell'art. 14-ter della Legge n. 241/1990;

In data **28/11/2019** la Città metropolitana ha pubblicato sul proprio sito web, quanto indicato dall'art. 29-quater comma 3 del D.Lgs. 152/2006;

Con **nota recepita al ns protocollo con n. 193573 del 19/12/2019**, la Regione Lazio ha trasmesso l'Atto di Organizzazione n. G17910 del 17/12/2019, con cui è stato nominato il Rappresentante Unico Regionale (RUR);

Con **nota ns protocollo n. 2393 del 08/01/2020**, la Città metropolitana ha trasmesso alla Società una richiesta di chiarimenti documentali relativa lo stato di applicazione delle BAT;

Il **14 gennaio 2020** si è svolta la riunione di Conferenza di Servizi, il cui verbale è stato trasmesso con **nota ns protocollo n. 15038 del 28/01/2020**;

Con **nota** recepita con ns. protocollo **n. 19326 del 04/02/2020,** la Società ha presentato la documentazione integrativa richiesta in data 08/01/2020 e nel verbale della CdS del 14/01/2020;

Con **nota ns protocollo n. 22825 del 11/02/2020**, la Città metropolitana ha informato gli enti coinvolti nella CdS della pubblicazione delle integrazioni trasmesse dalla società in data 04/02/2020 sul proprio sito web;

Con **nota recepita al ns protocollo con n. 35009 del 02/03/2020**, Arpa Lazio ha trasmesso al RUR e per conoscenza a questo Servizio le valutazioni tecniche nell'ambito dell'espressione del parere di competenza ai sensi dell'art. 29-quater del D.Lgs. 152/06;

Con **nota ns protocollo n. 45204 del 18/03/2020**, la Città metropolitana ha comunicato al RUR alcuni aggiornamenti procedimentali in seguito alle ripercussioni dell'emergenza COVID-19, richiedendo la trasmissione di eventuali pareri o commenti regionali;

Con **nota ns protocollo n. 51104 del 06/04/2020**, la Città metropolitana ha aggiornato gli enti partecipanti alla CdS che per gli effetti del DL 17 marzo 2020, n. 18, articolo n. 103, emesso a causa dell'emergenza nazionale da Covid-19, la programmata chiusura dei lavori della CdS programmata per il 13 aprile veniva stata posticipata al 4 giugno 2020; con la stessa nota, sono stati richiesti alla Società ulteriori chiarimenti documentali;

Con **nota** recepita al ns protocollo con **n. 55588 del 17/04/2020**, il RUR regionale ha trasmesso la valutazione di Arpa Lazio del 02/03/2020 con la quale venivano richiesti ulteriori chiarimenti;

Con **nota** recepita al ns protocollo con **n. 76224 del 07/05/2020**, la Società ha trasmesso la documentazione integrativa richiesta in data 06/04/2020;

Con **nota ns protocollo n. 77822 del 12/05/2020**, la Città metropolitana ha aggiornato gli enti partecipanti informando della pubblicazione sul proprio sito web della richiesta di integrazioni avanzata dalla Città metropolitana in data 06/04/2020, della richiesta di Arpa del 17/04/2020 e delle integrazioni fornite dalla Società in data 07/05/2020;

Con **nota** recepita al ns protocollo con **n. 87521 del 03/06/2020**, Arpa Lazio ha trasmesso il parere nell'ambito dell'espressione del parere di competenza ai sensi dell'art. 29-quater del D.Lgs. 152/06 al RUR e per conoscenza alla Città metropolitana;

Con **nota ns protocollo n. 100785 del 06/07/2020**, la Città metropolitana ha aggiornato gli enti partecipanti alla CdS sullo stato del procedimento di riesame in corso e ha richiesto una serie di integrazioni documentali alla Società; successivamente, con **nota n. 104323 del 14/07/2020**, la Città metropolitana ha trasmesso una rettifica parziale a tale precedente nota;

Con **nota** recepita al ns protocollo **n. 107201 del 17/07/2020**, la Società ha trasmesso la documentazione integrativa richiesta il 06/07/2020;

Con **nota ns protocollo n. 108518 del 21/07/2020**, la Città metropolitana ha informato la CdS della pubblicazione sul proprio sito web delle integrazioni fornite dalla Società in data 17/07/2020.

Pareri pervenuti per il progetto in esame

Regione Lazio prot. n. 351938 – richiesta di integrazioni di ARPA Lazio - Dipartimento pressioni sull'ambiente – Servizio supporto tecnico ai processi autorizzatori, Prot. Arpalazio 14606 del 02/03/2020.

Sono state ricevute in copia le seguenti note:

ARPA Lazio - Dipartimento pressioni sull'ambiente – Servizio supporto tecnico ai processi autorizzatori – Protocollo Generale 0034794 del 03/06/2020;

ARPA Lazio - Dipartimento pressioni sull'ambiente – Servizio supporto tecnico ai processi autorizzatori – Protocollo Generale 0046559 del 24/07/2020.

Conclusioni istruttorie – Pareri della CdS

A seguito dell'indizione della CdS del procedimento di riesame, si è ricevuta dalla Regione Lazio la nota di nomina del RUR, il quale rappresenta, a norma della L. 241/90, la conferenza interna di servizi facenti capo alla Regione Lazio che comprende, oltre alle strutture dell'Amministrazione Regionale l'Asl competente e l'Arpalazio.

In seguito, il RUR ha trasmesso il documento tecnico Arpalazio recante la richiesta di integrazioni n. 351938.
Gli altri documenti tecnici di Arpalazio, tra cui il suo parere finale espressamente previsto dall'art. 29-quater comma 6 del D.Lgs. 152/2006, sono stati ricevuti per copia conoscenza e quindi formalmente al di fuori del regolare canale di comunicazione del rappresentante della CdS regionale della quale, in conclusione, non si conoscono le opinioni.
Pertanto, questa Autorità Competente per l'AIA ha esaminato, sviluppato e fatto proprie le opinioni tecniche espresse dell'Arpalazio.

Documentazione acquisita agli atti

Esaminati gli elaborati trasmessi dalla società ed elencati a seguire:

- Domanda di riesame dell'AIA D.D. R.U. 8998 del 22/12/2009 e successive modifiche, (nss. protocolli nn. 137981, 137988 e 137997 del 18/09/2019) compilata secondo la modulistica della Regione Lazio (schede e allegati A, B, C, D, E).
- Sintesi non tecnica allegata alla domanda di riesame (ns protocollo n. 137997 del 18/09/2019).
- Documento denominato "Gap Analysis – allegato D15" relativo al confronto delle prestazioni della Centrale Termoelettrica di Colleferro in relazione alle conclusioni sulle BAT per i grandi impianti di combustione allegato alla domanda di riesame (ns protocollo n. 137997 del 18/09/2019).
- Relazione tecnica ai sensi del D.M. 272/2014 in merito agli obblighi di presentazione della relazione di riferimento (allegato B26) allegata alla domanda di riesame (ns protocollo n. 137988 del 18/09/2019).
- Piano di campionamento ed analisi acque sotterranee e del suolo (allegato B26) allegata alla domanda di riesame (ns protocollo n. 137988 del 18/09/2019).
- Integrazioni e chiarimenti (ns protocollo n. 174146 del 18/11/2019, n. 175019 del 19/11/2019, n. 175634 del 20/11/2019, n. 177032 del 22/11/2019) comprensivi dell'aggiornamento della documentazione della domanda di riesame (schede A, B, E ed allegati A15, A17, B18, B21, B26_1, D5, D6, D7, D8, D9, D10, D11, D15, E4 e Sintesi non Tecnica).
- Integrazioni e chiarimenti (prot. CmRC n. 19326 del 04/02/2020).
- Integrazioni e chiarimenti (prot. CmRC n. 76224 del 07/05/2020).
- Integrazioni e chiarimenti (prot. CmRC n. 107201 del 17/07/2020).

CAPITOLO 3: STATO DI APPLICAZIONE DELLE BAT

Nel documento denominato "Gap Analysis – allegato D15", è stata effettuata la verifica dell'allineamento della Centrale Termoelettrica Termica Colleferro SpA di Colleferro rispetto a quanto riportato nelle conclusioni sulle BAT per i grandi impianti di combustione (Decisione 2017/1442/UE del 31/07/2017).
È stata verificata l'ottemperanza alle conclusioni generali BAT, dalla n. 1 alla n. 17, e alle conclusioni sulle BAT per la combustione di gas naturale, da n. 40 a n. 45. Le BAT dal numero 18 al n. 39 e dal numero 46 al n. 75 non sono applicabili allo stabilimento in esame e pertanto non compaiono nel documento.
È presente anche un documento "APPENDICE 1 – verifica puntuale allineamento a BAT 1", nel quale la Società ha riportato la corrispondenza dei singoli punti delle BAT al relativo riferimento interno del Sistema Gestione Integrato (SGI).

N° BAT	Descrizione	Status	Commenti
Conclusioni generali sulle BAT			
Sistemi di gestione ambientale			
BAT 1	Per migliorare la prestazione ambientale complessiva, la BAT consiste nell'istituire e applicare un sistema di gestione ambientale avente tutte le seguenti caratteristiche: i impegno della direzione, compresi i dirigenti di alto grado; ii definizione, a opera della direzione, di una politica ambientale che preveda il miglioramento continuo della prestazione ambientale dell'installazione; iii pianificazione e adozione delle procedure, degli obiettivi e dei traguardi necessari, congiuntamente alla pianificazione finanziaria e agli investimenti; iv attuazione delle procedure [omissis]; v controllo delle prestazioni e adozione di misure correttive [omissis] vi riesame del sistema di gestione ambientale da parte dell'alta direzione al fine di accertarsi che continui ad essere idoneo, adeguato ed efficace; vii attenzione allo sviluppo di tecnologie più pulite; viii attenzione agli impatti ambientali dovuti a un eventuale smantellamento dell'installazione in fase di progettazione di un nuovo impianto, e durante l'intero ciclo di vita [omissis]; ix – xvi. [omissis]	Applicata	La Centrale Termoelettrica di Colleferro è già oggi dotata di un Sistema di Gestione Ambientale (SGA) strutturato secondo i requisiti della norma UNI EN ISO 14001. Il SGA viene periodicamente riesaminato ed aggiornato. La Centrale è inoltre registrata EMAS. Per l'analisi dell'allineamento puntuale alla BAT1 si veda appendice 1 al presente allegato D15.
Monitoraggio			
BAT 2	La BAT consiste nel determinare il rendimento elettrico netto e/o il consumo totale netto di combustibile e/o l'efficienza meccanica netta delle unità di gassificazione, IGCC e/o di combustione mediante l'esecuzione di una prova di prestazione a pieno carico, secondo le norme EN, dopo la messa in servizio dell'unità e dopo ogni modifica che potrebbe incidere in modo significativo sul rendimento elettrico netto e/o sul consumo totale netto di combustibile e/o sull'efficienza meccanica netta dell'unità. Se non sono disponibili norme EN, la BAT consiste nell'applicare le norme ISO, le norme nazionali o altre norme internazionali che assicurino di ottenere dati di qualità scientifica equivalente.	Applicata	Sono disponibili prove di prestazione dei singoli componenti, dalle quali è comunque possibile ricavare le prestazioni dell'intero ciclo combinato.
BAT 3	La BAT consiste nel monitorare i principali parametri di processo relativi alle emissioni in atmosfera e nell'acqua, tra cui quelli indicati di seguito:	Applicata (effluenti gassosi) Non applicabile (acque reflue trattamento effluenti gassosi)	Il punto di emissione E1 relativo al ciclo combinato è dotato di un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME) in atmosfera che monitora, oltre ai parametri indicati (portata, tenore di ossigeno, temperatura, pressione e tenore di vapor d'acqua) la concentrazione di ossidi di azoto (NOx), di ammoniaca (NH3) e di monossido di carbonio (CO). Riguardo al monitoraggio degli effluenti liquidi derivanti dal trattamento fumi, si evidenzia che la BAT non è applicabile in quanto la Centrale di Colleferro è dotata di sistema di trattamento non ad umido

<table>
<tr><td></td><td>
<table>
<tr><th>Flusso</th><th>Parametro/i</th><th>Monitoraggio</th></tr>
<tr><td>Effluente gassoso</td><td>Portata</td><td>Determinazione periodica o in continuo</td></tr>
<tr><td colspan="2">Tenore di ossigeno, temperatura e pressione</td><td>Misurazione periodica o in continuo</td></tr>
<tr><td colspan="3">Tenore di vapore acqueo (1)</td></tr>
<tr><td>Acque reflue da trattamento degli effluenti gassosi</td><td>Portata, pH e temperatura</td><td>Misurazione in continuo</td></tr>
<tr><td colspan="3">Note
(1) La misurazione in continuo del tenore di vapore acqueo degli effluenti gassosi non è necessaria se gli effluenti gassosi campionati sono essiccati prima dell’analisi.</td></tr>
</table>
</td><td></td><td>(SCR – Selective Catalytic Reduction).</td></tr>
<tr><td>BAT 4</td><td>La BAT consiste nel monitorare le emissioni in atmosfera almeno alla frequenza indicata di seguito e in conformità con le norme EN. Se non sono disponibili norme EN, la BAT consiste nell'applicare le norme ISO, le norme nazionali o altre norme internazionali che assicurino di ottenere dati di qualità scientifica equivalente.
Per le turbine alimentate a gas naturale la BAT prevede il monitoraggio in continuo di
NH3 (monitoraggio associato alla BAT 7),
NOx (monitoraggio associato alla BAT 42)
e CO (monitoraggio associato alla BAT 44).</td><td>Applicata</td><td>Il camino E1 è dotato di un Sistema di Monitoraggio delle Emissioni (SME) in continuo conforme alla Norma UNI EN 14181 (Assicurazione della qualità di sistemi di misurazione automatici) che monitora, oltre a portata, tenore di ossigeno, temperatura, pressione e tenore di vapor d’acqua, anche le concentrazioni di NOx, NH3 e CO.</td></tr>
<tr><td>BAT 5</td><td>La BAT consiste nel monitorare le emissioni in acqua derivanti dal trattamento degli effluenti gassosi almeno alla frequenza indicata di seguito e in conformità con le norme EN. Se non sono disponibili norme EN, la BAT consiste nell'applicare le norme ISO, le norme nazionali o altre norme internazionali che assicurino di ottenere dati di qualità scientifica equivalente [omissis].
Il monitoraggio associato è quello relativo alla BATC 15.</td><td>Non applicabile</td><td>La Centrale non è dotata di un sistema di trattamento fumi del tipo ad umido.
Pertanto, l’installazione in oggetto non genera emissioni in acqua derivanti dal trattamento degli effluenti gassosi</td></tr>
<tr><td colspan="4">Prestazioni ambientali generali e di combustione</td></tr>
<tr><td>BAT 6</td><td>Per migliorare le prestazioni ambientali generali degli impianti di combustione e per ridurre le emissioni in atmosfera di CO e delle sostanze incombuste, la BAT consiste nell’ottimizzare la combustione e nel fare uso di un’adeguata combinazione delle tecniche elencate di seguito:
a. Dosaggio e miscela dei combustibili;
b. Manutenzione del sistema di combustione;
c. Sistema di controllo avanzato;
d. Buona progettazione delle apparecchiature di combustione;
e. Scelta del combustibile.</td><td>Applicata</td><td>Per ridurre le emissioni di CO la Centrale utilizza un’adeguata combinazione delle seguenti tecniche, tra quelle menzionate nella BAT:
a. Sistema di combustione DLN che consiste in un sistema di premiscelazione di aria e gas prima dell’innesco della combustione e un software di supervisione e controllo che ne ottimizza le portate in funzione del PCI del gas misurato on line, minimizzando le emissioni di CO e incombusti.
b. il sistema di combustione è soggetto a regolare manutenzione;
c. il sistema di combustione è dotato di Sistema di controllo avanzato, che garantisce una combustione ottimizzata e di conseguenza la minimizzazione delle emissioni di CO e incombusti;</td></tr>
</table>

			d. le apparecchiature di combustione sono state progettate in modo ottimale. Nella Centrale di Colleferro il combustibile utilizzato per la produzione di energia elettrica è esclusivamente il gas naturale.
BAT 7	Al fine di ridurre le emissioni di ammoniaca in atmosfera dovute alla riduzione catalitica selettiva (SCR) e/o alla riduzione non catalitica selettiva (SNCR) utilizzata per abbattere le emissioni di NOx, la BAT consiste nell'ottimizzare la configurazione e/o il funzionamento dell'SCR e/o SNCR. <u>Livelli di emissioni associati alla BAT</u> Il livello di emissioni associato alla BAT (BAT-AEL) per le emissioni in atmosfera di NH3 risultanti dall'uso dell'SCR e/o SNCR è < 3–10 mg/Nm3 come media annuale o media del periodo di campionamento. Il limite inferiore dell'intervallo si può ottenere utilizzando l'SCR, mentre il limite superiore utilizzando l'SNCR, senza ricorrere a tecniche di abbattimento a umido. Nel caso degli impianti che bruciano biomassa e funzionano a carico variabile, così come nel caso di motori funzionanti a HFO e/o gasolio, il limite superiore dell'intervallo BAT-AEL è di 15 mg/Nm3.	Applicata	Il ciclo combinato (emissione E1) è dotato di sistema SCR per l'abbattimento di NOx progettato in modo da ottimizzarne la configurazione e il funzionamento. Il sistema SCR è composto da un catalizzatore e da un sistema di dosaggio di soluzione ammoniacale. Al fine di garantire la corretta distribuzione sul catalizzatore e ottimizzarne al massimo il consumo, la soluzione ammoniacale viene vaporizzata e diluita con aria e iniettata a monte del catalizzatore garantendone la diffusione su tutta la sua superfice di scambio. Il dosaggio di Ammoniaca è regolato e controllato in automatico dal sistema "Ammonia Process Control Unit". Tale sistema, acquisendo on line il valore di NOx emessi al camino, modula la quantità strettamente necessaria di Ammoniaca per ridurre tali emissioni ai valori impostati attesi. Per ciò che concerne il BAT-AEL applicabile al ciclo combinato, si evidenzia che l'AIA in essere prescrive un limite per l'NH3 pari a 5 mg/Nm3 nei fumi secchi (rif. @ 15% O2) espresso come media oraria dunque è garantito il rispetto del range BAT-AEL indicato dalla BAT in analisi.
Livelli di emissioni associati alla BAT			
BAT 8	Al fine di prevenire o ridurre le emissioni in atmosfera durante le normali condizioni di esercizio, la BAT consiste nell'assicurare, mediante adeguata progettazione, esercizio e manutenzione, che il funzionamento e la disponibilità dei sistemi di abbattimento delle emissioni siano ottimizzati.	Applicata	Le emissioni di NOx sono minimizzate grazie alla presenza di un sistema di denitrificazione catalitica selettiva (SCR) oltre all'adozione di bruciatori Dry Low NOx, progettati secondo i migliori standard di ingegneria, eserciti e manutenuti in modo da garantirne la loro piena efficienza di funzionamento
BAT 9	Al fine di migliorare le prestazioni ambientali generali degli impianti di combustione [omissis] e ridurre le emissioni in atmosfera, la BAT consiste nell'includere gli elementi seguenti nei programmi di garanzia della qualità/controllo della qualità per tutti i combustibili utilizzati, nell'ambito del sistema di gestione ambientale: i Caratterizzazione iniziale completa del combustibile utilizzato, ivi compresi almeno i parametri elencati in appresso e in conformità alle	Applicata	Il ciclo combinato è alimentato con gas naturale prelevato da un gasdotto della rete SGI, che garantisce controlli regolari della qualità del combustibile. I parametri monitorati sono quelli previsti dalla BAT in oggetto.

	norme EN. Possono essere utilizzate norme ISO, norme nazionali o altre norme internazionali che assicurino di ottenere dati di qualità scientifica equivalente; ii Prove periodiche della qualità del combustibile per verificarne la coerenza con la caratterizzazione iniziale e secondo le specifiche di progettazione. La frequenza delle prove e la scelta dei parametri tra quelli della tabella sottostante si basano sulla variabilità del combustibile e su una valutazione dell'entità delle sostanze inquinanti (ad esempio, concentrazione nel combustibile, trattamento degli effluenti gassosi applicato); iii successivo adeguamento delle impostazioni dell'impianto in funzione della necessità e della fattibilità (ad esempio, integrazione della caratterizzazione del combustibile e controllo del combustibile nel sistema di controllo avanzato). La caratterizzazione iniziale e le prove periodiche del combustibile possono essere eseguite dal gestore e/o dal fornitore del combustibile. Se eseguite dal fornitore, i risultati completi sono forniti al gestore sotto forma di specifica di prodotto (combustibile) e/o di garanzia del fornitore. Per il gas naturale le sostanze/parametri sottoposti a caratterizzazione sono Potere Calorifico Inferiore, CH4, C2H6, C3, C4+, CO2, N2, indice di Wobbe.		In Allegato B26 è riportato un certificato di analisi del combustibile che comprende i parametri/sostanze indicati nella BAT.
BAT 10	Al fine di ridurre le emissioni in atmosfera e/o nell'acqua durante le condizioni di esercizio diverse da quelle normali, la BAT consiste nell'elaborare e attuare, nell'ambito del sistema di gestione ambientale, un piano di gestione commisurato alla rilevanza dei potenziali rilasci di inquinanti che comprenda i seguenti elementi: • adeguata progettazione dei sistemi che si ritiene concorrano a creare condizioni di esercizio diverse da quelle normali che possono incidere sulle emissioni in atmosfera, nell'acqua e/o nel suolo; • elaborazione e attuazione di un apposito piano di manutenzione preventiva per i suddetti sistemi; • rassegna e registrazione delle emissioni causate dalle condizioni di esercizio diverse da quelle normali e relative circostanze, nonché eventuale attuazione di azioni correttive; • valutazione periodica delle emissioni complessive durante le condizioni di esercizio diverse da quelle normali ed eventuale attuazione di azioni correttive.	Applicata	La Centrale Termoelettrica di Colleferro è progettata con i più elevati standard di ingegneria ed è sottoposta a manutenzione regolare in modo da garantire un'elevata affidabilità di funzionamento nel rispetto della normativa e delle prescrizioni autorizzative. Le emissioni gassose e gli scarichi idrici sono gestiti e monitorati in conformità alle prescrizioni dell'AIA vigente. Sono adottati tutti i presidi impiantistici e sono implementate procedure gestionali per rendere trascurabile il rischio di inquinamento del suolo. Le condizioni di non normale funzionamento saranno trattate in accordo alle prescrizioni dell'AIA vigente. Nell'ambito del sistema di gestione ambientale è attuato un piano di gestione delle condizioni di non normale funzionamento. In particolare le procedure di riferimento sono: Procedura gestione emergenze di reparto PGE TCF 359_1 TCF, Procedura acque reflue PGE TCF 351_6 TCF; PGE TCF360/1TCF (Procedura emissioni fuggitive), PGE TCG346/3TCF (Procedura emissioni in atmosfera, PGE TCF362/3 TCF (Manuale SME punto di emissione E1).

			Non si sono verificate condizioni di esercizio diverse da quelle normali dal 2012 ad oggi.
BAT 11	La BAT consiste nel monitorare adeguatamente le emissioni in atmosfera e/o nell'acqua durante le condizioni di esercizio diverse da quelle normali. Il monitoraggio può essere eseguito misurando direttamente le emissioni o monitorando parametri sostitutivi, se di comprovata qualità scientifica equivalente o migliore rispetto alla misurazione diretta delle emissioni. Le emissioni nei periodi di avvio e arresto (SU/SD) possono essere valutate in base alla misurazione dettagliata delle emissioni eseguita per una procedura tipica di avvio/arresto almeno una volta l'anno e utilizzando i risultati della misurazione per stimare le emissioni di ogni periodo di avvio e arresto durante l'anno.	Applicata	Il punto di emissione E1 è dotato di sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni gassose. Le emissioni gassose, durante i transitori di avvio e fermata, sono monitorate in conformità alle prescrizioni già presenti nell'AIA vigente. Gli scarichi idrici (SF1 e SF3 inviati rispettivamente alla rete fognaria consortile del Consorzio Servizi Colleferro e nel Fosso delle Sorbe) sono monitorati secondo le prescrizioni dell'AIA vigente.
Efficienza energetica			
BAT 12	Al fine di aumentare l'efficienza energetica delle unità di combustione in funzione ≥ 1. ore/anno, la BAT consiste nell'utilizzare una combinazione adeguata delle tecniche indicate di seguito (laddove applicabili; per dettagli si rimanda al testo delle Conclusioni sulle BAT). a. Ottimizzazione della combustione; b. Ottimizzazione delle condizioni del fluido di lavoro; c. Ottimizzazione del ciclo del vapore; d. Riduzione al minimo del consumo di energia; e. Preriscaldamento dell'aria di combustione; f. Preriscaldamento del combustibile; g. Sistema di controllo avanzato; h. Preriscaldamento dell'acqua di alimentazione per mezzo del calore recuperato; i. Recupero di calore da cogenerazione; j. Disponibilità della CHP; k. Condensatore degli effluenti gassosi; l. Accumulo termico; m. Camino umido; n. Scarico attraverso torre di raffreddamento; o. Preessiccamento del combustibile; p. Riduzione al minimo delle perdite di calore; q. Materiali avanzati; r. Potenziamento delle turbine a vapore; s. Condizioni del vapore supercritiche e ultra supercritiche.	Applicata	La Centrale termoelettrica di Colleferro applica la tecnologia del ciclo combinato a gas naturale che assicura i più alti rendimenti energetici. Il rendimento elettrico netto di design della CTE è compreso nel range di efficienza indicato nella BAT 40 per i Cicli Combinati cogenerativi esistenti di potenza 50-600 MWt. Per garantire tale rendimento sono impiegate le seguenti tecniche: (a) ottimizzazione della combustione; (b) ottimizzazione delle condizioni del fluido di lavoro; (c) ottimizzazione del ciclo vapore; (d) riduzione al minimo del consumo di energia; (f) preriscaldamento del combustibile; (g) sistema di controllo avanzato; (i) recupero di calore da cogenerazione; (q) materiali avanzati.
Consumo d'acqua ed emissioni nell'acqua			
BAT 13	Al fine di ridurre il consumo d'acqua e il volume delle acque reflue contaminate emesse, la BAT consiste nell'utilizzare una o entrambe le tecniche indicate di seguito. a) riciclo dell'acqua; b) movimentazione a secco delle ceneri pesanti (relativa a impianti che bruciano combustibili solidi).	a) Applicata b) Non applicabile	Nella Centrale di Colleferro viene effettuato il recupero ed il riciclo delle condense dei drenaggi puliti del ciclo termico.
BAT 14	Al fine di prevenire la contaminazione delle acque reflue non contaminate e ridurre le emissioni nell'acqua, la BAT consiste nel tenere distinti i flussi	Applicata	All'interno della Centrale sono presenti distinte reti di raccolta fognarie, con lo scopo di mantenere

	delle acque reflue e trattarli separatamente, in funzione dell'inquinante.		separati i flussi e gli inquinanti eventualmente in essi presenti. In particolare sono presenti la rete di raccolta delle acque reflue industriali (acque neutralizzate provenienti da impianto demi, blow down GVR e GVA, acque di lavaggio dei filtri a sabbia e acque del sistema di chiariflocculazione), la rete di raccolta delle acque reflue civili, la rete di raccolta delle acque meteoriche (rete raccolta acque da strade e piazzali e meteoriche da tetti), la rete di raccolta delle acque potenzialmente oleose provenienti dalle aree TG e TV, la rete di raccolta degli spurghi delle acque di raffreddamento dalle torri evaporative
BAT 15	Al fine di ridurre l'emissione nell'acqua di acque reflue da trattamento degli effluenti gassosi, la BAT consiste nell'utilizzare una combinazione adeguata delle tecniche indicate di seguito e utilizzare tecniche secondarie il più vicino possibile alla sorgente per evitare la diluizione. [omissis]	Non applicabile	La Centrale non è dotata di un sistema di trattamento fumi del tipo ad umido. Pertanto, l'installazione in oggetto non genera emissioni in acqua derivanti dal trattamento degli effluenti gassosi
Gestione dei rifiuti			
BAT 16	Al fine di ridurre la quantità da smaltire dei rifiuti risultanti dalla combustione e dalle tecniche di abbattimento, la BAT consiste nell'organizzare le operazioni in modo da ottimizzare, in ordine di priorità e secondo la logica del ciclo di vita: a) la prevenzione dei rifiuti, ad esempio massimizzare la quota di residui che escono come sottoprodotti; b) la preparazione dei rifiuti per il loro riutilizzo, ad esempio in base ai criteri di qualità richiesti; c) il riciclaggio dei rifiuti; d) altri modi di recupero dei rifiuti (ad esempio, recupero di energia), attuando le tecniche indicate di seguito opportunamente combinate: […]	Non applicabile	La combustione di gas naturale non produce ceneri di combustione. Le tecniche di abbattimento primarie e secondarie impiegate per ridurre le emissioni in atmosfera non generano rifiuti. I rifiuti prodotti dall'impianto sono generalmente connessi alle attività di manutenzione dell'installazione stessa. A puro titolo informativo si fa presente che, quando possibile, i rifiuti prodotti dalla Centrale (come detto, derivanti sostanzialmente da attività di manutenzione) sono inviati a recupero e, in subordine, a smaltimento. I rifiuti prodotti vengono gestiti in regime di deposito temporaneo ai sensi dell'art. 183 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.. Le modalità di gestione (raccolta, trasporto, deposito temporaneo, avvio a smaltimento/recupero) dei rifiuti vengono definite in dettaglio in un'apposita procedura del Sistema di Gestione Ambientale (PGE TCF357/4TCF - Procedura gestione rifiuti).
Emissioni sonore			
BAT 17	Al fine di ridurre le emissioni sonore, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche indicate di seguito: a. Misure operative; b. Apparecchiature a bassa rumorosità; c. Attenuazione del rumore;	Applicata	Tutte la apparecchiature installate nella Centrale hanno caratteristiche tali da garantire il minimo livello di pressione sonora nell'ambiente.

<table>
<tr><td></td><td>d. Dispositivi anti rumore;
e. Localizzazione adeguata delle apparecchiature e degli edifici.</td><td></td><td>Le caratteristiche di emissione sonora delle apparecchiature e la loro disposizione impiantistica, oltre ad assicurare il rispetto dei limiti di esposizione al rumore del personale operante nell’area di produzione, garantisce anche quello dei limiti dettati dalla classificazione acustica comunale. Risultano dunque applicate le tecniche a., b., e.
Si consideri inoltre che la turbina a gas e la turbina a vapore sono inserite all’interno di un cabinato (tecnica d.).</td></tr>
<tr><td colspan="4">Conclusioni sulle BAT per la combustione di gas naturale</td></tr>
<tr><td colspan="4">Efficienza energetica</td></tr>
<tr><td>BAT 40</td><td>Al fine di aumentare l'efficienza della combustione di gas naturale, la BAT consiste nell'utilizzare una combinazione adeguata delle tecniche indicate nella BAT 2 e di seguito.
a. Ciclo combinato.

Tabella 23
Livelli di efficienza energetica associati alla BAT (BAT-AEEL) per la combustione di gas naturale

<table>
<tr><td>Tipo di unità di combustione</td><td colspan="2">BAT-AEEL(1,2)</td></tr>
<tr><td>Rendimento elettrico netto (unità esistente)</td><td colspan="2">Consumo totale netto di combustibile (%)</td></tr>
<tr><td>CHP CCGT, Cicli combinati 50-600 MWt</td><td>46-54</td><td>65-95</td></tr>
<tr><td colspan="3">Note
(1) Questi BAT-AEEL non sono applicabili alle unità in funzione meno di 1.500 ore/anno.
(2) Nel caso di unità CHP, si applica solo uno dei due BAT-AEEL “rendimento elettrico netto” o “consumo totale netto di combustibile”, in base alla progettazione dell’unità CHP (vale a dire una progettazione più orientata verso la generazione di energia elettrica o termica).</td></tr>
</table></td><td>Applicata</td><td>Il ciclo combinato rappresenta la tecnologia attualmente disponibile sul mercato per produrre energia elettrica con il più alto rendimento energetico. Il rendimento elettrico netto di design, pari al 46,5% circa, rientra nel range indicato nella Tabella 23 relativa alla BAT 40 per i cicli combinati esistenti 50-600 MWt.</td></tr>
<tr><td>BAT 41</td><td>Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di NOx in atmosfera risultanti dalla combustione di gas naturale nelle caldaie, la BAT consiste nell’utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito:
a immissione di aria e/o di combustibile in fasi successive (air e/o fuel staging);
b ricircolo degli effluenti gassosi;
c bruciatori a basse emissioni di NOx (LNB);
d sistema di controllo avanzato;
e riduzione della temperatura dell’aria di combustione;
f riduzione non catalitica selettiva (SNCR);
g riduzione catalitica selettiva (SCR).

Tabella 25
Livelli di emissioni associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEL) per le emissioni in atmosfera di NOx risultanti dalla combustione di gas naturale nelle caldaie e motori</td><td>Non applicabile</td><td>La Centrale è del tipo a ciclo combinato. Essa è costituita da un gruppo di generazione composto da un’unità Turbogas (TG), da un Generatore di Vapore a Recupero (GVR) e da una Turbina a Vapore a condensazione del tipo a due stadi (TV).
La tecnologia oggetto della BAT 41 non è riferibile al ciclo combinato.
In Centrale è presente una caldaia ausiliaria alimentata a gas naturale di potenza inferiore a 50 MWt che dunque non rientra nella definizione di grandi impianti di combustione, oggetto delle BAT in analisi.</td></tr>
</table>

<table>
<tr><td></td><td>[omissis]</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>BAT 42</td><td>Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di NOx in atmosfera risultanti dalla combustione di gas naturale nelle turbine a gas, la BAT consiste nell’utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito:
a Sistema di controllo avanzato;
b Aggiunta di acqua/vapore;
c Bruciatori a bassa emissione di NOx a secco (DLN);
d Modi di progettazione a basso carico;
e Bruciatori a basse emissioni di NOx (LNB);
f Riduzione catalitica selettiva (SCR).
Tabella 24
Livelli di emissioni associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEL) per le emissioni in atmosfera di NOx risultanti dalla combustione di gas naturale nelle turbine a gas
<table><tr><td>Tipo di impianto di combustione</td><td>Potenza termica nominale dell’impianto di combustione (MWt)</td><td colspan="2">BAT-AEL (mg/Nm3) (1)</td></tr><tr><td colspan="2">Media annua (2)</td><td colspan="2">Media giornaliera o media del periodo di campionamento (mg/Nm3)</td></tr><tr><td>Turbine a gas in ciclo combinato CCGT esistenti con consumo totale netto di combustibile < 75%</td><td>50-600</td><td>10-45</td><td>35-55</td></tr><tr><td colspan="4">Note:
(1) Nel caso di una turbina a gas dotata di bruciatori DLN, questi BAT-AEL si applicano solo se il DLN è effettivamente in funzione.
(2) Ottimizzare il funzionamento di una tecnica esistente per ridurre ulteriormente le emissioni di NOx può portare a livelli di emissioni di CO al limite superiore dell'intervallo indicativo per le emissioni di CO indicato in appresso.</td></tr></table></td><td>Applicata</td><td>Per l’abbattimento di NOx nel ciclo combinato sono utilizzate le seguenti tecniche, tra quelle elencate nelle BAT: sistema di controllo avanzato (a), bruciatori a basse emissioni di NOx a secco (DLN) (c) e riduzione catalitica selettiva (SCR) (f).
Per ciò che concerne i BAT-AEL applicabili al CCGT e riportati nella Tabella 24 per gli impianti esistenti si evidenzia che l’Allegato Tecnico della DD RU 3204 del 18/07/2017 prescrive una concentrazione media oraria di NOx nei fumi secchi (rif. @ 15% O2) pari a 40 mg/Nm3 e una concentrazione media annua di NOx nei fumi secchi (rif. @ 15% O2) pari a 25 mg/Nm3
dunque i livelli emissivi BAT-AEL relativi sia alla media annua che alla media giornaliera risultano sicuramente rispettati.</td></tr>
<tr><td>BAT 43</td><td>Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di NOx in atmosfera risultanti dalla combustione di gas naturale nei motori, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito:
a. Sistema di controllo avanzato;
b. Modalità di combustione magra ;
c. Modalità avanzata di combustione magra;
d. Riduzione catalitica selettiva (SCR).

Tabella 25
Livelli di emissioni associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEL) per le emissioni in atmosfera di NOx risultanti dalla combustione di gas naturale in caldaie e motori
[omissis]</td><td>Non applicabile</td><td>La Centrale è del tipo a ciclo combinato. Essa è costituita da un gruppo di generazione composto da un’unità Turbogas (TG), da un Generatore di Vapore a Recupero (GVR) e da una Turbina a Vapore a condensazione del tipo a due stadi (TV).
La tecnologia di generazione elettrica oggetto della BAT 43, ovvero i motori, non è presente in Centrale.</td></tr>
<tr><td>BAT 44</td><td>Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di CO in atmosfera risultanti dalla combustione di gas naturale,</td><td>Applicata</td><td>Nella Centrale di Colleferro, la combustione è gestita da un sistema</td></tr>
</table>

	la BAT consiste nell'ottimizzare la combustione e/o utilizzare catalizzatori ossidanti. Nel caso di una turbina a gas dotata di bruciatori DLN, questi livelli indicativi corrispondono ai periodi di effettivo funzionamento dei DLN. A titolo indicativo, i livelli medi annui di emissione di CO per CCGT esistenti di potenza ≥ 50 MWth: <5-30 mg/Nm3. Il limite superiore di tale intervallo sarà di norma 50 mg/Nm3 per gli impianti che funzionano a basso carico.		di controllo avanzato, che garantisce una combustione ottimizzata e di conseguenza la minimizzazione delle emissioni di CO e incombusti. Per quanto riguarda il CCGT i livelli medi annui (che hanno valenza indicativa) specificati nella BAT 44 risultano rispettati: l'Allegato Tecnico della DD RU 3204 del 18/07/2017 è infatti prescritto un limite per il CO espresso come media annua pari a 15 mg/Nm3 riferita ai fumi secchi al 15% di ossigeno che consente sicuramente il rispetto del range indicato (5 - 30 mg/Nm3) relativo alla media annua.
BAT 45	Al fine di ridurre le emissioni di composti organici volatili non metanici (COVNM) e di metano (CH4) in atmosfera risultanti dalla combustione di gas naturale in motori a gas ad accensione comandata e combustione magra, la BAT consiste nell'ottimizzare la combustione e/o utilizzare catalizzatori ossidanti. Tabella 26 Livelli di emissioni associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEL) per le emissioni in atmosfera di formaldeide e di CH4 risultanti dalla combustione di gas naturale in un motore a gas naturale ad accensione comandata e combustione magra [omissis]	Non applicabile	La Centrale è del tipo a ciclo combinato. Essa è costituita da un gruppo di generazione composto da un'unità Turbogas (TG), da un Generatore di Vapore a Recupero (GVR) e da una Turbina a Vapore a condensazione del tipo a due stadi (TV). La tecnologia di generazione elettrica oggetto della BAT 45, ovvero i motori, non è presente in Centrale.

Conclusioni istruttorie – verifica applicazione BAT

In seguito ai chiarimenti richiesti da questo Ufficio, sia con nota ns protocollo n. 2393 del 08/01/2020 sia nel verbale della CdS del 14/01/2020, relativamente allo stato di applicazione delle BAT (n.2, n. 40, n. 41), la Società ha comunicato quanto segue:

In merito allo stato di applicazione della BAT n. 2, inerente il monitoraggio dell'efficienza energetica, si ritiene che la BAT risulti applicata. A tal proposito sono disponibili, qualora fosse necessario, prove di prestazione dei singoli componenti dalle quali è possibile ricavare le prestazioni dell'intero ciclo combinato.

In merito alla BAT 6, la documentazione originale del costruttore della turbogas relativa alle caratteristiche costruttive e ai sistemi di controllo degli apparati di combustione, fornita dal Gestore ha fornito definitivo supporto alle dichiarazioni in merito all'ottemperanza della BAT 6 e in particolare delle lettere c) e d)

In merito alla BAT 14, che integralmente recita: "*Al fine di prevenire la contaminazione delle acque reflue non contaminate e ridurre le emissioni nell'acqua, la BAT consiste nel tenere distinti i flussi delle acque reflue e trattarli separatamente, in funzione dell'inquinante. — Descrizione: I flussi di acque reflue che sono generalmente tenuti divisi e trattati separatamente comprendono le acque meteoriche di dilavamento superficiale, l'acqua di raffreddamento, e le acque reflue da trattamento degli effluenti gassosi. — Applicabilità: L'applicabilità negli impianti esistenti è subordinata alla configurazione dei sistemi di drenaggio*", si considera quanto segue. Tutti i flussi reflui sono tenuti separati in Centrale per un trattamento che ne riduce il carico inquinante fino all'osservanza per ciascuno di essi dei limiti di legge nazionali imposti con l'autorizzazione vigente prima della loro confluenza in vasca unica: questa confluenza nasce per ragioni contestuali e non necessariamente volontarie.

L'unico flusso che non viene trattato è quello dei reflui di raffreddamento, ordinariamente poco inquinato, che sia la BAT 14 che il D.Lgs. 152/2006, art. 101 c. 5, proprio per il tema di cui si tratta

(diluizione), indicano come un refluo industriale da tenere separato dai reflui industriali di processo: "…*Non è comunque consentito diluire con acque di raffreddamento, di lavaggio o prelevate esclusivamente allo scopo gli scarichi parziali…*", intendendone ovviamente lo scarso carico inquinante.
Date le condizioni di contesto che non hanno consentito ai reflui della centrale di venire conferiti al depuratore della società di cui la Centrale è consorziata e dato il rispetto sostanziale delle norme nazionali di emissione in fogna che la Centrale ha sempre assicurato, si considera la BAT 14 ottemperata in virtù, anche e non solo, del limite di applicabilità che il contesto le pone.

Relativamente alla BAT n. 40, inerente l'efficienza energetica, va premesso che il D.Lgs. 152/06 e s.m.i. non fa alcun riferimento ai BAT-AEEL e riconosce solo i BAT-AEL come livelli di emissione di riferimento da considerare nel fissare i valori limite di emissione in ambito AIA (rif. art.29-sexies c.4-bis del D.Lgs. 152/06).
Per quanto detto i BAT-AEEL non costituiscono un limite di legge ai sensi della normativa vigente.
Inoltre, nella determinazione del livello di efficienza energetica dell'installazione non si può prescindere da quanto riportato a pag. 11 delle stesse BATC che specificano quanto segue: "Il livello di efficienza energetica associato alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEEL) si riferisce al rapporto tra l'energia netta prodotta dall'unità di combustione e l'energia fornita all'unità di combustione dal combustibile o dalla materia prima, alle condizioni effettive di progetto".
I livelli BAT-AEEL di rendimento elettrico netto sono quindi da verificare **"alle condizioni effettive di progetto"** e **non alle condizioni reali di esercizio dell'installazione** come invece richiesto nel punto 1. della nota Prot. CMRC-2020-0002393 del 08-01-2020 in analisi.
A tale riguardo si richiama quanto già esposto nell'Allegato D15 dove è stata data evidenza dell'applicazione della BATC 40 dato che il rendimento elettrico netto della Centrale di Colleferro in condizioni di progetto è pari al **46,5 %**, e dunque rientra nel range indicato nella BAT 40.
Fermo restando quanto sin qui esposto, il Gestore si rende disponibile a determinare a richiesta il rendimento elettrico netto del ciclo combinato e di rendicontarlo nel report annuale considerandolo esclusivamente come un mero parametro conoscitivo. Stante ciò si trasmette l'Allegato E4 "Piano di Monitoraggio e Controllo", aggiornato con l'inserimento di tale parametro nella Tabella C.4 – Produzione di energia elettrica e termica.

Infine, come richiesto da CMRC, nella Tabella C.4 – "Produzione di energia elettrica e termica" dell'Allegato E4 è stata inserita una nuova riga per il monitoraggio del consumo di energia elettrica(MWh/anno) prelevata da rete esterna.
La caldaia ausiliaria presente all'interno della Centrale di Colleferro ha una potenza di circa 30 MWt e viene utilizzata per garantire una produzione continuativo di vapore surriscaldato da fornire alle utenze durante le fermate/avviamenti o gli stati di fuori servizio del turbogas. Essa costituisce quindi un'unità di combustione **NON CONNESSA** al ciclo combinato da 82 MWt, che può essere esercita solo alternativamente a quest'ultimo e che serve esclusivamente, in condizioni di emergenza, per garantire la ininterrompibilità di fornitura per le utenze del comprensorio industriale di Colleferro (AVIO/SIMMEL), o per strategie commerciali nel rispetto del mercato elettrico.
Trattandosi di un'unità di combustione con potenza maggiore di 15 MWt, **ma inferiore a 50 MWt**, e non sovrapponendo il suo esercizio a quello del ciclo combinato (a meno di brevi periodi durante i transitori di avvio/fermata), si può definire che la GVA **non rientra nell'ambito di applicazione delle BATC** (si veda la definizione di attività 1.1 di cui a pag. 3 delle Conclusioni sulle BAT per i Grandi Impianti di Combustione e la definizione di Impianto di combustione di cui a pag. 5/82 dello stesso documento).
In sede di CdS la Società ha consegnato dei report esplicativi ricavati dagli SME relativi al mese di novembre dai quali è possibile evincere i tempi di avviamento e spegnimento dei due impianti e le emissioni in atmosfera correlate ai periodi transitori.

Infine la Società si rende disponibile a trasmettere annualmente un report contenente il numero e la durata dei transitori di avviamento e fermata in cui si è verificata la sovrapposizione delle emissioni in aria delle due sorgenti emissive (E1, E2).

In conclusione, così come riportato nel verbale della CdS del 14 gennaio 2020:

- come stabilito dalla Decisione di esecuzione (UE) 2017/1442 della Commissione del 31 luglio 2017, le BAT si riferiscono all'attività della caldaia ausiliaria *"solo quando questa attività ha luogo in impianti di combustione con una potenza termica nominale totale pari o superiore a 50 MW*" e quando sono situate "*a valle direttamente associate alle attività summenzionate, … .*"
- alla caldaia ausiliaria verrà imposta una limitazione di forzata alternatività al cogeneratore per cui non contribuirà alla *potenza termica nominale totale* dello stabilimento IPPC
- la caldaia ausiliaria è tecnicamente connessa all'attività IPPC ma non è *direttamente associata* ad essa in quanto strettamente alternativa
- pertanto, la caldaia deve essere autorizzata in AIA ma non sarà assoggettata alle prescrizioni derivanti dalle BAT e avrà limiti e prescrizioni secondo il D.Lgs. 152/2006

Per la BAT 44 occorre riferirsi all'indice "Consumo totale netto di combustibile: Rapporto tra l'energia netta prodotta (energia elettrica, acqua calda, vapore, energia meccanica prodotta meno l'energia elettrica e/o termica importata — ad esempio, per il consumo dei sistemi ausiliari) e l'energia fornita dal combustibile (sotto forma del potere calorifico inferiore del combustibile) entro i confini dell'impianto di combustione in un determinato periodo di tempo". Conosciamo dai rapporti annuali che tale indice di consumo risulta intorno al valore di 60: nel 2018 è stata registrata una variabilità tra i valori 56,5 e 63,7.

In seguito, con nota n. 51104 del 06/04/2020, questo Ufficio ha richiesto ulteriori chiarimenti, relativamente a:

- SCHEDA D15: indicare i principi tecnici di ottemperanza alla BAT 6;
- SCHEDA B18: dettagliare risultati dell'applicazione dei principi tecnici di ottemperanza alla BAT6; trasmettere copia delle raccomandazioni del costruttore sulla manutenzione;
- SCHEDA B18: descrivere i principi e l'applicazione dei principi tecnici di ottemperanza alla BAT7;
- SCHEDA D15: riformulare i commenti sull'ottemperanza alla BAT 7.

La Società, con le integrazioni trasmesse in data 07/05/2020, ha comunicato quanto segue:
L'allegato B18 viene aggiornato dettagliando al §2.6.1 i risultati dell'applicazione dei principi tecnici di ottemperanza alla BAT 6.
In Allegato 1 si trasmette inoltre copia delle raccomandazioni del costruttore sulla manutenzione e descrivendo al §2.6.1 i principi e l'applicazione dei principi tecnici di ottemperanza alla BAT 7:
§2.6.1
La minimizzazione delle emissioni di CO e NOx dal camino E1 della Centrale è garantita dall'impiego di un sistema di controllo avanzato della combustione, da bruciatori a basse emissioni a secco, di tipo DLN (Dry Low-NOx burners) e dal sistema di abbattimento NOx del tipo SCR (Selective Catalytic Reduction).
Il sistema DLN consiste in un sistema di premiscelazione di aria e gas prima della combustione e un software di supervisione e controllo che ottimizza la combustione in funzione del PCI del gas misurato on line, minimizzando gli incombusti (CO) e l'emissione di NOx (BAT 6).
Il sistema SCR è composto da un catalizzatore e da un sistema di dosaggio di soluzione ammoniacale. Al fine di garantire la corretta distribuzione sul catalizzatore ed ottimizzarne al massimo il consumo, la soluzione ammoniacale viene vaporizzata e diluita con aria ed iniettata a monte del catalizzatore garantendone la diffusione su tutta la sua superfice di scambio. Il dosaggio è regolato in automatico dal sistema "Ammonia Process Control Unit" in relazione al valore di NOx emessi al camino ed i valori impostati attesi (BAT 7).

Come da indicazioni del costruttore i sistemi sopra descritti vengono controllati e manutenuti con frequenza periodica come da manuali costruttori (vedi GEK 112767 Vol1 cap.11 e Vector S/O#10J0050), e riportato nel PMeC.
Di conseguenza, e come richiesto, viene aggiornato anche l'allegato D.15 indicando i principi tecnici di ottemperanza alla BAT 6 e riformulando i commenti sull'ottemperanza alla BAT 7.

APPENDICE 1 – Verifica puntuale allineamento a BAT 1

Descrizione punto BAT 1	**Riferimento interno SGI**
i) impegno della direzione, compresi i dirigenti di alto grado	MANUALE del SISTEMA di GESTIONE INTEGRATO AMBIENTE e SICUREZZA - Politica Ambiente e Sicurezza
ii) definizione, a opera della direzione, di una politica ambientale che preveda il miglioramento continuo della prestazione ambientale dell'installazione;	MANUALE del SISTEMA di GESTIONE INTEGRATO AMBIENTE e SICUREZZA - Politica Ambiente e Sicurezza
iii) pianificazione e adozione delle procedure, degli obiettivi e dei traguardi necessari, congiuntamente alla pianificazione finanziaria e agli investimenti;	Adozione volontaria del SGI ai sensi della norma ISO14001:2015 attraverso il complesso della documentazione prevista dai punti della suddetta norma (ciclo PDCA: Plan Do Check Act).
iv) attuazione delle procedure, prestando particolare attenzione ai seguenti aspetti:	
a) struttura e responsabilità, sensibilizzazione e competenza;	DGE TCF 322/2TCF (Organigramma Termica Colleferro) PGE TCF 358/2TCF (Procedura requisiti, ruoli e responsabilità)
b) assunzione, formazione	PGE RIU801/0SEC (Procedura ricerca, selezione e assunzione del personale) PGE TCF370/0TCF (Informazione, formazione e addestramento)
c) comunicazione	PGE TCF382/3TCF (Gestione della comunicazione interna e esterna)
d) coinvolgimento del personale	PGE TCF371/1TCF (Partecipazione e consultazione)
e) documentazione	DGE TCF300/1TCF (Registro documentazione del sistema di gestione) PGE TCF302/2TCF (Gestione documenti e dati)
f) controllo efficace dei processi	PGE TCF317/3TCF (Procedura misura delle prestazioni e monitoraggio) PGE TCF354/2TCF (Procedura controllo e consuntivazione parametri)
g) pianificazione di programmi di manutenzione periodica	PGE TCF352/1TCF (Procedura attività, esercizio e manutenzione)
h) preparazione e risposta alle emergenze	PGE TCF359/1TCF (Procedura gestione emergenze di reparto) DGE TCF300/4TCF (Piano di emergenza ed evacuazione interna)
i) rispetto della legislazione ambientale	PGE TCF310/2TCF (Identificazione e gestione della normativa applicabile)
v) controllo delle prestazioni e adozione di misure correttive, in particolare rispetto a:	
a) monitoraggio e misurazione (cfr. anche la relazione di riferimento del JRC sul monitoraggio delle emissioni in atmosfera e nell'acqua da impianti IED — ROM)	PGE TCF 350/4TCF (Procedura del sistema gestionale Piano di Monitoraggio e controllo AIA)
b) azione correttiva e preventiva	PGE TCF 313/2TCF (Gestione delle non conformità NC, AC e AP).
c) tenuta di registri	PGE TCF317/3TCF (Procedura misura delle prestazioni e monitoraggio)
d) verifica indipendente (ove praticabile) interna ed esterna, al fine di determinare se il sistema di gestione ambientale sia conforme a quanto previsto e se sia stato attuato e aggiornato correttamente	PGE TCF315/3TCF (Programmazione ed esecuzione degli audit)
vi) riesame del sistema di gestione ambientale da parte dell'alta direzione al fine di accertarsi che continui ad essere idoneo, adeguato ed efficace	PGE TCF 312/1TCF (Riesame della direzione)
vii) attenzione allo sviluppo di tecnologie più pulite	Politica Ambiente e Sicurezza

viii) attenzione agli impatti ambientali dovuti a un eventuale smantellamento dell'installazione in fase di progettazione di un nuovo impianto, e durante l'intero ciclo di vita, in particolare:	
a) evitare le strutture sotterranee	PGE TCF319/3 TCF (Gestione delle modifiche /cambiamenti)
b) integrare elementi che facilitino lo smantellamento	PGE TCF319/3 TCF (Gestione delle modifiche /cambiamenti)
c) scegliere finiture superficiali che siano facili da decontaminare	PGE TCF319/3 TCF (Gestione delle modifiche /cambiamenti)
d) usare per le apparecchiature una configurazione che riduca al minimo l'intrappolamento delle sostanze	PGE TCF319/3 TCF (Gestione delle modifiche /cambiamenti)
chimiche e ne faciliti l'evacuazione per drenaggio o pulizia	
e) progettare attrezzature flessibili e autonome che consentano una chiusura progressiva	PGE TCF319/3 TCF (Gestione delle modifiche /cambiamenti)
f) usare materiali biodegradabili e riciclabili in tutti i casi possibili	PGE TCF319/3 TCF (Gestione delle modifiche /cambiamenti)
ix) svolgimento di analisi comparative settoriali su base regolare. In particolare per questo settore, è altresì importante prendere in considerazione le seguenti caratteristiche del sistema di gestione ambientale, che sono illustrate, se del caso, nella BAT corrispondente	L'attività di comparazione alle BAT viene eseguita ogni qualvolta è presente l'intenzione dell'Alta Direzione di effettuare una manutenzione straordinaria significativa (es. revamping, modifiche impianti) e/o costruzione di nuovi impianti. Le procedure di riferimento sono: PGE TCF318/2TCF (Gestione delle modifiche/cambiamenti) TCF EMS500/456/0P (Progettazione correlata alle attività di efficienza energetica) TCF EMS500/456/01/0F (Modello LCCA)
x) programmi di garanzia della qualità/controllo della qualità per assicurare che le caratteristiche di tutti i combustibili siano definite e controllate con precisione (cfr. BAT 9)	PGE TCF347/3TCF (Consumi – Procedura consumi combustibili) PGE TCF365/8TCF (Protocollo di monitoraggio ETS)
xi) un piano di gestione al fine di ridurre le emissioni nell'atmosfera e/o nell'acqua in condizioni di esercizio diverse da quelle normali, compresi i periodi di avvio e di arresto (cfr. BAT 10 e BAT 11)	PGE TCF 359_1 TCF (Procedura gestione emergenze di reparto) PGE TCF 351_6 TCF (Procedura acque reflue) PGE TCF356/2TCF (Sversamento accidentale di sostanze pericolose) PGE TCF360/1TCF (Procedura emissioni fuggitive) PGE TCG346/3TCF (Procedura emissioni in atmosfera)
xii) un piano di gestione dei rifiuti finalizzato a evitarne la produzione e a far sì che siano preparati per il riutilizzo, riciclati o altrimenti recuperati, prevedendo l'uso delle tecniche indicate nella BAT 16	PGE TCF357/4TCF (Procedura gestione rifiuti)
xiii) un metodo sistematico per individuare e trattare le potenziali emissioni incontrollate e/o impreviste nell'ambiente, in particolare:	
a) le emissioni nel suolo e nelle acque sotterranee dovute alla movimentazione e allo stoccaggio di combustibili, additivi, sottoprodotti e rifiuti	PGE TCF356/2TCF (Sversamento accidentale di sostanze pericolose)
b) le emissioni associate all'autoriscaldamento e/o all'autocombustione dei combustibili nelle attività di stoccaggio e movimentazione	Non applicabile perché gli unici stoccaggi significativi di combustibili sono costituiti dai serbatoi di gasolio per l'alimentazione in emergenza della caldaia ausiliaria che sono interrati e quindi non soggetti ad incendio.
xiv) un piano di gestione delle polveri per prevenire o, laddove ciò non sia fattibile, ridurre le emissioni diffuse causate dalle operazioni di carico, scarico, stoccaggio e/o movimentazione dei combustibili, dei residui e degli additivi	Non applicabile in quanto il processo produttivo non comporta l'utilizzo di combustibili nello stato solido e additivi afferenti, tali da produrre polveri nelle attività di movimentazione carico/scarico e stoccaggio
xv) un piano di gestione del rumore in caso di probabile o constatato inquinamento acustico presso i recettori sensibili, contenente: a) un protocollo di monitoraggio del rumore in corrispondenza dei confini dell'impianto b) un programma di riduzione del rumore c) un protocollo di risposta a situazioni di inquinamento acustico contenente le misure da adottare e il calendario d) una rassegna dei casi di inquinamento	Il monitoraggio dei livelli acustici presso i recettori e al confine di centrale viene effettuato con cadenza biennale come prescritto in AIA. I risultati dei monitoraggi eseguiti dimostrano il rispetto dei limiti dettati dal Piano di Classificazione Acustica Comunale.

acustico riscontrati, delle azioni correttive intraprese e delle informazioni fornite agli interessati;	
xvi) per la combustione, la gassificazione o il coincenerimento di sostanze maleodoranti, un piano di gestione degli odori contenente: a) un protocollo di monitoraggio degli odori b) se necessario, un programma di eliminazione degli odori, al fine di identificare ed eliminare o ridurre le emissioni odorigene c) un protocollo di registrazione degli eventi odorigeni, con le relative misure adottate e il calendario d) una rassegna degli eventi odorigeni riscontrati, delle azioni correttive intraprese e delle informazioni fornite agli interessati	Non applicabile in quanto il processo produttivo non comporta l'utilizzo di materie prime che generano prodotti di combustione maleodoranti.

CAPITOLO 4: COMPARTI AMBIENTALI

Materie prime e ausiliarie

Le materie prime e ausiliarie sono riportate sia nella scheda B1 sia nella tabella 2.5.4a *"Consumo materie prime e ausiliarie*" della relazione tecnica B18.
Nella colonna "*Consumo*", sono indicati i consumi massimi stimati dalla Società per il funzionamento costante alla massima capacità produttiva.

Sostanza	***Impiego***	***Consumo***
Ammoniaca sol.30% (*)	Condizionamento acqua ciclo termico+SCR	50.000 kg/anno
Deossigenante	Condizionamento acqua ciclo termica	6.500 kg/anno
Antincrostante	Condizionamento acqua di torre	15.000 kg/anno
Anticorrosivo	Condizionamento acqua di torre	idem
Antivegetativo	Condizionamento acqua di torre	2.000 kg/anno
Detergente	Pulizia compressore TG	400 kg/anno
Ipoclorito di sodio	Trattamento acqua grezza e Ultra Filtrazione	20.000 kg/anno
Cloruro ferrico	Trattamento acqua grezza	3.000 kg/anno
Flocculante polielettrolita	Trattamento acqua grezza e fanghi	2.000 kg/anno
Acido cloridrico sol.33% (*)	Rigenerazione polishing	20.000 kg/anno
Soda caustica sol. 30% (*)	Rigenerazione polishing	35.000 kg/anno
Sodio metabisolfito	Condizionamento acqua demi	1.000 kg/anno
Acido solforico sol. 98% (*)	Regolazione pH acqua di torre	70.000 kg/anno
Antiscalant	Condizionamento acqua demi	2.000 kg/anno
Olio lubrificante	Lubrificazione macchine rotative	10.000 kg/anno
Gasolio	Alimentazione GVA in caso di emergenza + alimentazione gruppo elettrogeno emergenza e motopompa antincendio	250 m^3/anno (per la sola caldaia ausiliaria)
Note: (*) Valore limite di soluto pari a Q*C/100, dove Q= quantità soluz. tal quale, C= conc. % soluto.		

Risorse idriche

Gran parte delle risorse idriche utilizzate per le acque industriali dello Stabilimento provengono dall'acquedotto consortile che preleva le stesse dal Fiume Sacco: la risorsa utilizzata per le acque industriali dello Stabilimento provengono previa opportuna depurazione, mentre l'acqua potabile è fornita dall'acquedotto consortile CSAP (Consorzio Acqua Potabile).
La Centrale utilizza inoltre acqua industriale prelevata dal proprio pozzo P1, in quantità rapportate con quelle prelevate dall'acquedotto consortile che sono descritte nella tabella più sotto. L'acqua viene pretrattata mediante sedimentazione in vasca. Un secondo pozzo, P2, è utilizzato esclusivamente come prelievo emergenziale.
L'acqua industriale è utilizzata per:

1) Reintegro sistema torri di raffreddamento;
2) Produzione acqua demineralizzata per la fornitura del vapore.

La rete di distribuzione acque industriali all'interno della Centrale è rappresentata nella planimetria B19 "*Planimetria dell'approvvigionamento e distribuzione idrica*" (ricevuta il 04/02/2020). Le quantità di acqua utilizzate dalla Centrale sono indicate nella tabella seguente:

Tipo	***Fornitura***	***Uso***	***volume annuo a c.p.***	***volume annuo 2018***	***volume giornaliero c.p.***	***volume giornaliero 2018***
Industriale	Acquedotto	Processi	600.000	305.459	1.700	837
	Pozzo 1		352.865	127.208	1.080	348
	Pozzo 2		255.000	183	691	0,5
Potabile	Acquedotto	Igienico-san.	1.314	249	3,6	0,7

Emissioni in atmosfera

L'ubicazione dei punti di emissione E1, E2, E3, E4, E5, E6 ed E7 è riportata in allegato B20.

Emissioni convogliate principali

La Centrale ha i seguenti punti principali di emissione:

- **E1**: emette i fumi generati dalla turbogas a ciclo combinato.
- **E2**: emette i fumi generati dalla caldaia ausiliaria.

Per questi camini vengono rilevate e registrate in continuo (SME) le concentrazioni nei fumi di NOx, CO e O_2 nonché la temperatura, l'umidità e la portata volumetrica degli effluenti gassosi. Per il solo punto di emissione E1, è registrata in continuo anche la concentrazione di NH_3, parametro non pertinente al camino E2.

Si riporta di seguito il quadro emissivo per le due attività principali alla capacità produttiva come riportato nella scheda B8.2

B.8.2 Quadro riassuntivo delle emissioni in atmosfera (alla capacità produttiva) (1)

N. Camino	Provenienza	Portata (Nm^3/h)	Temp. (°C)	Durata emiss. (h/g)	Frequenza nelle 24h (n/g)	Totale ore anno emissione (h/anno)	Sostanze inquinanti	Concentraz. Inquinante(4) (mg/Nm^3)	Flusso di massa (kg/h) (C)	Fattore di emiss.(7) (g/kWh)	Altezza emiss. dal suolo (m)	Diametro camino (m)	Tipo impianto abbattimento
E1	GVR	285.000(2)	170(6)	24	continuo	8.500	NOx	40 (25)(2)	11,4	0,1685	40	2,85	Bruciatori Dry Low NOx + SCR
							CO	25 (15)(2)	7,1	0,1011			
							NH_3	5(2)	1,4	0,0358			
							SOx (come SO_2)	3(2)	0,86	0,0215			
							PM_{10}	3,5(2)	1,0	0,0251			
							$PM_{2,5}$	Parametro conoscitivo					
E2	GVA	30.000(3)	150	24	continuo	(8)	NOx	150 (200)(3,5)	4,5 (6,0)(5)	0,0678	18,4	0,99	-
							CO	100 (100)(3,5)	3,0 (3,0)(5)	0,0452			
							SOx (come SO_2)	3 (400)(3,5)	0,09 (12,0)(5)	0,0014			
							PM_{10}	3,5(3)	0,11	0,0016			
							Polveri	5(3)	0,15	0,0023			
							$PM_{2,5}$	Parametro conoscitivo					

Note:
(1) La localizzazione delle fonti di emissione in atmosfera di tipo convogliato è riportata nell'Allegato B20.
(2) Valori riferiti a fumi secchi @ 15%O_2.
(3) Valori riferiti a fumi secchi @ 3%O_2.
(4) I valori di concentrazione degli inquinanti riportati corrispondono ai limiti prescritti dall'AIA vigente rilasciata con D.D. R.U. 3383 del 31/07/2015 come modificati dalla DD. R.U. 3204 del 18/07/2017. Tali valori sono da intendersi come medi orari, fatta eccezione per E1 per il quale il valore indicato tra parentesi per NOx e CO è da intendersi come medio annuo.
(5) Il valore indicato tra parentesi è quello che vale in caso di esercizio della caldaia ausiliaria con alimentazione a gasolio.
(6) Il valore di temperatura rappresenta il valore massimo ammissibile.
(7) Il fattore di emissione è stato calcolato per E1 dividendo l'emissione massica annua di ciascun inquinante per l'energia elettrica lorda prodotta, mentre per E2 è stato calcolato dividendo l'emissione massica annua di ciascun inquinante per l'energia termica prodotta.
(8) La Centrale viene esercita in assetto di marcia unicamente o con ciclo combinato (gruppo turbogas) o con caldaia ausiliaria (GVA) per un numero di ore/anno pari a 8.760 e la caldaia ausiliaria viene attivata, in funzionamento alternativo al Turbogas, durante le fermate/avviamenti o i fuori servizio del Turbogas fino ad un massimo di 8.760 h/anno.

Altre emissioni convogliate

In Centrale sono presenti i seguenti punti di emissione convogliati oltre a quelli principali che sono individuati nell'allegato B20 "planimetria punti di emissione in atmosfera":

- E3: gruppo elettrogeno (da 2.121 kWt) di emergenza a gasolio per l'avviamento del turbogas TG in assenza di alimentazione elettrica dalla rete;
- E4: motopompa antincendio alimentata a gasolio da 409kWt;
- E5-E6-E7: caldaie finalizzate al preriscaldamento del gas naturale in ingresso al TG, alimentate a gas naturale dalla potenza di 152,5 kWt ciascuna.

Il punto di emissione E3 è classificato come medio impianto di combustione esistente secondo l'art. 268 comma 1 lettera gg-bis) e, ai sensi dell'art. 273-bis comma 1 ed è soggetto ad autorizzazione. Con dichiarazione in relazione tecnica B18, "*Il gestore si impegna ad esercire tale impianto non più di 500 ore operative all'anno calcolate in media mobile su ciascun periodo di 5 anni*". Per tale motivo, ai sensi dell'art. 273-bis, comma 15 del D.Lgs. 152/06, può essere esentato dall'obbligo di adeguarsi ai valori limite di emissione previsti dal comma 5 dello stesso articolo. Verranno prescritte specificatamente le condizioni per tale deroga.

Il punto di emissione E4 pertiene a una motopompa antincendio alimentata a gasolio con funzione di riserva per l'elettropompa antincendio in caso di mancanza d'alimentazione elettrica. L'attività ricade nella categoria bb) dell'elenco di cui alla Parte I dell'Allegato IV alla Parte V del d.lgs. 152/06: *bb) Impianti di combustione, compresi i gruppi elettrogeni e i gruppi elettrogeni di cogenerazione, di potenza termica nominale pari o inferiore a 1 MW, alimentati a biomasse di cui all'allegato X alla*

parte quinta del presente decreto, e di potenza termica inferiore a 1 MW, alimentati a gasolio, come tale o in emulsione, o a biodiesel.
Le attività recapitanti ai punti di emissione E5, E6 e E7 ricadono nella categoria dd) dell'elenco di cui sopra: *dd) Impianti di combustione alimentati a metano o a GPL, di potenza termica nominale inferiore a 3 MW.*

Emissioni diffuse

Sono presenti le seguenti emissioni diffuse:

1. Sfiati del sistema di stoccaggio gasolio.
2. Sfiati cassoni olio TG e TV (dotati di sistema di abbattimento vapori di olio).
3. Sfiati serbatoi reagenti (NaOH, HCl, NaClO, NH_3, H_2SO_4).

Non si riscontrano particolari presidi a protezione di valvole di respirazione, guardie idrauliche ecc..

Conclusioni istruttorie – Emissioni in atmosfera

Limiti emissivi per le attività principali

Punto di emissione E1. Dal confronto delle condizioni autorizzate in precedenza con i limiti emissivi associati alle BAT di settore, si constata che i precedenti limiti emissivi autorizzati sono compatibili con gli intervalli degli ELVs indicati nelle conclusioni BAT per il tipo di impianto, come pure che gli ELVs risultano storicamente rispettati.
Si imporranno i valori limite di emissione in atmosfera applicati in precedenza per quanto riguarda i valori giornalieri e per i valori annuali si imporranno i pertinenti limiti imposti con le BAT.
Punto di emissione E2. In virtù del vincolo di alternanza tra i due assetti operativi che elimina la condizione di connessione tecnica all'attività IPPC principale, alla caldaia ausiliaria, di potenza ben inferiore ai 50 MWt posti come soglia di applicazione dei principi IPPC, sarà possibile applicare le condizioni operative imposte dal D.Lgs. 152/2006 per i "medi impianti di combustione" di cui all'articolo 273-bis. Pertanto, alla caldaia ausiliaria non saranno imposti limiti BAT-AEL che sono invece imposti all'impianto di Ciclo Combinato ma saranno confermati i limiti emissivi imposti con i precedenti atti autorizzativi.

Limiti emissivi per le attività secondarie

Ai sensi dell'art. 272 comma 1 del D.Lgs. 152/06 le emissioni E4, E5, E6, ed E7, prodotte da attività di cui alla parte I dell'allegato IV alla parte Quinta del D.Lgs. 152/2006 "*Attività in deroga*", non sono soggette a prescrizioni specifiche oltre quella di rispettare i limiti imposti dal Piano Regionale di Tutela della qualità dell'Aria e di gestire gli impianti e mantenere la relativa documentazione richiesta per tali impianti.

Emissioni in atmosfera di Particolato Fine

Nell'ambito della CdS del procedimento di primo rilascio dell'AIA per lo stabilimento, il Sindaco di Colleferro, nelle funzioni di cui agli artt. n. 216 e n. 217 del R.D. 27/07/1934 n. 1265, in merito alla qualità dell'aria ha condizionato il proprio parere favorevole all'autorizzazione della centrale (n. 34440 del 17/12/2009) con la prescrizione che fossero prescritte "*misure supplementari particolari più rigorose di quelle ottenibili con le Migliori tecniche disponibili al fine di assicurare il rispetto delle norme di qualità ambientale*".
In seguito Arpalazio durante i lavori per la modifica dell'AIA realizzata con DD RU 6576 del 5/10/2012, ritenne indispensabile (parere n. 59734 del 08/08/2012) che il monitoraggio in continuo venisse esteso anche ai parametri polveri totali e SO_2, nonché venisse "*effettuato il monitoraggio in discontinuo dei parametri PM_{10} e $PM_{2,5}$a scopo precauzionale indagativo*". Pertanto, su entrambi i camini vengono rilevate con modalità continua le concentrazioni di SO_2 e, annualmente, le concentrazioni di polveri, PM_{10}, $PM_{2,5}$.
Si fa seguito alle argomentazioni introdotte nella riunione di CdS del 14/01/2020, e si riporta di seguito una breve sintesi dei valori di emissione conseguiti negli ultimi 4 anni di autorizzazione:

			E1 – Turbogas			***E2 – caldaia Ausiliaria***		
Anno	***Parametro***	***limite***	***Conc. mg/Nm³***	***% totale polveri***	***rispetto limite***	***Conc. mg/Nm³***	***% totale polveri***	***rispetto limite***
2016	Polveri	5	i.s.r.			1,5	100%	30%
	PM_{10}	3,5	i.s.r.			1,3	87%	37%
	$PM_{2,5}$		i.s.r.			1,2	80%	
2017	Polveri	5	i.s.r.			0,3	100%	6%
	PM_{10}	3,5	i.s.r.			0,3	100%	9%
	$PM_{2,5}$		i.s.r.			0,3	100%	
2018	Polveri	5	0,78	100%	16%	2,6	100%	52%
	PM_{10}	3,5	0,714	92%	20%	1,63	63%	47%
	$PM_{2,5}$		0,65	83%		0,77	30%	
2019	Polveri	5	0,54	100%	11%	0,317	100%	6%
	PM_{10}	3,5	0,2	37%	6%	0,302	95%	9%
	$PM_{2,5}$		0,117	22%		0,161	51%	

LEGENDA: i.s.r. = inferiore alla soglia di rilevabilità
% totale polveri = contributo del parametro al totale delle polveri emesse
rispetto limite = rapporto del parametro misurato rispetto al limite autorizzativo

Si osserva che per la turbogas E1, la distanza tra i valori di emissione conseguiti e i limiti imposti (rispetto limite, come massimo del 20%) sembrano togliere ogni rilevanza ambientale ai parametri relativi al particolato. Per la caldaia ausiliaria, i risultati sono stati più variabili nel tempo ma comunque non sono in grado di destare alcun allarme.
Le Conclusioni sulle BAT per la combustione di gas naturale, paragrafo 4.1 della Decisione di esecuzione (UE) 2017/1442 della Commissione del 31 luglio 2017 non prevedono limiti per le emissioni di particolato in atmosfera. Tale conclusione deriva da quanto rapportato nel relativo BREF al paragrafo 7.1.1.2 Controllo delle emissioni in atmosfera: "…Emissioni di polveri. Se necessario, le polveri contenute nel gas naturale sono eliminate preso l'impianto di produzione. Le emissioni di polvere o particolato dalle installazioni di combustione di gas naturale non costituiscono una preoccupazione ambientale nelle normali condizioni operative e in condizioni di combustione controllata. *("…Dust emissions. Fuel dust contained in natural gas is washed out at the production site, if necessary. Dust or particulate matter emissions from combustion plants burning natural gas are not an environmental concern under normal operation and controlled combustion conditions.")*
Né il D.Lgs. 152/2006 né le Conclusioni BAT propongono alcun allarme per il particolato fine prodotto dalla combustione del gas naturale.
È stato proposto alla CdS di riesame il mantenimento in autorizzazione del limite emissivo per il solo parametro Polveri totali per entrambi i punti di emissione E1 ed E2. Non essendo state ricevute considerazioni negative al riguardo, le prescrizioni autorizzative verranno aggiornate tramite la sostituzione ai punti di emissione E1 ed E2 dei parametri di emissione PM_{10} e $PM_{2,5}$ con il parametro polveri totali e gli si porrà il limite emissivo di 5 mg/Nm^3.
Si ritiene di dover aggiornare la metodica di monitoraggio in continuo dell'NH_3: si è recentemente resa disponibile la norma UNI EN ISO 21877:2020 di recente emanazione, rientrante tra quelle di priorità 1 ai sensi dei criteri fissati dall'art. 271 c. 17 del D.Lgs. 152/06, mentre è anche disponibile la norma ISO 17179:2016 avente priorità 3.

<u>Scarichi idrici</u>
Gli effluenti liquidi prodotti dall'attività della Centrale sono i seguenti:

Acque industriali

Descrizione	Acque raccolte	Punto di prelievo	Punto di scarico
Spurghi derivanti dalle torri di raffreddamento	AM1	pAM1	AI1

Eluati • dell'impianto acqua demineralizzata (previa neutralizzazione in impianto dedicato) • dei filtri a sabbia, • del sistema di chiariflocculazione • da spurghi GVR e GVA	AM2	pAM2	
Acque oleose provenienti dalle aree TG e TV)	AM3	pAM3	

I tre scarichi confluiscono nella vasca di raccolta di acque industriali (da 30m^3) e da questa vengono inviati alla vasca di raccolta da 20m^3. La misurazione dei volumi non è fatta separatamente sui tre flussi ma solo sul collettore AI1, per mezzo del punto di misura mAI1.

Acque meteoriche

Descrizione	Acque raccolte	Punto di prelievo	Punto di scarico
Acque di prima pioggia	AP1	pAP1	AP1
Acque di seconda pioggia			SF3

Le acque meteoriche vengono raccolte con fognatura dedicata e inviate in una vasca di trattamento che separa le acque di prima pioggia da quelle di seconda pioggia.
Le acque di prima pioggia vengono disoleate e in seguito inviate nella vasca di raccolta da 20m^3, previo passaggio in pozzetto combinato di misura prelievo pAP1/mAP1.
Le acque di seconda pioggia vengono scaricate direttamente nel Fosso delle Sorbe nel punto di scarico SF3.

Acque nere

Descrizione	Acque raccolte	Punto di prelievo	Punto di scarico
Acque domestiche	AD1	pAD1	AD1

Gli scarichi domestici (acque nere) sono trattati in vasca Imhoff e, previo passaggio in pozzetto di prelievo e misura pAD1/mAD1, convogliati nella vasca di raccolta da 20m^3.

Scarichi finali

	Acque raccolte	Punto di prelievo	Punto di scarico
Vasca di raccolta 20 m^3	AI1 AP1 AD1	AMSF1	SF1
			SF3

Le acque reflue vengono raccolte nella vasca da 20m^3 per poter essere conferite tramite il punto **SF1** alla fognatura industriale del comprensorio per essere trattate nell'impianto di depurazione consortile.
Gli scarichi parziali AM1, AM2, AM3 e AP1, monitorati rispettivamente ai pozzetti di prelievo o prese campione p.AM1, pAM2, pAM3 e pAP1, e lo scarico finale SF1, monitorato al pozzetto combinato di prelievo e misura AMSF1, rispettano individualmente i limiti di emissione in fognatura previsti nella tab. 3 dell'Allegato 5 alla Parte Terza del D.Lgs. 152/06 oltre a quelli stabiliti nella tabella "S1" dal Consorzio Servizi Colleferro.
In condizioni di emergenza, in cui vi è l'impossibilità di confluire i reflui al depuratore consortile, la Centrale è autorizzata a scaricare le acque raccolte nella vasca di raccolta da 20m^3 in **SF3,** previo passaggio in pozzetto di controllo AM5.

Conclusioni istruttorie – scarichi idrici

In merito al **Depuratore Consortile**, questo Servizio ha verificato che la società consortile Servizi Colleferro che gestisce il depuratore ha presentato istanza PAUR il 09/05/2019 per la riconversione dell'impianto e la sua autorizzazione in AIA. Il 19 marzo 2020 si è tenuta la seconda riunione di Conferenza di Servizi. Per ciò che riguarda lo Stabilimento in riesame e la gestione dei suoi scarichi idrici si può riassumere quanto segue.

Il Regolamento consortile, sottoscritto il 07/03/2013, prevede che ogni società consegni le proprie acque reflue al collettore di Servizi Colleferro in corrispondenza di un pozzetto identificato da una apposita sigla, nel rispetto dei parametri previsti dalla tabella denominata "S" allegata al regolamento. La Termica Colleferro conferisce secondo la colonna Scarichi in pubblica fognatura della tabella 3, all. 5, parte III del D.Lgs. 152/2006.
In una seconda fase (step 2) del progetto di riconversione del depuratore in corso di istruttoria autorizzativa AIA, è prevista la separazione dei flussi idrici in ingresso al depuratore per il recupero diretto, senza trattamento, delle acque di qualità più elevata, idonea tal quale alla destinazione d'uso richiesta dalle ditte consorziate.
Arpalazio giustamente osserva nel parere trasmessoci che la gestione dei flussi reflui della Centrale, che mantiene "…*separati i flussi delle varie tipologie di reflui industriali, di prima pioggia e domestici fino alla verifica del rispetto dei limiti di emissione "in pubblica fognatura" della Tabella 3 Allegato 5 alla parte terza del D.Lgs. n. 152/06 a monte della miscelazione",* in sostanza "*potrebbe non garantire l'osservanza del divieto di diluizione, né prevenire la contaminazione di acque reflue non contaminate.*"
D'altra parte, occorre osservare che l'effetto ambientale del mantenimento della separazione dei flussi reflui all'interno della centrale viene vanificato non tanto dalla confluenza dei flussi nella vasca di raccolta, quanto più dall'impossibilità del depuratore di gestire e trattare separatamente flussi di qualità diverse, non esistendo che una sola fogna consortile del tutto promiscua. Tale vincolo pone la vasca di raccolta di tutte le acque in centrale non una scelta ma un obbligo pratico.
Data pertanto per ottemperata la BAT 14 e commentate le condizioni di contesto che di fatto hanno forzato la centrale di conferire i propri reflui con le modalità in essere, si ritiene ora necessario commentare il prosieguo autorizzativo dello stabilimento.
Con i tempi necessari al procedimento PAUR, il depuratore consortile verrà presumibilmente autorizzato con un'AIA che impedirà i fenomeni di diluizione. Con tempi sotto il controllo dell'Autorità Competente regionale, saranno autorizzate e realizzate le previste opere fognarie che consentono il trattamento separato per ciascuna tipologia dei reflui in ingresso al depuratore.
Al momento opportuno, anche la Centrale dovrà aggiornare le modalità di scarico con scarichi plurimi, sia nel caso in cui il depuratore consegua la configurazione progettata, sia nel caso in cui la Centrale dovesse trovarsi nella necessità di rendersi indipendente dal depuratore consortile: potendo risultare, per ragioni di contesto territoriale, di difficile, costosa o impossibile realizzazione il collegamento al depuratore, la Società potrebbe valutare modalità alternative di scarico, ad esempio nel corpo superficiale dove già insiste l'esistente scarico SF3.

Con il fine di conseguire la piena regolarizzazione dell'AIA della Centrale che sarà rilasciata, come pure di assecondare lo sviluppo autorizzativo che è stato intrapreso dal gestore del depuratore e che condizionerà la centrale nel futuro autorizzativo si ritiene tecnicamente dovuto prescrivere le seguenti azioni:

- Monitoraggio quantitativo e qualitativo: ogni flusso di acque reflue industriali dovrà essere sottoposto a monitoraggio quantitativo e qualitativo con cadenza quadrimestrale. I punti pAM1, pAM2, pAM3 e pSF1 consentiranno il prelievo di campioni come pure la misurazione quantitativa del refluo;
- Conferimento: il conferimento al depuratore consortile seguirà in ogni momento le indicazioni del Consorzio Servizi Colleferro; restano validi i limiti massimi di emissioni vigenti in ciascun periodo temporale;
- Campagna conoscitiva dei reflui: entro un anno dal rilascio dell'AIA, due tra i controlli quadrimestrali sui reflui che saranno effettuati secondo calendario ordinario del PMeC, saranno condotti per la ricerca di tutti i parametri (da n. 1 a n. 51) previsti dalla tabella 3 Allegato 5 alla parte terza del D.Lgs. 152/2006: i risultati saranno utilizzati sia per la verifica dei conferimenti, che per i monitoraggi AIA previsti nel PMeC, che per la piena conoscenza dei reflui;
- In particolare, per i reflui del raffreddamento sarà valutato se sia necessario un trattamento precedente al conferimento;

- la Società trasmetterà i risultati dell'indagine conoscitiva entro 90 giorni dall'effettuazione dell'ultimo prelievo a questa Autorità competente e all'Arpalazio per ogni considerazione successiva, come pure saranno consegnati alla Servizi Colleferro per ovvia e debita conoscenza; i dati qualitativi saranno accompagnati dai dati quantitativi del quadrimestre precedente il prelievo;
- la tabella C10 del PMeC dovrà integrare per il punto di controllo p.A.D.1 il parametro 42 (Tensioattivi totali)
- Modificare nella tabella C11bis del PMeC il metodo di riferimento per la determinazione del parametro Azoto nitroso (metodo corretto APAT CNR IRSA 4020 Man 29)
- la tabella del PMeC "Controllo e Manutenzione-Punti critici degli impianti e dei processi produttivi" dovrà essere integrata con gli aspetti relativi alla manutenzione, ai controlli periodici ed allo spurgo, previsti nella D.G.R. 219/2011, con le frequenze ivi indicate.

Bilancio idrico

Per effetto delle utilizzazioni e degli scarichi idrici a fronte dei prelievi idrici, la Società calcola, sulla capacità produttiva, un bilancio idrico generale di stabilimento come di seguito:

Fonte	Prelievi		Consumi - utenze		Perdite evaporazione		Scarichi	
	orari t/h	annui t/anno	orari t/h	annui t/anno	orarie t/h	Annue t/anno	orari t/h	annui t/anno
Acquedotto industriale	68,50	600.000	18	153.000	22	128.314	36.5	320.000
Acqua potabile	0,15	1.314						

Acque sotterranee

Al fine di rendere efficace il monitoraggio, si ritiene di fissare come riferimento per ogni parametro specificato in tabella C14 i valori soglia indicati nell'Allegato 5 alla parte IV, tabella 2.

Rumore

Il Piano di Zonizzazione Acustica del Comune di Colleferro, approvato con Delibera del Consiglio Comunale n. 28 del 13/10/2004, attribuisce all'area della Centrale la Classe VI (rientrano in questa classe le aree esclusivamente interessate da attività industriali e prive di insediamenti abitativi).
I limiti alle emissioni sonore previste per le aree di Classe VI e la collocazione dell'impianto all'interno dell'area industriale del Comune di Colleferro sono indicati di seguito.

Limiti (dBA) di emissione validi per la Centrale

Tabella	valori limite assoluti	Tempo di riferimento Diurno (06.00-22.00)	Tempo di riferimento Notturno (22.00-06.00)
B	Emissione	65	65
C	Immissione	70	70

Nota: Limiti previsti dal Piano di Zonizzazione Acustica del Comune di Colleferro, approvato con Delibera del Consiglio Comunale n.28 del 13/10/2004 e s.m.i., che attribuisce all'area in cui ricade la Centrale la Classe VI (Aree Esclusivamente Industriali);.

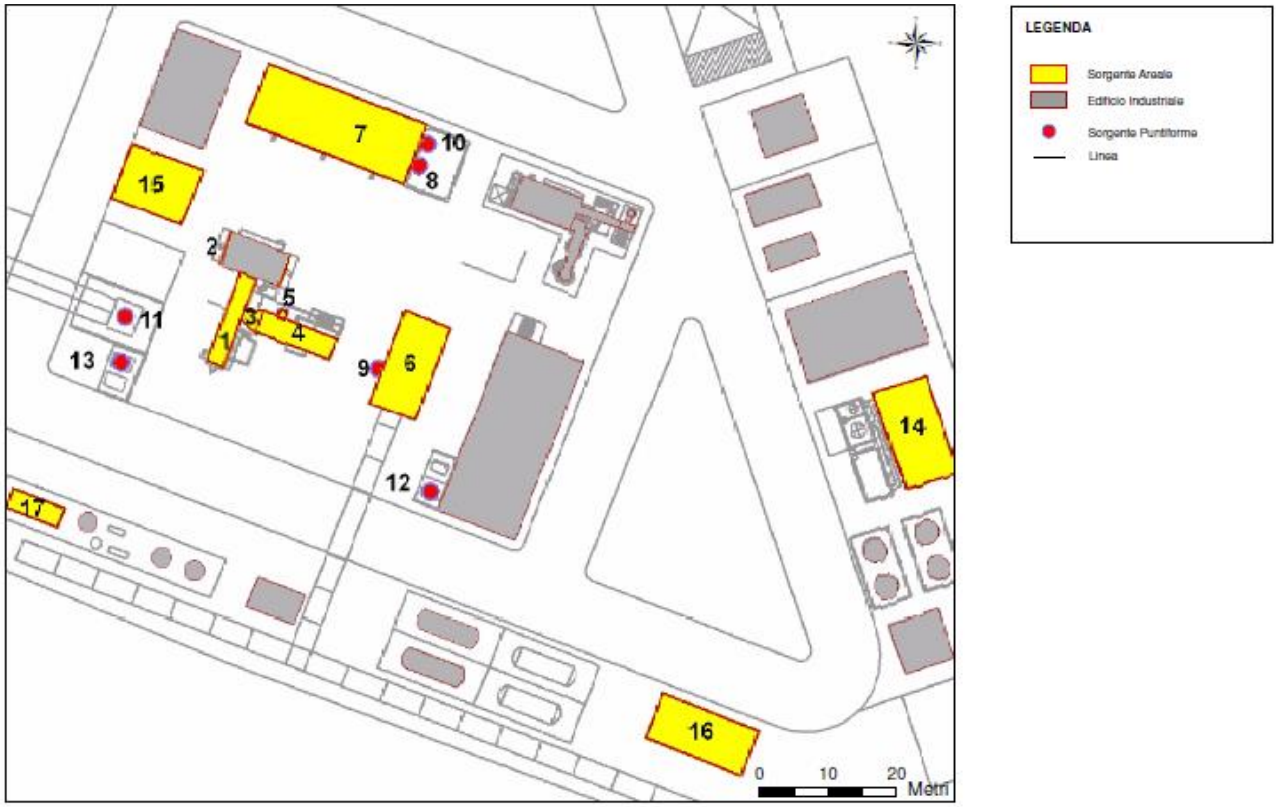
Le sorgenti di rumore proprie della Centrale, individuate dalla Società, sono elencate nella scheda B.14, indicate nell'allegato B.23 e riportate di seguito.

Sorgenti di rumore	Localizzazione (nota)	Pressione sonora massima (dBA) ad 1 m dalla sorgente		Sistemi di contenimento nella sorgente	Capacità di abbattimento (dBA)
		Giorno	Notte		
Turbina a gas	1	80	80	Cabinato	20
Aspirazione aria	2	70	70	-	-
Tubazione gas in caldaia	3	75	75	-	-
Caldaia	4	60	60	-	-
Sbocco camino	5	70	70	-	-

Turbina a vapore	6	80	80	Cabinato	20
Torre raffreddamento	7	65	65	-	-
Pompa acqua torre	8	80	80	-	-
Pompe estrazione condensato	9	80	80	-	-
Pompe acqua raffreddamento	10	80	80	-	-
Trasformatore elevatore	11	66	66	-	-
Trasformatore ausiliario	12	60	60	-	-
Trasformatore Alimentazione consorzio	13	60	60	-	-
Impianto acqua demi	14	65	65	-	-
Stazione compressione aria centrale	15	65	65	-	-
Stazione compressione aria comprensorio	16	65	65	-	-
Stazione riduzione metano	17	70	70	-	-

Nota: Riferimento Allegato B23.

Allegato B.23



I ricettori potenzialmente interessati dall'impatto acustico della Centrale di Termica Colleferro sono quelli ubicati entro un raggio di 1 km a partire dalla stessa. I ricettori presso i quali viene condotta la campagna di monitoraggio, rappresentati in *Figura 3.1d* dell'allegato B24, furono scelti in modo da essere rappresentativi dell'intera area e sono:

• ricettore P1 ubicato in Via Latina ad una distanza di circa 850 m in direzione nord-nord ovest dal confine di Centrale costituito da civili abitazioni di due piani;

• ricettore P2 ubicato in Via Sant'Agostino n. 51 ad una distanza di circa 670 m in direzione nord nord-ovest dal confine di Centrale costituito da civili abitazioni di due piani;

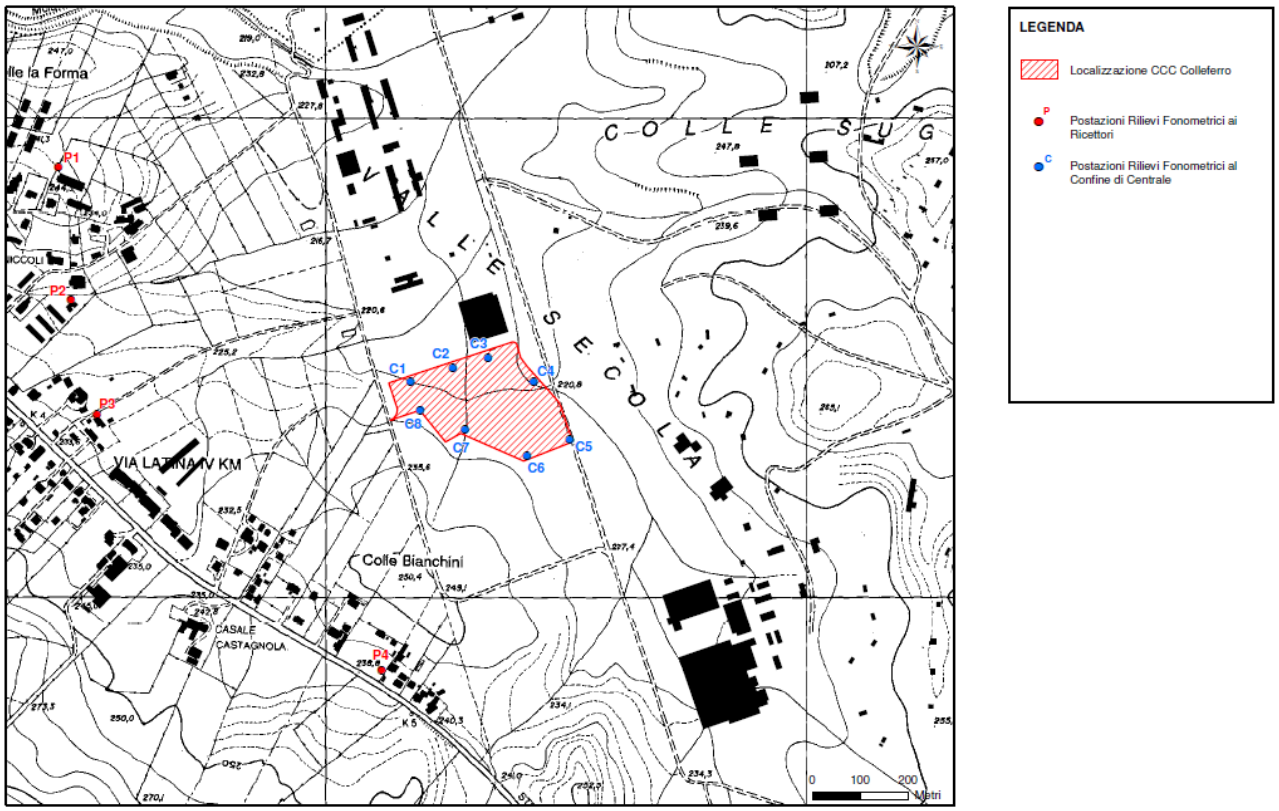
• ricettore P3 ubicato in Via Latina n° 121 ad una distanza di circa 650 m in direzione ovest dal confine dell'area industriale costituito da civile abitazione;

• ricettore P4 ubicato in Via Latina ad una distanza di circa 600 m in direzione sud-ovest dal confine di Centrale costituito da un edificio di due piani dove al primo è presente un esercizio commerciale e, al secondo, una civile abitazione.

Conclusioni istruttorie – Emissioni sonore

Durante la vita dell'AIA, sono state effettuate analisi ambientali di pressione sonora che hanno consigliato di non considerare significante il punto P4 per la rilevazione della pressione sonora. In linea con la ns. comunicazione n. 091555 del 12-06-2019, si chiede in CdS che l'Amministrazione Comunale definisca se per il monitoraggio della pressione sonora sia opportuno definire un ulteriore punto di rilevazione in sostituzione del P4, e nel caso affermativo in quale luogo sia da individuare.
Nel frattempo, la società deve proporre qualche sito alternativo per il posizionamento di un quarto punto di misura.

Figura 3.1d *Localizzazione Rilievi Fonometrici (Scala 1:10.000)*



In seguito ai chiarimenti richiesti da questo Ufficio nel verbale della CdS del 14/01/2020, la Società ha trasmesso le **coordinate dei punti di monitoraggio acustico:**

Postazioni di misura	Latitudine nord	Longitudine est
P1	41°44'22,93"	12°57'39,71"
P2	41°44'13,97"	12°57'41,17"
P3	41°44'6,29"	12°57'43,73"
P4	41°43'49,45"	12°58'9,91"

Alla richiesta di questo servizio che la CdS si pronunciasse sulla scelta di un nuovo luogo da identificare come punto P4 in luogo dell'esistente per le rilevazioni ambientali dell'impatto sonoro della Centrale, non sono state rappresentate necessità di individuare punti di monitoraggio alternativi o ulteriori rispetto al punto P4. Pertanto, il punto di misura P4 viene eliminato per mancanza di significatività e nella tabella del PMeC C13, vengono inseriti i 3 punti P1, P2 e P3 come luoghi di misura per il monitoraggio acustico ai recettori.

<u>Rifiuti</u>

Nella scheda B12.1 sono stati descritti i rifiuti alla capacità produttiva della Centrale.

Rifiuti prodotti:

codice eer	***Descrizione***	***Stato fisico***	***Destinazione***
080317*	Toner per stampa esauriti contenenti sostanze pericolose	Solido	Smaltimento
080318	Toner per stampa esauriti	Solido	Smaltimento
130107*	Oli esausti da circuiti idraulici	Liquido	Smaltimento
130208*	Altri oli per motori, ingranaggi e lubrificazione	Liquido	Smaltimento
130305*	Olio dielettrico esausto	Liquido	Smaltimento
130601*	Stracci e filtri sporchi d'olio	Solido	Smaltimento
150101	Imballaggio in Carta	Solido	Recupero
150102	Imballaggi in plastica	Solido	Recupero
150103	Imballaggio in Legno	Solido	Recupero
150104	Fusti e latte in metallo	Solido	Recupero
150106	Imballaggio in più materiali	Solido	Recupero
150110*	Imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose	Solido	Recupero/ Smaltimento
150202*	Assorbenti, stracci e indumenti protettivi contaminati da sost. pericolose	Solido	Recupero/ Smaltimento
150203	Assorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi diversi da 150202*	Solido	Recupero/ Smaltimento
160107*	Filtri olio esausti	Solido	Smaltimento
160214	Apparecchiature fuori uso, diverse da quelle di cui alle voci da 16 02 09 a 16 02 13	Solido	Smaltimento
160506*	Residui di sostanze chimiche di laboratorio	Liquido	Smaltimento
160601*	Batterie al Pb esauste	Solido	Recupero
161001*	soluzioni acquose di scarto, contenenti sostanze pericolose	Liquido	Smaltimento
161002	soluzioni acquose di scarto, diverse da quelle di cui al CER 161001	Liquido	Smaltimento
170203	Plastica	Solido	Recupero
170405	Ferro e acciaio	Solido	Recupero
170407	Metalli misti	Solido	Recupero
170603*	Materiali isolanti contenenti/costituiti da sostanze pericolose	Solido	Recupero/ Smaltimento
190902	fanghi prodotti da processi di chiarificazione acqua industriale	Solido	Smaltimento
190904	Carbone attivo esausto	Solido	Recupero
190905	Resine a scambio ionico	Solido	Smaltimento
200121*	Tubi fluorescenti	Solido	Recupero

Con le varie integrazioni documentali fornite durante il procedimento sono stati chiariti tutti gli aspetti riguardanti i rifiuti prodotti.
È stata aggiornata la Scheda B.11.2 con le stime dei quantitativi massimi producibili annualmente per ciascuna tipologia di rifiuto nella Scheda B.11.2, ancorché la Società abbia specificato che i rifiuti prodotti dalla Centrale non sono correlabili alla capacità produttiva dell'installazione.
L'area di deposito temporaneo è denominata DT1 ed è costituita da un'area di circa 168 m^2, coperta da tettoia avente una altezza di m 4,2 utili, con tamponatura in lamiera su tre lati (h. 2,5 m). La superficie è completamente impermeabilizzata e dotata di cordolo di contenimento su tutti e quattro i lati e di un pozzetto centrale per la raccolta di eventuali sversamenti accidentali ed ha capacità complessiva di stoccaggio dichiarata di 23 m^3.
Nell'area di deposito sono state delimitate due zone distinte di superficie totale di circa 120 m^2,

- Area DT1/A: rifuti pericolosi
- Area DT1/B: rifiuti non pericolosi.

La gestione del Deposito Temporaneo è effettuata nel rispetto dell'art.183 DLgs 152/2006, lett. bb) ed in particolare:

- i recipienti contenenti i rifiuti speciali possiedono adeguati requisiti di resistenza in relazione alle proprietà chimico-fisiche e alle caratteristiche del contenuto e sono opportunamente contrassegnati con etichette o targhe, ben visibili per dimensioni e collocazione, indicanti la natura dei rifiuti stessi. Tali recipienti sono provvisti sia di idonee chiusure per impedire la fuoriuscita del contenuto sia di dispositivi atti a rendere sicure e agevoli le operazioni di riempimento, svuotamento e movimentazione;
- i contenitori destinati allo stoccaggio dei rifiuti sono disposti in modo tale da garantire una facile ispezionabilità e una sicura movimentazione; sono inoltre identificati e contrassegnati per una rapida individuazione al fine di renderne nota la natura e la pericolosità, con targhe ben visibili sia per dimensione che per collocazione;
- il deposito dei rifiuti avviene in modo tale da preservare i contenitori dall'azione degli agenti atmosferici e da impedire che eventuali perdite possano defluire in corpi recettori superficiali e/o profondi (in particolare sul terreno e/o caditoie a servizio della rete di raccolta acque meteoriche);
- tutte le aree interessate dalla movimentazione dei rifiuti (deposito e operazioni di carico /scarico) sono asfaltate/cementate.

La società dichiara di controllare e gestire i rifiuti prodotti nel rispetto dell'AIA e della normativa vigente, rispettando le condizioni del deposito temporaneo di cui all'art. 183 lett. bb) del D.Lgs.152/06 e s.m.i., applicando il criterio temporale, che prevede uno stoccaggio massimo di 30 m^3, con un massimo di 10 m^3 di rifiuti speciali pericolosi, da avviati alle operazioni di recupero o di smaltimento nell'arco dell'anno solare indipendentemente dalla quantità prodotta.

La Società dichiara inoltre che tutte le altre tipologie di rifiuto non espressamente riportate sopra, ma che occasionalmente potrebbero essere prodotte nel corso degli anni durante alcune fasi specifiche di manutenzione, saranno raccolte in Big Bag, contenitori omologati, cassoni o altro, comunque sempre nel rispetto delle normative vigenti, delle prescrizioni e delle procedure interne certificate ISO 14001 e 45001.

Si riporta uno stralcio della planimetria aree stoccaggio materie prime e rifiuti B22

La Società ha anche chiarito l'origine dei rifiuti identificati con codice CER 161001*: acque di lavaggio dei turbogas, destinate a smaltimento e potenzialmente, in quanto mai realizzati, rifiuti del trattamento di disoleazione delle acque di prima pioggia.

<u>Combustibili</u>

La Centrale utilizza come combustibile principale il gas naturale prelevato dalla rete ad alta pressione mediante un gasdotto dedicato.

Il gasolio è mantenuto come opzione alternativa di emergenza di funzionamento della caldaia ausiliaria per i casi di interruzione di fornitura del gas naturale dalla rete. In questi casi, la caldaia si alimenterebbe dalla coppia di serbatoi da 25m^3 indicati con la sigla M1 nella planimetria del punto precedente.

Altri due impianti separati sono alimentati da serbatoi dedicati situati presso i medesimi impianti:

- sistema antincendio (serbatoio M6 da 0.9 m^3)
- gruppo elettrogeno avviamento sicurezza (serbatoio M7 da 0.7 m^3)

Energia

L'energia elettrica e termica viene prodotta secondo quanto descritto nel capitolo 1 della presente. Parte dell'energia elettrica prodotta dalla Centrale è utilizzata dagli stabilimenti del comprensorio di Colleferro, mentre il resto è conferito alla rete elettrica nazionale.

Odori

La Società dichiara che non sono presenti sorgenti note di odori.

CAPITOLO 5: ALTRE INFORMAZIONI AMBIENTALI

L'attività principale dello stabilimento ricade tra quelle elencate all'allegato I della Direttiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 13 ottobre 2013, essendo "*Attività energetiche – Impianti di combustioni con una potenza calorifica di combustione di oltre 20MW*" e pertanto non ricade nell'ambito di applicazione del D.Lgs. 115/08, n. 115 e s.m.i. "*Attuazione della Direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della Direttiva 93/76/CE*".

Alla richiesta di questo Servizio di aggiornamento della relazione di riferimento ai sensi del D.M. 15 aprile 2019, n. 95, la Società ha dichiarato che *"nulla è cambiato relativamente alle tipologie e ai quantitativi delle sostanze pericolose usate, prodotte o rilasciate dall'installazione, nonché le misure di gestione delle stesse a protezione del suolo e delle acque sotterranee. Pertanto si ritiene che la documentazione depositata il 18/03/2015 e integrata in data 26/02/2016, che si ritiene rispondente a quanto disposto dall'Allegato 1 del Decreto Ministeriale 95/2019, sia ancora rappresentativa della configurazione della Centrale oggetto del riesame dell'AIA di cu alla presente documentazione".*

CAPITOLO 6: PROPOSTE DI PRESCRIZIONI E LIMITI

PRESCRIZIONI GENERALI

Il Gestore deve:

1. entro 30 giorni dalla data del rilascio del presente provvedimento, comunicare alla Città metropolitana di Roma Capitale e all'ARPA Lazio Sezione Provinciale di Roma (d'ora in avanti "Arpa"), ai sensi del comma 1 dell'articolo 29-decies del D.Lgs. 152/2006, di attuare le condizioni stabilite nell'Autorizzazione Integrata Ambientale (in seguito "AIA");

GESTIONE AMMINISTRATIVA ORDINARIA

2. entro 60 giorni dalla comunicazione di cui alla prescrizione n. 1, trasmettere alla Città metropolitana, ad Arpa e al Comune tutta la documentazione presentata per l'istanza AIA (con nota protocollo nn. 137981, 137988 e 137997 del 18/09/2019) emendata per mezzo delle varie integrazioni e chiarimenti che si sono succedute durante il procedimento di rilascio dell'AIA; le variazioni rispetto all'istanza originale dovranno essere evidenziate in grassetto e dovrà essere inserita opportuna nota di riferimento;

3. entro il 30 gennaio di ciascun anno, versare ad Arpa, autorità di controllo individuata dal comma 3 dell'articolo 29-decies del D.Lgs. 152/2006, il corrispettivo della tariffa relativa alle attività di controllo programmato per ciascun anno solare previste nel Piano di Monitoraggio e Controllo, calcolata secondo le norme vigenti;

4. entro il 30 aprile di ogni anno, compilare in via telematica la dichiarazione PRTR (Pollutant Release and Transfer Register) relativa alle emissioni in aria, acqua, suolo e trasferimento di rifiuti, ai sensi dell'art. 5 del Regolamento CE n. 166/2006, dando comunicazione alla Città metropolitana dell'avvenuta compilazione entro il successivo mese di maggio. Le informazioni relative alla procedura telematica da eseguire sono disponibili sul sito internet http://www.eprtr.it/homepage.asp";

5. entro il 1° marzo di ogni anno, in ottemperanza a quanto previsto al comma 2 dell'articolo 29-decies del D.Lgs. 152/2006, presentare alla Città metropolitana, all'Arpa e al Comune di Colleferro (il "Comune") una relazione che contenga i dati degli autocontrolli dell'impianto relativi all'anno solare precedente effettuati secondo il Piano di Monitoraggio e Controllo e un commento ai dati presentati in modo da evidenziare le prestazioni ambientali dell'impianto nel tempo, le ore di funzionamento mensili della turbina e della caldaia ausiliaria; alla sola Città metropolitana, inviare copia degli autocontrolli ostensibili al pubblico: ove tale copia non pervenisse, la Città metropolitana sarebbe autorizzata a pubblicare gli autocontrolli completi;

6. comunicare eventuali variazioni societarie, del Rappresentante Legale o del Responsabile IPPC dell'impianto, entro 30 giorni, ai sensi dell'art. 29-nonies comma 4 del D.Lgs. 152/06;

7. trasmettere alla Città metropolitana i rinnovi periodici delle certificazioni (ISO 14001 e EMAS) entro 90 giorni dal conseguimento;

8. tenere a disposizione degli Enti preposti al controllo, per gli approfondimenti del caso, presso la sede dell'impianto, insieme con copia dell'atto Autorizzativo completo, copia della documentazione tecnica presentata per il rilascio della Autorizzazione Integrata Ambientale e copia della *Pronuncia di compatibilità ambientale* dell'Area Valutazione Impatto Ambientale della Regione Lazio (nota prot. 254143 del 03/12/2010);

9. fornire ai soggetti incaricati, durante lo svolgimento degli accertamenti ai sensi dell'articolo 29-decies comma 5 del D.Lgs. 152/2006, tutta l'assistenza necessaria per lo svolgimento di qualsiasi verifica tecnica relativa all'impianto, al fine di consentire le attività di vigilanza e controllo: in particolare, il Gestore garantirà l'accesso agli impianti del personale incaricato dei controlli e assicurerà la presenza nell'insediamento di personale in grado di assistere ai controlli e ai campionamenti;

10. conservare tutti i dati derivanti dal monitoraggio presso lo stabilimento in formato originale, elettronico o cartaceo, per un periodo di tempo pari alla durata dell'AIA;

11. trasmettere, con frequenza annuale, alla Città metropolitana di Roma Capitale e ad Arpa, la revisione aggiornata del Sistema di Gestione ambientale certificato, contenente eventuali cambiamenti riguardanti:
    - ruoli e responsabilità nella gestione degli impianti e dei processi;
    - procedure di definizione degli aspetti gestionali (controllo della documentazione e registrazioni, gestione della comunicazione, gestione della conformità, gestione delle verifiche ispettive periodiche);
    - procedure contenenti i criteri operativi per la gestione degli impianti, delle apparecchiature suddivise per comparti ambientali e per processi;
    - procedure contenenti le modalità di sorveglianza e monitoraggio dei criteri operativi e degli indicatori ambientali definiti;
    - procedure per la gestione delle emergenze ambientali;

GESTIONE TECNICA ORDINARIA

12. adottare tutte le misure gestionali al fine di prevenire fenomeni di inquinamento significativi ed adottare le misure necessarie per prevenire gli incidenti e limitarne le conseguenze;

13. garantire che le operazioni autorizzate siano svolte in conformità con le vigenti normative di tutela ambientale, di salute e di sicurezza sul lavoro e di igiene pubblica e con ogni altra norma applicabile;

14. identificare in maniera chiara, utilizzando la codifica adottata nel presente atto, tutti i punti di scarico ed emissione in atmosfera, le aree di stoccaggio delle materie prime e dei rifiuti prodotti;

15. mantenere il ciclo produttivo e le modalità gestionali conformemente alle migliori tecniche disponibili (BAT) per le unità di Turbina a gas a ciclo combinato (CCGT) 50–600 MWt, di cui alla Decisione 2017/1442/UE del 31/07/2017, secondo le specifiche tecniche e previsioni contenute nella documentazione allegata all'istanza per il rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale e nelle relative integrazioni;

16. alimentare la centrale termoelettrica e la caldaia ausiliaria esclusivamente con gas naturale; mantenere il gasolio come opzione di combustibile di emergenza della caldaia ausiliaria per i casi in cui la rete nazionale di fornitura del gas metano non sia in grado di consegnarlo; il gasolio deve avere un contenuto di zolfo non superiore allo 0,3% in peso; il funzionamento della caldaia ausiliaria con gasolio non potrà in ogni caso superare annualmente le 120 ore di durata o consumare più di 250 metri cubi di gasolio;

17. esercire lo stabilimento in modalità di ciclo combinato (gruppo turbogas TG+TV) esclusivamente in ALTERNANZA alla modalità di emergenza con sola caldaia ausiliaria (GVA), ad eccezione dei periodi transitori di passaggio da un funzionamento all'altro.

18. Dovrà essere realizzata e posta in operazione ininterrotta una funzione aggiuntiva al Software di Gestione dello SME per la verifica dell'alternanza tra il funzionamento del ciclo con Turbogas (TG) e del ciclo con Caldaia Ausiliaria (GVA); il sistema registrerà per entrambi gli impianti TG e GVA, i momenti di 1) accensione, 2) raggiungimento del minimo tecnico, 3) impulso allo spegnimento, 4) perdita del minimo tecnico 5) spegnimento; tale il sistema digitale dovrà consentire di redigere un rapporto mensile sulla durata e sul funzionamento delle due modalità e del numero e durata delle transizioni tra modalità, sulla base di uno schema che sarà acquisito dal PMeC;

19. **entro 90 giorni** dalla data della comunicazione di cui alla precedente prescrizione n. 1, la Società redigerà una relazione contenente la descrizione delle modalità progettate per il funzionamento della funzione software di cui alla precedente prescrizione n. 18 contenente i principi logici dell'acquisizione dei dati, la natura dei dati utilizzati, l'evidenziazione dei transitori e gli output verificabili e utilizzabili dal sistema; tale relazione sarà trasmessa per la sua verifica alla Città metropolitana prima della posta in esercizio del sistema; in seguito, il prosieguo dello sviluppo e della posta in opera del sistema sarà dettato dai tempi che l'Autorità Competente riterrà opportuni;

il Gestore provvederà a:

20. effettuare il campionamento per le relative analisi di ogni emissione nelle più gravose condizioni di esercizio dell'impianto e con la periodicità e le metodologie indicate nel PMeC ed indicare i metodi analitici utilizzati e i risultati nei certificati analitici; qualora non fosse possibile eseguire le indagini analitiche secondo quanto indicato nel PMeC, la Società utilizzerà le metodologie secondo quanto indicato nella nota circolare CMRC-2020-0083927 del 26/05/2020 e in ogni caso, comunicando preventivamente la metodologia scelta alla Sezione di Roma dell'Arpa;

21. comunicare, alla Città metropolitana, all'Arpa e al Comune, le eventuali modifiche progettate per lo stabilimento che ricadano nella definizione di cui all'articolo 5, comma 1, lettera l) del D.Lgs. 152/2006, allegando un'apposita relazione che quantifichi le variazioni degli impatti sulle diverse matrici ambientali tutte le eventuali modifiche dell'impianto. Tali modifiche saranno valutate dalla Città metropolitana, ai sensi dell'articolo 29-nonies del D.Lgs. 152/2006;

22. qualora intenda interrompere temporaneamente tutte le attività dello stabilimento per un periodo superiore a 30 giorni, comunicare alla Città metropolitana e ad Arpa le seguenti informazioni:
    - le misure che verranno intraprese nel periodo di sospensione al fine di prevenire fenomeni di inquinamento significativi e finalizzate a evitare incidenti e limitarne le conseguenze;
    - la data presumibile di riattivazione degli impianti.

    La ripresa delle attività deve essere comunicata alla Città metropolitana e ad Arpa Lazio con almeno 5 giorni di preavviso; si ricorda che, nel periodo di interruzione, risultano sospese solo le prescrizioni strettamente collegate all'esercizio dell'impianto oggetto di sospensione, mentre tutte le altre restano vigenti;

INCIDENTI

23. comunicare tempestivamente alla Città metropolitana, all'ARPA ed ai Comuni l'eventuale blocco parziale o totale dell'impianto per cause d'emergenza; in particolare, tali fermate devono essere registrate, riportando ora di fermo e di riavvio, motivazioni dello stesso ed eventuali interventi effettuati conformemente al Piano di Monitoraggio e Controllo;

24. ai sensi dell'art. 29-undecies comma 1 del D.Lgs. 152/06, in caso di incidenti o eventi imprevisti che incidano in modo significativo sull'ambiente, il gestore deve informare immediatamente la Città metropolitana e l'Arpa e adottare immediatamente le misure per limitare le conseguenze ambientali e a prevenire ulteriori eventuali incidenti o eventi imprevisti, informandone la Città metropolitana;

25. comunicare entro 8 ore alla Città metropolitana, Arpa e il Comune dei risultati della sorveglianza delle emissioni relative all'impianto, in caso di inconvenienti o incidenti che influiscano in modo significativo sull'ambiente, tale da non consentire il rispetto dei valori limite di emissione, ai sensi dell'articolo 29-decies comma 3 lettera c) del D.Lgs. 152/2006;

CONCLUSIONE ATTIVITÀ O VARIAZIONE TITOLARITÀ

26. nel caso in cui intervengano variazioni nella titolarità della gestione dell'impianto, entro 30 giorni comunicare e far comunicare al nuovo gestore tale variazione alla Città metropolitana, ai sensi e con le modalità dell'art. 29-nonies comma 4 del D.Lgs. 152/06, richiedendo la volturazione dell'autorizzazione;

27. comunicare preventivamente alla Città metropolitana, all'Arpa e al Comune le intenzioni di cessazione delle attività dell'installazione autorizzata con il presente provvedimento; la Città metropolitana, a seguito della citata comunicazione, stabilirà la tempistica entro la quale il Gestore dovrà presentare, alla Città metropolitana stessa, ai Comuni ed all'Arpa, il "Piano di dismissione e ripristino del sito";

28. evitare qualsiasi rischio di inquinamento al momento della cessazione definitiva dell'attività, ed eventualmente ripristinare il sito stesso ai sensi della normativa vigente in materia di bonifiche e ripristino ambientale;

29. al momento della cessazione definitiva delle attività, eseguire gli interventi necessari ad eliminare, controllare, contenere o ridurre le eventuali sostanze pericolose pertinenti in modo che il sito, tenuto conto dell'uso attuale o dell'uso futuro approvato del medesimo non comporti un rischio significativo per la salute umana o per l'ambiente a causa della contaminazione del suolo o delle acque sotterranee in conseguenza delle attività autorizzate, ai sensi dell'art. 29-sexies comma 9-quinquies del D.Lgs. 152/06, fatto salvo quanto disposto alla Parte Terza ed al Titolo V della Parte Quarta del D.Lgs. 152/06;

30. a far data dalla chiusura dell'impianto e fino all'avvenuta bonifica e ripristino dello stato dei luoghi, il Gestore autorizzato è responsabile per ogni evento dannoso che si dovesse eventualmente produrre, ai sensi della vigente legislazione civile e penale.

CONSUMI DI MATERIE PRIME e AUSILIARIE - RISORSE IDRICHE ED ELETTRICHE

31. Il Gestore dovrà regolare l'acquisizione e lo stoccaggio delle materie prime e ausiliarie nello stabilimento coerentemente con quanto previsto nella documentazione acquisita per il procedimento di autorizzazione; in particolare, lo stoccaggio deve essere effettuato nelle aree appositamente predisposte e identificate;
32. la registrazione delle materie prime e ausiliarie in ingresso, deve essere effettuata in conformità con quanto indicato nella Tabella C1 nel Piano di Monitoraggio e Controllo;
33. devono essere adottati idonei sistemi atti a garantire un corretto e razionale uso dell'acqua, in modo da favorirne il massimo risparmio nell'utilizzazione;
34. il Gestore dovrà manutenere i misuratori di portata nelle correnti di approvvigionamento in ingresso delle acque potabili (A.P.) e nella corrente delle acque industriali/antincendio già attivati e funzionanti; la registrazione dei volumi dovrà essere effettuata in accordo con quanto previsto nel Piano di Monitoraggio e Controllo;
35. con le modalità indicate nella tabella C2.1 del Piano di Monitoraggio e Controllo, devono essere controllati i contenuti di metalli indicati nelle acque industriali da utilizzare per i processi produttivi;
36. la registrazione del consumo di energia elettrica e termica, deve essere effettuata in conformità a quanto indicato nella Tabella C4 del PMeC, che deve comprendere anche la contabilizzazione dell'energia elettrica prelavata da rete pubblica e il frazionamento dell'energia elettrica prodotta dallo stabilimento nelle componenti di autoconsumo, di fornitura ai clienti e di consegna alla rete pubblica.

EMISSIONI IN ATMOSFERA

37. Relativamente ai parametri fisici e chimici emessi in atmosfera, dovranno essere rispettate le prescrizioni riportate nel seguente quadro emissivo durante le condizioni di esercizio normale con esclusione dei periodi di avvio e di arresto:

Emissioni convogliate Gruppi di Cogenerazione (IPPC)categoria CCGT

Punto di Emissione	*Impianto*	*temp. °C*	*Portata Nm³/h*	*Inquinante*	*Valori limite orario mg/Nm³*	*Valori limite annuale (2)*	*Flussi di massa kg/anno (3)*	*Sistema di abbatti-mento*
E1	Centrale turbogas a ciclo combinato (TG)	170 (6)	285.000	NO_x	40(1)	25	NOx 54000 CO 40000	Bruciatori Dry low Nox+S.C.R.
				CO	25(1)	15		
				NH_3(4)	5(1)			
				SO_x (come SO_2)	3(1)			
				Polveri	3,5(1)			
E2	Caldaia ausiliaria (GVA)	150	30.000	NO_x	150 (200)(5)			
				CO	100 (100)(5)			
				SO_x (come SO_2)	3 (400)(5)			
				Polveri	5(5)			

NOTE:
(1) concentrazione Media Oraria (riferita a fumi secchi in condizioni normali al 15% O_2);
(2) concentrazione Media Annua calcolata come media delle medie orarie registrate corrispondenti alle ore effettive di funzionamento (riferita a fumi secchi in condizioni normali al 15% O_2);
(3) flusso massimo di massa costituito dalla somma dei valori di NOx e CO di E1+E2;
(4) monitoraggio di tipo continuo dell'NH_3 (riferita a fumi secchi in condizioni normali al 3% O_2)) sulla linea fumi, come da prescrizione VIA;

(5) concentrazione Media Oraria (riferita a fumi secchi in condizioni normali al 3% O_2) tra parentesi le concentrazioni nel caso di esercizio della caldaia ausiliaria con alimentazione a gasolio;
(6) il valore di temperatura rappresenta il valore massimo ammissibile.

I valori limite di emissione fissati nel precedente Quadro Emissivo rappresentano la massima concentrazione ed il massimo quantitativo in peso di sostanze che possono essere emesse in atmosfera dalle lavorazioni o dagli impianti considerati;

38. l'esercizio deve essere tale da garantire in tutte le condizioni di normale funzionamento (al di sopra del minimo tecnico) il rispetto di tali limiti di emissione per tutti gli impianti;

39. la verifica di conformità ai valori limite di emissione dovrà essere effettuata secondo i criteri stabiliti nell'allegato VI alla Parte V del D.Lgs. 152/2006, per mezzo di monitoraggi in continuo e di campagne periodiche di campionamento e analisi secondo la frequenza stabilita nel PMeC; i metodi analitici da utilizzare sono quelli definiti nel PMeC.; la durata di ogni campionamento deve essere conforme alla normativa tecnica vigente (UNI, UNICHIM, ecc.) e tale da assicurare la rappresentatività del campionamento stesso rispetto alla tipologia di emissione; in particolare, si considerano conformi ai valori limite le misure discontinue alle emissioni convogliate se, nel corso di una misurazione, la concentrazione calcolata come media di almeno 3 letture consecutive e riferita ad un'ora di funzionamento dell'impianto nelle condizioni di esercizio più gravose, non supera il valore limite di emissione;

40. i sistemi di contenimento degli inquinanti devono essere mantenuti in continua efficienza ed essere sottoposti alla periodica manutenzione in accordo con quanto riportato nel PMeC;

41. i condotti per l'emissione in atmosfera degli effluenti (camini E1 ed E2) devono essere provvisti di idonee prese (dotate di opportuna chiusura) per la misura ed il campionamento degli stessi, realizzate e posizionate in modo da consentire il campionamento secondo le norme vigenti. La sezione di campionamento deve essere resa accessibile e agibile per le operazioni di rilevazione con le necessarie condizioni di sicurezza;

42. lo sbocco dei camini E1 ed E2 dovrà essere mantenuto verticale verso l'alto e realizzato in modo da consentire la migliore dispersione dell'effluente gassoso nell' atmosfera, secondo le prescrizioni stabilite dal Piano di Risanamento Regionale della Qualità dell'Aria del Lazio;

43. con sistemi di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME), devono essere rilevate e registrate su entrambi ei camini E1 ed E2 le concentrazioni di NOx, CO, e O_2 libero, nonché la temperatura, l'umidità e la portata volumetrica degli effluenti gassosi, mentre solo sul camino E1 anche la concentrazione di NH_3; su entrambi i camini, in modalità discontinua e con la frequenza indicata nel PMeC saranno rilevate le concentrazioni di polveri totali e di SO_2. I sistemi di SME devono registrare in continuo anche i valori medi orari della portata di gas naturale alimentato alla centrale, della potenza elettrica prodotta, nonché della potenza termica fornita alle varie utenze; i sistemi SME dovranno essere gestiti secondo le specifiche della norma UNI 14181 e i relativi manuali di gestione dovranno essere predisposti secondo le linee guida ISPRA "Guida tecnica per i gestori dei sistemi di monitoraggio in continuo delle emissioni in atmosfera;

44. il punto di emissione E3, al quale recapita il gruppo elettrogeno di emergenza alimentato a gasolio, viene utilizzato in condizioni di emergenza per l'avviamento del turbogas in assenza di alimentazione elettrica dalla rete; per tale impianto, il Gestore si è impegnato a garantire il funzionamento per non più di 500 ore operative all'anno calcolate in media mobile su ciascun periodo di cinque anni; ai sensi del D.Lgs. 152/2006 art. 273-bis comma 15, non sono prescritti limiti emissivi alla condizione che, entro il 1° marzo di ogni anno, a partire dal secondo anno civile successivo a quello del rilascio dell'autorizzazione, il Gestore trasmetta alla Città metropolitana e all'Arpa, ai fini del calcolo della media mobile, la registrazione delle ore operative totalizzate nell'anno precedente;

45. il camino E4, al quale recapita la motopompa antincendio alimentata a gasolio da 409 kWt, ricade nella categoria bb) dell'elenco di cui alla Parte I dell'Allegato IV alla Parte V del D.Lgs. 152/06; i punti di emissione E5, E6, E7, ai quali recapitano le n. 3 caldaie utilizzate per il preriscaldamento del gas metano da 138 KW termici cadauno, ricadono nella categoria dd) dell'elenco di cui sopra; come stabilito dall'art. 272 comma 1) del D.Lgs. 152/06 ai camini E4, E5, E6 ed E7 non sono prescritte prescrizioni di monitoraggio; il Gestore garantirà il rispetto dei valori limite previsti dall'articolo 6 delle Norme di Attuazione del Piano per il Risanamento della Qualità dell'Aria della Regione Lazio, operando il controllo e la manutenzione ordinaria e straordinaria degli impianti, secondo le modalità espresse nel PMeC;

46. tutti gli impianti devono essere gestiti evitando per quanto possibile che si generino emissioni diffuse e fuggitive dalle lavorazioni autorizzate, nel caso si verifichino fenomeni rilevanti di emissioni di odori la Città metropolitana si riserva la facoltà di prescrivere ulteriori sistemi di contenimento;

Monitoraggi DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA

47. il campionamento e le analisi di ogni emissione dovrà essere effettuato nelle più gravose condizioni di esercizio dell'impianto e con la periodicità indicata nel Piano di Monitoraggio e Controllo;

48. il Gestore dovrà comunicare alla Città metropolitana di Roma Capitale e ad ARPA, con almeno 15 giorni di anticipo, le date in cui intende effettuare gli autocontrolli periodici;

49. per l'effettuazione degli autocontrolli e per la presentazione dei relativi risultati devono essere seguite le norme CEN o, laddove non disponibili, le pertinenti norme ISO ovvero le norme nazionali o internazionali, nonché le metodiche riportate nell'Allegato 2 del D.M. 31/01/2005 che assicurino dati equivalenti sotto il profilo della qualità scientifica. Il Gestore dovrà effettuare la valutazione della conformità dei valori misurati ai valori limite di emissione secondo i criteri stabiliti nell'Allegato VI, parte quinta del D.Lgs. 152/06;

50. il Gestore deve trasmettere agli enti previsti i risultati degli autocontrolli effettuati nell'ambito alla relazione di cui alla prescrizione n.5, allegando i relativi certificati analitici, firmati da tecnico abilitato, e validati dal Gestore stesso con verifica di conformità ai limiti di emissione;

MONITORAGGI IN CONTINUO

51. la strumentazione di misura della temperatura nei gas effluenti, nonché l'analizzatore per la misurazione e registrazione in continuo dell'O_2 libero, degli NOx, CO e NH_3 (nota (4) tabella prescrizione 37) dei fumi prodotti dalla centrale termica deve essere esercita, verificata e calibrata ad intervalli regolari secondo le linee guida del D.M. 31/01/2005 e la vigente normativa in materia (Allegato VI, parte quinta del D.Lgs. 152/06);il Gestore deve comunicare ad ARPA, con almeno 10 giorni di anticipo, la data in cui intende effettuare le operazioni di cui al punto precedente;

52. il Gestore deve trasmettere annualmente i risultati dei parametri monitorati in continuo, alla Città metropolitana, ad ARPA e al Comune insieme alla relazione di cui alla prescrizione n.5; i dati devono essere predisposti su una tabella contenente le informazioni riportate nello schema sottostante.

Identificativo dell'impianto:							
PERIODO	***Consumo CH_4 (Sm^3)***	***Energia prodotta (KWh)***		***Massima concentrazione***	***Massima concentrazion***	***Flusso di massa NOx (kg)***	***Flusso di massa CO (kg)***
		elettrica	termica				

				oraria di NOx (mg/Nm^3)	***e oraria di CO (mg/Nm^3)***		
Gennaio							
Febbraio							

Dicembre							
ANNO							

SCARICHI

53. I flussi di acque reflue che confluiscono nella vasca di raccolta di acque industriali da 30m^3 e che successivamente vengono inviate come flusso AI1 alla vasca finale di raccolta da 20m^3 devono essere gestiti come di seguito:
    - lo scarico parziale discontinuo di acque reflue industriali AM1,costituito dagli spurghi delle torri di raffreddamento deve essere misurato volumetricamente e controllato al pozzetto di prelievo (presa campione su tubazione) pAM1, a valle della vasca torre di raffreddamento;
    - lo scarico parziale discontinuo di acque reflue industriali AM2, costituito dagli eluati dell'impianto acqua demineralizzata neutralizzati nell'impianto dedicato, dei filtri a sabbia e del sistema di chiariflocculazione, deve essere misurato volumetricamente e controllato al pozzetto di prelievo pAM2 (presa campione su tubazione) a valle della vasca di neutralizzazione;
    - lo scarico parziale discontinuo di acque reflue industriali AM3, costituito da scarichi oleosi provenienti dalle aree delle turbine (TG e TV) trattati in un impianto di disoleazione, deve essere misurato volumetricamente e controllato al pozzetto di prelievo (presa campione su tubazione) pAM3 a valle del disoleatore;

54. le acque meteoriche di dilavamento devono essere gestite conformemente a quanto previsto dall'articolo 30 delle Norme di Attuazione del Piano di Tutela delle Acque della Regione Lazio – D.C.R. n. 18 del 23/11/2018;

55. le di acque di prima pioggia devono essere trattate nell'impianto disoleatore, misurate volumetricamente e controllate nel pozzetto combinato di misura prelievo pAP1/mAP1, prima di essere convogliate nella vasca finale di raccolta da 20m^3; le acque meteoriche ulteriori rispetto alle acque di prima pioggia (ai sensi del P.T.A. della Regione Lazio) dette "di seconda pioggia" devono essere inviate direttamente allo scarico discontinuo SF3 che recapita al fosso delle Sorbe;

56. lo scarico delle acque domestiche "nere" AD1 dovrà essere misurato volumetricamente da un misuratore di portata mAD1 e controllato al pozzetto di prelievo (presa campione su tubazione) pAD1 a valle della vasca Imhoff, e a monte del convogliamento alla vasca di raccolta finale, per i parametri pH, Solidi Sospesi Totali, BOD5, COD, Fosforo totale, Azoto ammoniacale e tensioattivi, in accordo con quanto previsto nel Piano di Monitoraggio e Controllo;

57. per quanto attiene la gestione della vasca Imhoff, il PMeC dovrà essere integrato con gli aspetti relativi alla manutenzione, ai controlli periodici ed allo spurgo, previsti nella D.G.R. 219/2011 e con le frequenze ivi indicate.

58. le acque confluite nella vasca finale di raccolta da 20m^3 sono scaricate tramite il punto SF1 nell'impianto di depurazione consortile gestito dalla Società Consortile Servizi Colleferro; il refluo sarà misurato volumetricamente e controllato al pozzetto di prelievo combinato di presa campione e misuratore di portata AMSF1;

59. gli scarichi campionati ai punti pAM1, pAM2, pAM3 e pSF1 dovranno rispettare separatamente i limiti per i parametri stabiliti in accordo con quanto previsto nel Piano di Monitoraggio e Controllo che sarà organizzato secondo quanto di seguito:

- la frequenza degli autocontrolli è fissata in quadrimestrale;
- il Gestore dovrà comunicare alla Città metropolitana di Roma Capitale e ad ARPA, con almeno 15 giorni di anticipo, le date in cui intende effettuare gli autocontrolli periodici;
- il primo controllo annuale è effettuato per tutti i parametri della Tabella 3 dell'Allegato 5 alla parte terza del D.Lgs. 152/06 per il rispetto dei limiti in essa previsti per il conferimento in fogna e dei limiti stabiliti nella tabella "S" dal Consorzio Servizi Colleferro; inoltre saranno controllate le sostanze pericolose di cui alla Tabella 5 Allegato 5 alla parte terza del D.Lgs. 152/06;
- il secondo e terzo autocontrollo sono effettuati per i parametri stabiliti nella tabella "S" dal Consorzio Servizi Colleferro per il rispetto dei limiti in essa previsti e dei limiti previsti per tali parametri per il conferimento in fogna secondo la Tabella 3 dell'Allegato 5 alla parte terza del D.Lgs. 152/06.

60. Campagna conoscitiva dei reflui: entro un anno dal rilascio dell'AIA, due tra i controlli quadrimestrali sui reflui che saranno effettuati secondo calendario ordinario del PMeC, saranno condotti per la ricerca di tutti i parametri (da n. 1 a n. 51) previsti dalla tabella 3 Allegato 5 alla parte terza del D.Lgs. 152/2006: i risultati saranno utilizzati sia per la verifica dei conferimenti, che per i monitoraggi AIA previsti nel PMeC, che per la piena conoscenza dei reflui; entro 60 giorni dal completamento delle analisi di laboratorio, la Società invierà i risultati integrali delle analisi alla Città metropolitana.

61. Allo scarico SF3 che recapita nel Fosso delle Sorbe, nelle condizioni di normale conferimento al depuratore consortile dei reflui industriali, di prima pioggia e domestici, sono convogliate direttamente le acque meteoriche di seconda pioggia; esclusivamente nei casi in cui non risulti possibile conferire i reflui citati al depuratore consortile, deve essere attivato lo "scarico di emergenza" di cui alla successiva prescrizione n.63, che può avere durata massima consecutiva di 45 giorni;

62. dovranno essere tenuti costantemente in perfetta efficienza i misuratori di portata relativi ai misuratori in continuo di portata posizionati sulla tubazione di scarico della vasca reflui A06 (AI3) e quello posto a valle della valvola HVSF3(AI4); dovrà essere tenuto costantemente in perfetta efficienza il pozzetto di controllo finale (AM5) immediatamente a monte del punto di scarico finale SF3.

SCARICHI IN CONDIZIONI DI EMERGENZA

63. Nell'esclusivo e dimostrato caso di impossibilità a confluire i reflui dello stabilimento normalmente inviati attraverso lo scarico SF1 al Depuratore Consortile, la Società potrà attivare lo scarico di emergenza dei reflui allo scarico SF3,di cui al precedente punto **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**, che potrà continuare per un periodo consecutivo massimo di 45 giorni;

64. precedentemente all'attivazione dello scarico di emergenza, la Società dovrà inoltrare tramite posta elettronica certificata all'Arpa Lazio sede di Roma, al Comune di Colleferro ed alla Città metropolitana di Roma Capitale una comunicazione attestante l'attivazione dello scarico nonché le letture del momento ai contatori volumetrici AI3 ed AI4;

65. l'avvio della modalità di scarico di emergenza sarà possibile esclusivamente alla condizione in cui le analisi su campioni di reflui prelevati al punto di analisi AMSF1 rispettino i limiti previsti alla Tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte Terza del D.Lgs. 152/06 per i parametri pH, temperatura, conducibilità, COD e cloruri;

66. le ulteriori operazioni da effettuare per l'avvio e conduzione delle modalità di scarico in emergenza sono le seguenti:
    a. messa in ricircolo della pompa Vasca A06 e prelievo campione per analisi del refluo da scaricare di cui al precedente punto 65,

b. apertura valvola di sezionamento HVSF3, normalmente chiusa,
c. chiusura valvola di sezionamento HVSF1,
d. analisi preliminari dei reflui scaricati come indicato al seguente punto 67,
e. analisi settimanali dei reflui scaricati, come indicato al seguente punto68,
f. analisi giornaliere per i parametri pH, Temperatura, Conducibilità, COD e Cloruri,
g. comunicazione di "fine emergenza" agli Enti di controllo come indicato al seguente punto69;

67. entro 12 ore dall'attivazione dello scarico di emergenza la Società dovrà effettuare un campionamento dei reflui, al punto di prelievoAMSF1, da analizzare presso un laboratorio di analisi certificato, al fine di verificare il rispetto dei limiti previsti dalla Parte Terza, Allegato 5, Tabella 3 del D.Lgs. 152/06. Dette analisi dovranno essere trasmesse all'Arpa Lazio sede di Roma, al Comune di Colleferro ed alla Città metropolitana di Roma Capitale nel più breve tempo possibile;

68. le analisi dovranno essere ripetute con cadenza settimanale. L'esito delle stesse dovranno essere tenute a disposizione delle Amministrazioni che ne faranno richiesta e comunque per tutta la validità dell'autorizzazione integrata ambientale;

69. al termine delle condizioni di emergenza la Società dovrà provvedere ad inoltrare entro 6 ore, tramite posta elettronica certificata, una comunicazione all'Arpa Lazio sede di Roma, al Comune di Colleferro ed alla Città metropolitana di Roma Capitale attestante la disattivazione dello scarico di emergenza nonché i valori misurati dai contatori volumetrici AI3 ed AI4;

EMISSIONI SONORE

70. il Gestore dovrà rispettare i livelli di emissione e di immissione sonora della vigente normativa, con particolare riferimento al D.P.C.M. 14 novembre 1997, definiti altresì dal vigente Piano di Classificazione Acustica (PCA) del territorio del Comune di Colleferro, approvato con Delibera del Consiglio Comunale n. 28 del 13/10/2004, e riassunti nel quadro seguente.

Valori limite di emissione in Leq in dB(A) per la Classe VI "Aree esclusivamente industriali"

Tabella	***valori limite assoluti***	***Tempo di riferimento Diurno (06.00-22.00)***	***Tempo di riferimento Notturno (22.00-06.00)***
B	Emissione	65	65
C	Immissione	70	70

71. La verifica della compatibilità delle emissioni sonore dell'impianto dovrà essere eseguita monitorando i livelli sonori emessi, con misure sia al confine aziendale, che presso i ricettori, secondo le specifiche del D.M. 31 gennaio 2015 e finalizzato alla verifica di conformità con i valori limite fissati dalla legislazione, espressi in termini di livello continuo equivalente Laeq e diversificati per i tempi di riferimento diurno e notturno;

    I rilievi di emissione sonora devono essere effettuati presso i punti individuati nella *Figura 3.1d "Localizzazione Rilievi fonometrici"* dell'allegato B24 alla documentazione associata all'AIA, secondo la cadenza indicata nel PMeC , la cui prima occorrenza deve cadere entro novembre 2020, e ogni qual volta intervengano modifiche nell'assetto impiantistico e/o nel ciclo produttivo, tali da influire sulle emissioni acustiche dell'installazione; i punti di rilievo fonometrico ai recettori sono identificati con le coordinate seguenti;

Postazioni di misura	***Latitudine nord***	***Longitudine est***
P1	41°44'22,93"	12°57'39,71"
P2	41°44'13,97"	12°57'41,17"
P3	41°44'6,29"	12°57'43,73"

72. Gli esiti delle misure effettuate e le relative interpretazioni devono essere conservati presso la centrale per almeno 5 anni, a disposizione degli Organi di Controllo; qualora i livelli sonori rilevati durante le summenzionate campagne di misura facciano riscontrare superamenti dei limiti stabiliti dal quadro emissivo di riferimento, l'impresa dovrà elaborare e trasmettere agli enti

preposti un piano di interventi che consentano di riportare i livelli sonori al di sotto dei limiti previsti.

GESTIONE DEI RIFIUTI

73. il Gestore deve prevenire per quanto possibile la produzione di rifiuti, a norma del D.Lgs. 152/06, articolo 6, comma 16, lettera c);
74. il Gestore deve verificare la corretta classificazione dei rifiuti generati nelle varie fasi dell'esercizio dell'impianto ed assicurare la regolare tenuta dei registri di carico e scarico previsti dal decreto Ministero ambiente 10/04/1998 n. 148;
75. le aree per lo stoccaggio dei rifiuti devono essere localizzate in area pavimentata e coperta, opportunamente identificate e contrassegnate per una rapida individuazione con targhe ben visibili sia per dimensione che per collocazione, al fine di rendere nota la natura e la pericolosità dei rifiuti stoccati; le targhe identificative dovranno riportare la natura dei rifiuti espressa secondo gli opportuni codici E.E.R. allo scopo di distinguerli dalla materie prime presenti nell'impianto stesso; i rifiuti pericolosi dovranno essere stoccati e identificati separatamente dai rifiuti non pericolosi; qualora nel corso di validità dell'autorizzazione il Gestore intenda attivare nuove aree di deposito temporaneo, dovrà darne comunicazione alla Città metropolitana e all'Arpa;
76. la gestione dei rifiuti in regime di "deposito temporaneo" deve essere effettuata nel rispetto delle condizioni stabilite dalla legislazione vigente (art. 183 del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii.). La registrazione dei controlli sul "deposito temporaneo" verrà effettuata come previsto dal PMeC. In particolare, il deposito temporaneo deve essere effettuato per categorie omogenee di rifiuti, con la protezione di appositi bacini di contenimento laddove possano verificarsi fuoriuscite di sostanze inquinanti;
77. il deposito dei rifiuti deve avvenire in modo tale da preservare i contenitori dall'azione degli agenti atmosferici e da impedire che eventuali perdite possano defluire in corpi recettori superficiali e/o profondi (in particolare sul terreno, in pozzi idropotabili, pozzi perdenti, caditoie a servizio della rete di raccolta acque meteoriche);
78. i contenitori destinati allo stoccaggio dei rifiuti devono essere disposti in modo tale da garantire una facile ispezionabilità ed una sicura movimentazione;
79. i recipienti contenenti i rifiuti speciali devono possedere adeguati requisiti di resistenza in relazione alle proprietà chimico-fisiche ed alle caratteristiche del contenuto; tali recipienti devono essere provvisti sia di idonee chiusure per impedire la fuoriuscita del contenuto, sia di dispositivi atti a rendere sicure ed agevoli le operazioni di riempimento, svuotamento, movimentazione ed ispezione;
80. gli olii usati devono essere gestiti in conformità agli obblighi previsti per i detentori dalla normativa vigente in materia e lo stoccaggio deve possedere i requisiti previsti dall'art. 2 del D.M. 392/96.

PRESCRIZIONI per la PROTEZIONE DEL SUOLO e delle ACQUE SOTTERRANEE

Il Gestore dovrà;

81. provvedere alla corretta manutenzione della pavimentazione dell'intero stabilimento (interna ed esterna) per prevenire infiltrazioni di contaminanti nelle acque sotterranee;
82. verificare l'integrità strutturale dell'area di stoccaggio e dei serbatoi delle sostanze chimiche e dei serbatoi di stoccaggio del gasolio, nonché registrare i dati rilevati secondo quanto specificato nel PMeC;
83. ripetere, salvo diverse indicazioni del Ministero dell'Ambiente, ai sensi dell'art. 29-sexies comma 6-bis del D.Lgs. 152/06, le analisi delle sostanze indicate rispettivamente nelle tabelle C17 "Misure piezometriche qualitative" e C18 "monitoraggio al suolo" del PMeC, con le

frequenze riportate nello stesso e per la verifica del rispetto dei valori indicati in Tabella 2 dell'Allegato 5 alla parte IV del D.Lgs. 152/2006: le date in cui verranno effettuati tali controlli dovranno essere comunicate con almeno 15 giorni di anticipo all'Arpa e per conoscenza al Comune, alla Città metropolitana e al Ministero dell'Ambiente, e i risultati dovranno essere trasmessi ai medesimi Enti entro 2 mesi dalle date di campionamento;

PRESCRIZIONI PER I CONTROLLI PROGRAMMATI

84. ai sensi dell'articolo 29-decies, comma 3 del D.Lgs. 152/2006, la Sezione Provinciale di Roma di Arpa Lazio è l'autorità titolare della conduzione dei controlli previsti dal presente provvedimento e definisce, sentito anche il Gestore, le modalità tecniche e le tempistiche più adeguate all'attuazione dell'allegato piano di monitoraggio e controllo, garantendo in ogni caso il rispetto dei parametri di cui al piano medesimo che determinano la tariffa dei controlli;

85. sono a carico del Gestore gli oneri per i controlli programmati effettuati da Arpa, previsti dall'articolo 29-decies comma 3 del D.Lgs. 152/06, da calcolare sulla base delle tariffe in vigore nella Regione Lazio;

86. la Sezione Provinciale di Roma di Arpa Lazio dovrà :
    a. verificare i rapporti periodici inviati dal Gestore individuando eventuali criticità ambientali ed eventuali non conformità e provvedendo ad informarne la Città metropolitana;
    b. accertare quanto previsto dal comma 3 lettere a), b) e c) dell'articolo 29-decies del D.Lgs. 152/2006;
    c. effettuare i controlli secondo le frequenze e le modalità specificate nel piano di monitoraggio e controllo comunicando gli esiti e indicando le situazioni di mancato rispetto delle prescrizioni e proponendo le misure da adottare secondo quanto previsto dal comma 6 dell'articolo 29-decies del D.Lgs. 152/2006.