



Riesame dell’Autorizzazione Integrata Ambientale dell’Impianto di Compressione Gas di Enna (EN)

RELAZIONE TECNICA

Sommario

1	DEFINIZIONI	3
2	INTRODUZIONE	5
2.1	PREMESSA.....	5
3	IDENTIFICAZIONE DELL’IMPIANTO IPPC	6
4	INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE	7
4.1	INQUADRAMENTO URBANISTICO E GEOGRAFICO.....	7
4.2	INQUADRAMENTO GEOLOGICO, IDROGEOLOGICO.....	8
4.3	INQUADRAMENTO AMBIENTALE – ACQUE SUPERFICIALI.....	10
4.4	INQUADRAMENTO AMBIENTALE – ARIA.....	11
5	DESCRIZIONE ED ANALISI DELL’ATTIVITÀ PRODUTTIVA	17
5.1	ATTIVITÀ E CAPACITÀ PRODUTTIVA.....	17
5.1.1	<i>Descrizione dell’impianto</i>	17
5.2	CICLO PRODUTTIVO.....	18
5.2.1	<i>Aspirazione gas</i>	18
5.2.2	<i>Compressione Gas</i>	18
5.2.3	<i>Mandata Gas</i>	19
5.2.4	<i>Attività ausiliarie</i>	19
5.3	SISTEMI DI CONTROLLO E GESTIONE DEL SITO.....	20
5.3.1	<i>SCU ed SCS</i>	20
5.3.2	<i>Manutenzione</i>	21
5.3.3	<i>Gestione delle acque reflue e meteoriche</i>	21
5.3.4	<i>Stoccaggio e movimentazione materie prime e combustibili</i>	21
6	MATERIE PRIME E AUSILIARIE	23
7	CONSUMI	25
7.1	CONSUMI DI MATERIE PRIME.....	25
7.2	CONSUMI DI RISORSE ENERGETICHE E BILANCIO ENERGETICO.....	25
7.3	CONSUMI IDRICI.....	26
8	EMISSIONI	27
8.1	EMISSIONI IN ATMOSFERA CONVOGLIATE.....	27
8.2	SINTESI ANALISI STORICHE DEL CONTROLLO EMISSIONI.....	29
8.3	EMISSIONI FUGGITIVE/ECCEZIONALI.....	29
8.4	SCARICHI IDRICI ED EMISSIONI IN ACQUA.....	30
8.5	EMISSIONI SONORE.....	31
8.6	EMISSIONI ODORIGENE.....	31
9	RIFIUTI	31
10	AZIONI SVOLTE PER IL CONTENIMENTO DELLE EMISSIONI E VALUTAZIONI APPLICAZIONE DELLE BAT	33
10.1	PREMESSA.....	33
10.2	OGGETTO DELLA RELAZIONE.....	34
10.2.1	<i>Esiti del confronto</i>	56

1 Definizioni

Autorità competente (AC)	Il Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Direzione Generale per le Valutazioni e le Autorizzazioni Ambientali.
Ente di controllo (EC)	L’Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), per impianti di competenza statale, che può avvalersi, ai sensi dell’articolo 29- <i>decies</i> del Decreto Legislativo n. 152 del 2006 e s.m.i., dell’Agenzia per la protezione dell’ambiente della Regione Siciliana.
Commissione IPPC	La Commissione istruttoria di cui all’art. 8- <i>bis</i> del D. Lgs. 152/2006 e s.m.i.
Gestore	SNAM RETE GAS S.p.A. (SRG) - Centrale di compressione gas di Enna, installazione IPPC sita nel Comune di Enna, indicato nel testo seguente con il termine Gestore ai sensi dell’Art. 5, comma 1, lettera r- <i>bis</i> del D. Lgs. 152/06 s.m.i.
Impianto	L’unità tecnica permanente in cui sono svolte una o più attività elencate nell’allegato VIII parte seconda del D. Lgs. 152/2006 e s.m.i. e qualsiasi altra attività accessoria, che siano tecnicamente connesse con le attività svolte nel luogo suddetto e possano influire sulle emissioni e sull’inquinamento. È considerata accessoria l’attività tecnicamente connessa anche quando condotta da diverso gestore (art. 5, comma 1, lettera i- <i>quarter</i> del D. Lgs. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D. L. 46/2014).
Inquinamento	L’introduzione diretta o indiretta, a seguito di attività umana, di sostanze, vibrazioni, calore o rumore nell’aria, nell’acqua o nel suolo, che potrebbero nuocere alla salute umana o alla qualità dell’ambiente, causare deterioramento di beni materiali, oppure danno o perturbazioni a valori ricreativi dell’ambiente o ad altri suoi legittimi usi (art. 5, comma 1, lettera i- <i>ter</i> del D. Lgs. 152/06 e s.m.i.).
Migliori tecniche disponibili (MTD) Best Available Techniques (BAT)	<p>La più efficiente ed avanzata fase di sviluppo di attività e relativi metodi di esercizio indicanti l’idoneità pratica di determinate tecniche a costituire, in linea di massima, la base dei valori limite di emissione intesi ad evitare oppure, ove ciò si riveli impossibile, a ridurre in modo generale le emissioni e l’impatto sull’ambiente nel suo complesso.</p> <p>Nel determinare le migliori tecniche disponibili, occorre tenere conto in particolare degli elementi di cui all’allegato XI alla parte II del D. Lgs. 152/06 e s.m.i..</p> <p>Si intende per:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Tecniche: sia le tecniche impiegate sia le modalità di progettazione, costruzione, manutenzione, esercizio e chiusura dell’impianto; 2. Disponibili: le tecniche sviluppate su di una scala che ne consenta l’applicazione in condizioni economicamente e tecnicamente idonee nell’ambito del relativo comparto industriale, prendendo in considerazione i costi e i vantaggi, indipendentemente dal fatto che

	<p>siano o meno applicate o prodotte in ambito nazionale, purché il gestore possa utilizzarle a condizioni ragionevoli;</p> <p>3. Migliori: le tecniche più efficaci per ottenere un elevato livello di protezione dell'ambiente nel suo complesso (art. 5, c. 1, lett. 1-ter del D. Lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D. Lgs. n. 46/2014).</p>
Documento di riferimento sulle BAT	Documento pubblicato dalla Commissione Europea ai sensi dell'articolo 13, par. 6, della direttiva 2010/75/UE complesso (art. 5, c. 1, lett. 1-ter del D. Lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D. Lgs. n. 46/2014).
Conclusioni sulle BAT	Un documento adottato secondo quanto specificato dall'art. 13, par. 5, della direttiva 2010/75/UE, e pubblicato in italiano nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea, contenente le parti di un BREF riguardanti le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili, la loro descrizione, le informazioni per valutarne l'applicabilità, i livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEL), il monitoraggio associato, i livelli di consumo associati e, se del caso, le pertinenti misure di bonifica del sito (art. 5, c. 1, lett. 1-ter del D. Lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D. Lgs. n. 46/2014).
Piano di Monitoraggio e di Controllo (PMC)	I requisiti di controllo delle emissioni, che specificano, in conformità a quanto disposto dalla vigente normativa in materia ambientale e nel rispetto di quanto previsto dall'art. 29-bis del D. Lgs. 152/06 e s.m.i., la metodologia e la frequenza di misurazione, la relativa procedura di valutazione, nonché l'obbligo di comunicare all'autorità competente i dati necessari per verificarne la conformità alle condizioni di autorizzazione integrata ambientale, ed all'autorità competente ed ai comuni interessati i dati relativi ai controlli delle emissioni richiesti dall'autorizzazione integrata ambientale, sono contenuti in un documento definito Piano di Monitoraggio e Controllo che è parte integrante dell'autorizzazione integrata ambientale. Il PMC stabilisce, in particolare, nel rispetto di quanto previsto dall'articolo 29-bis, comma 1, del D. Lgs. 152/06 e s.m.i., le modalità e la frequenza dei controlli programmati di cui all'articolo 29-decies, comma 3 del D. Lgs. 152/06 e s.m.i..
Valori Limite di Emissione (VLE)	La massa di inquinante espressa in rapporto a determinati parametri specifici, la concentrazione ovvero il livello di un'emissione che non possono essere superati in uno o più periodi di tempo. I valori limite di emissione possono essere fissati anche per determinati gruppi, famiglie o categorie di sostanze, indicate nell'allegato X alla Parte II del D. Lgs. 152/06 e s.m.i..



2 Introduzione

2.1 Premessa

La seguente Relazione Tecnica è stata redatta come parte integrante della richiesta di riesame AIA effettuata ai sensi del D. Lgs. 152/06, Parte II, Titolo III-*bis*, per la Centrale di compressione gas naturale di Enna (EN).

Il riesame complessivo con valenza di rinnovo viene presentato all'Autorità Competente ai sensi dell'articolo 29-*octies*, comma 3, del D. Lgs. 152/06, a seguito della pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea n. L212 del 17/08/2017 della Decisione di Esecuzione (UE) 2017/1442 del 31 luglio 2017, per la verifica che le condizioni di autorizzazione dell'installazione rispettino il D. Lgs. 152/06 e s.m.i. ed in particolare l'articolo 29-*sexies*, commi 3, 4 e 4-*bis* riguardo ai valori limite di emissione.

Attualmente, l'impianto è autorizzato con **Determina dirigenziale n. 210 del 03/08/2017** – Rilascio Autorizzazione Integrata Ambientale in rinnovo della precedente AIA n. 228 del 26/03/2008 e successivi provvedimenti di modifica, aggiornato dalla seguente documentazione:

- **Prot. DVA-D3-AG-6726_2017-0298 del 04/12/2017** – Trasmissione del PMC modificato.
- **Prot. DVA-Registro Ufficiale I.0015937 del 06/07/2017** – presa d'atto cambio gestore.



3 Identificazione dell'impianto IPPC

Denominazione:

Centrale di compressione gas di Enna (EN)

Numero attività IPCC:

1

Numero attività non IPCC:

Per ogni attività IPCC all'interno dell'impianto, indicare:

Codice IPPC	1.1	Classificazione IPPC	Combustione di combustibili in installazione con una potenza termica nominale totale pari o superiore a 50 MW
Codice NOSE-P	101.04	Classificazione NOSE-P	Combustione nelle turbine a gas
Codice NACE	49.50	Classificazione NACE	Trasporto mediante condotte
Codice ISTAT	49.50	Classificazione ISTAT	Trasporto mediante condotte

Indirizzo dell'impianto

Comune	Enna	CAP	94100	Prov.	EN
Frazione/località	S.S. 192, località Calderai			N.	
Telefono	0935 531651				
E-mail	coordinamento.impianti@pec.snam.it				
Coordinate WGS 84	Longitudine Est	14.363746	Latitudine Nord	37.561052	

Sede legale

Comune	S. Donato Milanese	Cod.	15192	Prov.	MI	Cod.	15146
Via	Piazza Santa Barbara			N.	7		
Telefono	02-37037254		Fax	02-37037260			
E-mail							
Partita IVA	10238291008						

Gestore IPPC dell'impianto

Nome	Antonio	Cognome	Gravina				
Nato a	Venosa	Prov.	PZ	II	05/09/1979		
Residente a	Domiciliato per la carica a Crema		Prov.	CR			
Via	Libero Comune			N.	5		
Telefono	3404706463						
E-mail	coordinamento.impianti@pec.snam.it						
Codice fiscale	GRVNTN79P05L738S						

Referente IPPC

Nome	Maurizio	Cognome	Ruggiero				
Indirizzo uffici	Crema (Cr) – Via Libero Comune			N.	5		
Telefono	0373-892690				Fax		
E-mail	coordinamento.impianti@pec.snam.it						

4 Inquadramento territoriale e ambientale

4.1 Inquadramento urbanistico e geografico

La Centrale di compressione gas, costruita nel 1982 ed ampliata nel 2013, è ubicata in località Calderai S.S. 192 nel Comune di Enna ed occupa una superficie pari a circa 130.476 m². L'area in esame è ubicata in un contesto a vocazione agricola ed è delimitata a nord da un tratto della S.S. 192, a ovest da una strada comunale, a sud dal torrente Baronessa ed a est da terreni agricoli.



Fig. 4.1 – Vista aerea della centrale di Enna (fonte: Google Maps).

L'area è identificata nel catasto comunale di Enna nei mappali 53 e 115 del foglio 92 e non è stata classificata dal Comune di Enna nel P.R.G. adottato con Delibera n. 108 del 05-12-2017. Dal punto di vista cartografico, l'area ricade nel foglio n. 268, I Quadrante SE, della Carta d'Italia edita dall'IGM in scala 1:25.000.

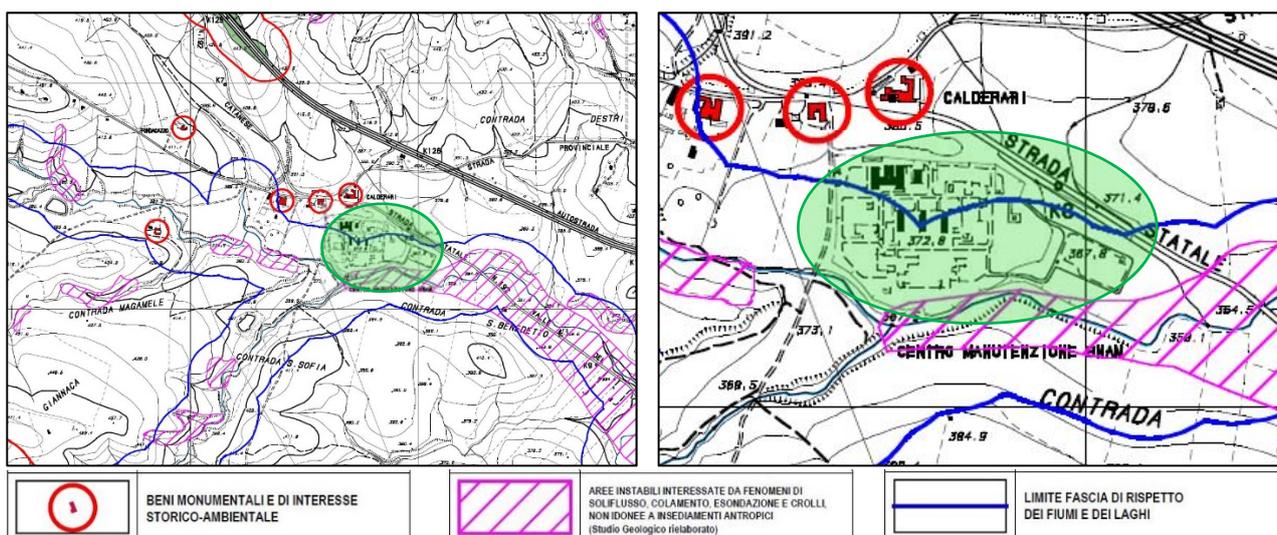


Fig. 4.2 – Stralcio della tavola D1.7 in scala 1:10.000 del PRG adottato (fonte: sito del Comune di Enna).

Nella “Relazione” relativa al “Piano di Classificazione Acustica del Comune di Enna” (redatto nel dicembre 2013 e disponibile sul sito internet del Comune di Enna) si afferma che dalle tavole cartografiche della zonizzazione acustica del territorio comunale sono escluse le parti di territorio marginali e lontane dai centri abitati o comunque non significative ai fini della classificazione. La zona in cui risiede la centrale (località Calderari) è esclusa dalle tavole e fa parte del territorio

genericamente descritto come “Territorio agricolo” e ritenuto non significativo. A scopo cautelativo, si ipotizza quindi per le abitazioni circostanti alla centrale l’inserimento in classe III (Aree di tipo misto), solitamente adottata dai comuni per le zone agricole e confermata anche dalle “Linee guida per la classificazione in zone acustiche del territorio dei comuni” emanate da ARPA Sicilia e approvate dalla Regione con Dec.Ass. 11/9/2007. Per la centrale stessa si ipotizza l’inserimento in classe V (Aree prevalentemente industriali).

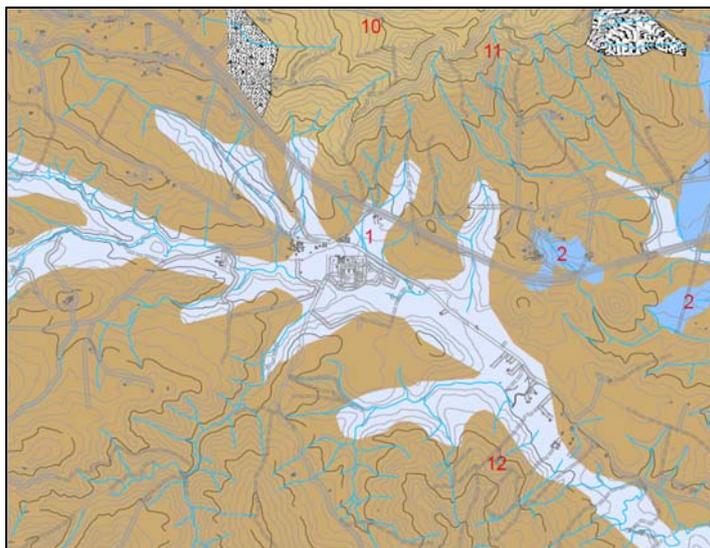
4.2 Inquadramento geologico, idrogeologico

Sotto il profilo geologico-strutturale, il territorio di studio si trova in un avanfossa, originatasi dal collasso del margine dell’avampaese, che tende ad incunarsi sotto le falde della catena appenninico-maghrebide.

L’avanfossa s.s. ha un trend SO-NE e si estende longitudinalmente da Gela a Catania; in questo settore è ricoperta dall’estremità della Falda di Gela, che rappresenta il fronte più avanzato della catena appenninico-maghrebide.

L’avanfossa s.s. nel sottosuolo è interessata da strutture compressive ed è caratterizzata esternamente da una copertura neogenica-quadernaria con caratteri litologici simili a quelli delle successioni coeve dell’avampaese (nel Quaternario si sedimentano biocalcareni, argille e vulcaniti).

Nello specifico, l’area della Centrale insiste su terreni con originario andamento morfologico subpianeggiante, il cui immediato sottosuolo è costituito da una coltre di origine alluvio-colluviale (di spessore non superiore ad una decina di metri), di natura prevalentemente limoso-argilloso-sabbiosa (“Depositi alluvionali attuali recenti” in figura 4.3), poggiante sul substrato di origine marina costituito da argille ed argille marnose di colore grigio-azzurro, riferibili al Miocene medio (“Formazione di Terravecchia” in figura 4.3).



- 1** **DEPOSITI ALLUVIONALI ATTUALI E RECENTI:**
costituiti da conglomerati ghiaie, sabbie, limi, talora con terrazzamenti con spessori sino a 20 m, per i depositi attuali e tra 30 - 40 m per i depositi recenti.
ETA': OLOCENE
- 12** **FORMAZIONE DI TERRAVECCHIA:**
Marni argillose grigio-azzurre e/o brune e sabbie quarzose di colore giallastro presenti sotto forma di cottili livelli o grosse lenti. A nord di Sperlinga si presenta in bancate sabbiose con conglomerati alternati a silte ed argille. Nell'area di cozzo campana sono presenti sabbie quarzose grossolane passanti verso l'alto ad alternanze di argille, sabbie fini e silte. Gli spessori oscillano intorno alle centinaia di metri. Nell'area di Rocca Mercadante sono presenti biocalcareni giallo-brunastre con stratificazioni incrociate riscontrate anche nell'area di Sperlinga. Nella parte alta si intercalano: argille brecciate, quarzareniti, Argille varicolori.
ETA': TORTONIANO SUP.

Fig. 4.3 – Stralcio della tavola Qcf-2 G del Quadro Conoscitivo del PTP di Enna, studio geologico in scala 1:25.000 (fonte: sito della Provincia di Enna).

Sulla base dell'ultima campagna geognostica riportata nella Relazione Geologica e Geotecnica redatta nel 2011 per il potenziamento della Centrale, al di sotto del terreno agrario, costituito essenzialmente da limo argilloso, si è riscontrata la presenza di un potente deposito di origine alluvionale di natura prevalentemente limosa e sabbiosa, e solo in parte da depositi ghiaiosi. I depositi alluvionali sono molto eteropici con scarsa continuità laterale e verticale. Sotto di essi, si rinviene invece con continuità, il substrato argillo-marnoso grigiastro, riferibile alla formazione marina del Miocene, rinvenuta fino alle massime profondità investigate e che caratterizza i rilievi che bordano la valle a partire da monte della strada provinciale.

Sulla base delle indagini eseguite, si può sintetizzare il seguente schema stratigrafico relativo all'area della Centrale:

- **Terreno agrario – riporto:** limo argillo sabbioso, brunastro, verdastro con resti di vegetali e materiale organico. Per uno spessore di 0,3 – 2,0 m.
- **Limi argillo-sabbiosi:** limi sabbiosi ocracei, verdastri, plastici, compatti. Fino alla profondità di 3,0 – 8,6 m.
- **Sabbie limose:** sabbie limose grossolane, giallo-verdastre, da poco addensate a compatte, con a tratti inclusi ghiaiosi e livelli più ghiaiosi. Per spessori compresi tra 3,0 e 9,0 m.
- **Argille marnose:** argille marnose grigiastre, azzurrastre. Molto consistenti, con intercalazioni sabbiose sempre grigiastre.

Riguardo all'area trappole, situata a nord della SS 192, la stratigrafia può essere sintetizzata come segue:

- **Coltre colluviale:** limi sabbiosi brunastri, plastici, alternati a sabbie grossolane poco addensate di colorazione brunastra, con trovanti centimetrici. Per uno spessore di circa 5,0 m.
- **Fascia eluviale:** limi sabbiosi compatti di colorazione nocciola, intrcalati a sabbie limose e raramente a livelli ghiaiosi. Per uno spessore di 2-3 m.
- **Formazione in posto:** argille marnose compatte e molto consistenti, di colorazione grigiasta, con livelli sabbiosi. A partire dalla profondità di 6,0-8,0 m.

In fase di perforazione è stata rilevata in quasi tutti i sondaggi la presenza della superficie piezometrica. L'area della Centrale è interessata infatti dalla presenza della falda di subalveo che permea l'acquifero rappresentato dai depositi alluvionali. Si ritiene che la soggiacenza possa essere di circa 2-3 m dal p.c. con variazioni legati all'andamento delle precipitazioni.

Nel tratto di versante che concerne l'area trappole, invece, si ritiene che la falda possa essere riscontrata ad una massima profondità di circa 4,7 m.

Inoltre, come da Piano Territoriale Provinciale, le aree della Centrale non ricadono in zone a pericolosità idrogeologica (fig. 4.4).

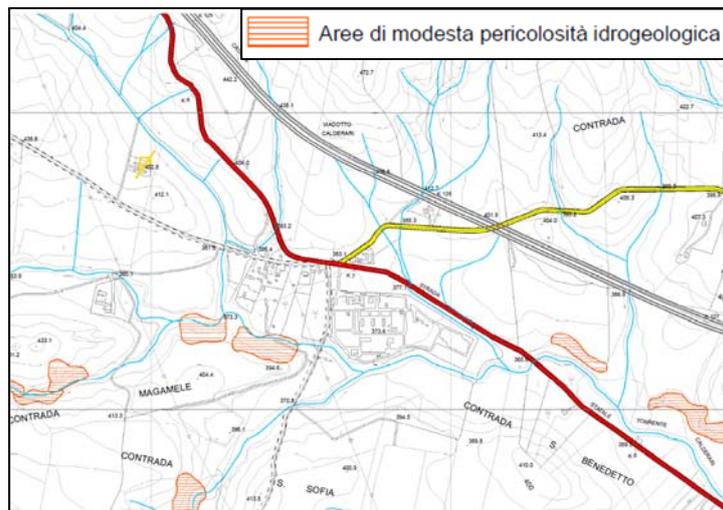


Fig. 4.4 – Stralcio della tavola G 632.010 del Quadro Operativo del PTP di Enna, sistema relazionale-infrastrutturale in scala 1:21.000 (fonte: sito della Provincia di Enna).

4.3 Inquadramento ambientale – Acque superficiali

La Centrale di Enna si trova ad una quota di circa 375 m s.l.m. e si sviluppa, in parte, su di un piccolo terrazzo alluvionale del torrente Baronessa, in sinistra idrografica. Il torrente presenta un alveo diffusamente vegetato con sponde di circa 3-4 m di altezza. Il corso d'acqua è stato oggetto di interventi di sistemazione con realizzazione di difese spondali longitudinali e trasversali gabbioni. In relazione alla presenza di tali difese, allo stato attuale, è possibile escludere interferenze da parte del corso d'acqua con la Centrale esistente.

Il Piano di Tutela delle Acque (PTA), conformemente a quanto previsto dal D. Lgs. 152/06 e ss.mm.ii. e dalla Direttiva europea 2000/60 (Direttiva Quadro sulle Acque), è lo strumento regionale volto a raggiungere gli obiettivi di qualità ambientale nelle acque interne (superficiali e sotterranee) e costiere della Regione Siciliana ed a garantire nel lungo periodo un approvvigionamento idrico sostenibile. Tale piano è stato adottato nel dicembre 2017 (Ordinanza n. 637 del 27/12/07) ed in seguito approvato dal Commissario Delegato per l'Emergenza bonifiche e la tutela delle acque della Sicilia tramite ordinanza n. 333 del 24/12/2008.

L'area d'interesse (centrale di compressione) è compresa all'interno del bacino idrografico "Simeto e lago di Pergusa", codificato come R 19 094, ricadente nel versante orientale della Sicilia (v. fig. seguente).

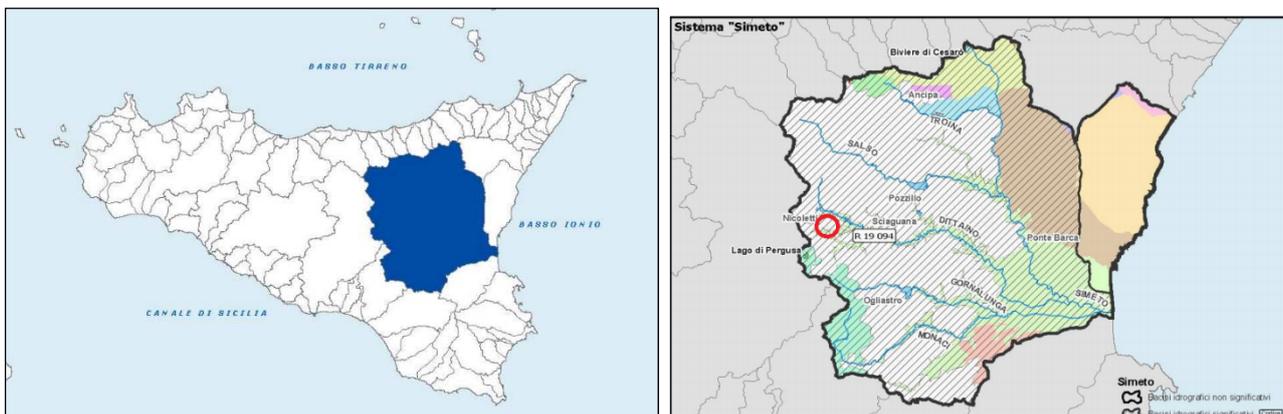


Figura 4.5 – Inquadramento idrografico dell'area.

In funzione di quanto descritto dal Piano di Tutela delle Acque (v. elaborato G.01 – Documento di sintesi del Piano di Tutela), in sintesi, tale sistema è caratterizzato da particolari criticità relative:

1. Alla presenza di attività agricole intensive per cui sarebbe necessario porre una serie di limiti di utilizzo nell'uso di fertilizzanti ed un controllo dei reflui di origine antropica;
2. All'inquinamento da parte dei reflui urbani e industriali, non collettati ai depuratori, nei corpi fluviali superficiali.

Il maggior impatto sulle risorse idriche è esercitato dalle industrie idroesigenti, generalmente a carattere produttivo che comprendono nel loro ciclo, fasi in cui viene utilizzata l'acqua, sono caratterizzate da elevati prelievi e scarichi inquinanti. Altre fonti di inquinamento sono rappresentate dalle attività agricole e zootecniche; l'inquinamento idrico è causato da penetrazione nel suolo di fertilizzanti, pesticidi e fitofarmaci che rappresentano elementi di criticità all'interno del bacino stesso.

In merito alle criticità da cui è affetto il Sistema sopraccitato, si sottolinea che presso l'impianto di compressione gas di Enna:

1. non vengono condotte lavorazioni correlabili con attività agricole intensive. A maggior tutela del corpo recettore, i reflui provenienti dai servizi igienici dell'impianto (generalmente ricchi di Azoto) vengono trattati su impianto di fitodepurazione a ciclo chiuso e non generano, quindi, alcuno scarico.
2. attualmente non vengono scaricate acque reflue diverse dalle acque meteoriche di dilavamento di impianto. In funzione della gestione delle superfici dell'impianto, tali acque, raccolte tramite apposita rete dedicata e separata dalle altre reti fognarie industriali, non contengono verosimilmente un carico inquinante tale da pregiudicare la qualità del corpo recettore. Le analisi condotte in conformità a quanto previsto dal Piano di Monitoraggio e Controllo hanno confermato tale tesi.

La tipologia di attività svolta all'interno del sito, le modalità di gestione delle acque reflue prodotte in impianto permettono, quindi, di rispettare le previsioni del Piano di Tutela delle Acque in materia di qualità delle acque.

4.4 Inquadramento ambientale – Aria

La Regione Siciliana ha approvato con D.A. n. 97/GAB del 2012 la zonizzazione e classificazione del territorio ai fini della qualità dell'aria per la protezione della salute umana. Il Comune di Enna ricade nell'area denominata "IT1915 Altro", dove non ci sono territori altamente urbanizzati né aree industriali a significativo contributo emissivo di inquinanti.

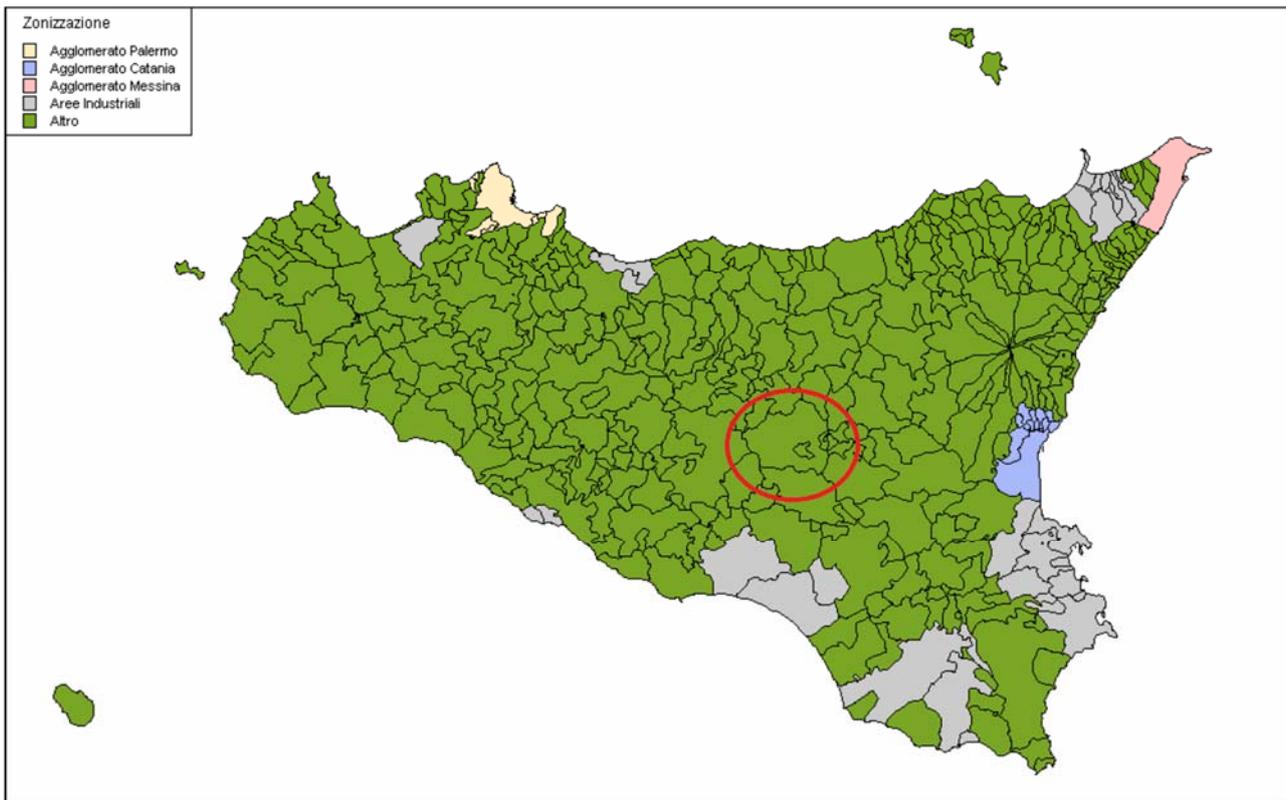


Figura 4.6 – Zonizzazione ai fini della qualità dell’aria della Regione Siciliana (fonte: sito di ARPA Sicilia).

Le emissioni in atmosfera di sostanze inquinanti della Centrale di compressione derivano principalmente da processi di combustione. Le emissioni di inquinanti in atmosfera indotte dal funzionamento della centrale di Enna sono riconducibili alle emissioni di NOx e CO da parte dei turbocompressori e delle caldaie per il riscaldamento fuel gas e fabbricati.

L’utilizzo di gas naturale come combustibile consente di considerare trascurabili le emissioni di polveri e di ossidi di zolfo.

La centralina fissa di monitoraggio dell’inquinamento atmosferico di Enna, ubicata in Via Valverde (Fig. 4.), si trova ad una distanza di circa 7,2 km dalla centrale di compressione gas. La stazione è di tipologia “fondo urbano” e rileva i seguenti parametri: biossido di zolfo (SO₂), biossido di azoto (NO₂), ozono (O₃), monossido di carbonio (CO), particolato (PM₁₀), benzene (C₆H₆).



Fig. 4.7 – Ubicazione Centrale di monitoraggio inquinamento atmosferico di Enna gestita da Arpa.

Si riportano di seguito le elaborazioni statistiche dei valori dei parametri NO₂ e CO rilevati dalla centralina nel triennio 2013÷2015, consultabili sul sito dell'Arpa Sicilia.

Biossido di azoto (NO₂)

Il biossido di azoto non rappresenta una criticità in quanto i valori di concentrazione media annua e i valori orari si sono mantenuti per tutto il triennio 2013÷2015 ben al di sotto del limite di legge pari rispettivamente a 40 µg/m³ e 200 µg/m³.

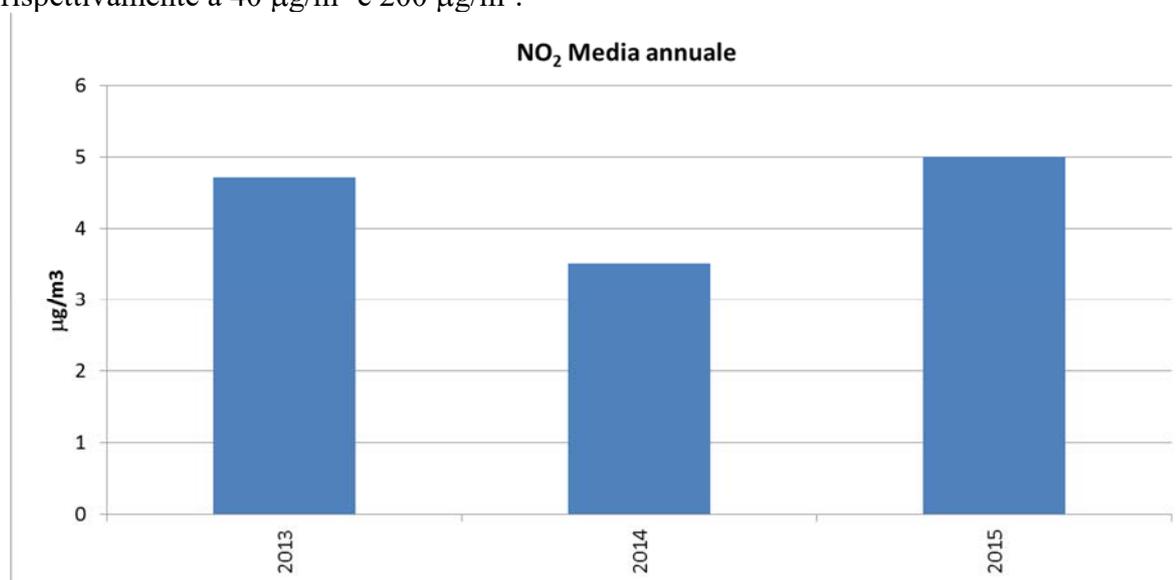


Fig. 4.8 – Andamento della concentrazione media annuale di NO₂ rilevata presso la centralina Arpa ubicata ad Enna (Via Valverde) nel triennio 2013÷2015

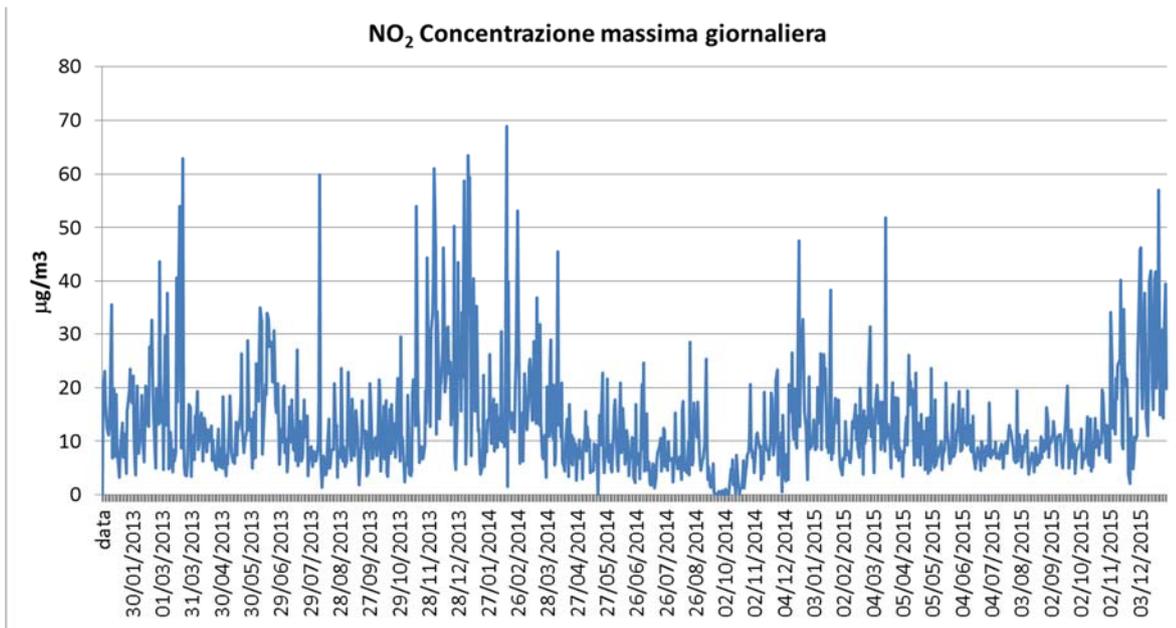


Fig. 4.9 – Andamento della massima concentrazione oraria di NO₂ rilevata presso la centralina Arpa ubicata ad Enna (Via Valverde) nel triennio 2013÷2015

Monossido di carbonio (CO)

Anche il monossido di carbonio non rappresenta una criticità in quanto i valori massimi giornalieri della media calcolata sulle 8 ore si sono mantenuti sempre ben al di sotto del limite di legge pari a 10 mg/m³.

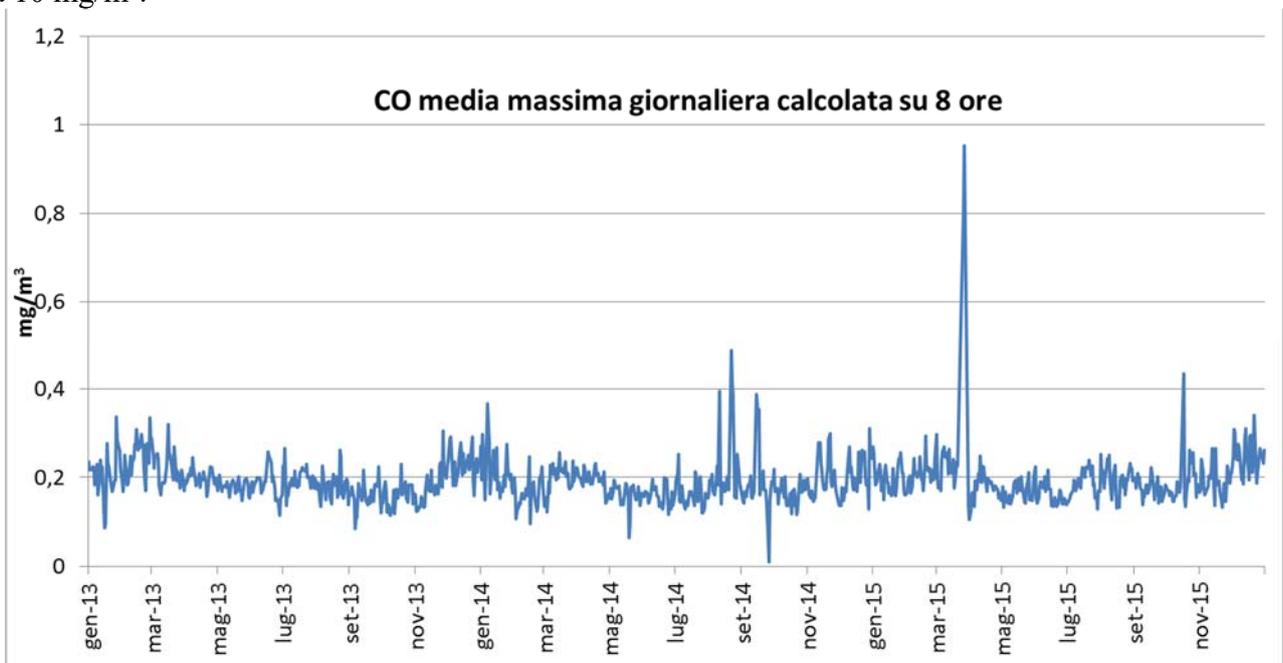


Fig. 4.10 – Andamento giornaliero della media massima sulle 8 ore di CO rilevata presso la centralina Arpa ubicata ad Enna (via Valverde) nel triennio 2013÷2015

Si riportano di seguito le conclusioni della Relazione sugli effetti sulla componente atmosfera derivanti dall'esercizio della centrale di compressione gas di Enna (EN) del giugno 2016.

Le simulazioni della dispersione degli inquinanti sono state condotte attraverso il sistema modellistico CALMET/CALPUFF. Il campo meteorologico tridimensionale fornito in input al modello di dispersione atmosferica CALPUFF è stato ricostruito per ogni ora dell'anno 2015 utilizzando il modello CALMET su un dominio di 10x10 km² approssimativamente centrato sulla Centrale di Compressione.

La scelta del modello di calcolo e le ipotesi alla base della simulazione (assenza di reazioni chimiche, risoluzione spaziale e temporale) risultano coerenti con le indicazioni riportate nelle Tabelle 1 e 2 dell'Appendice III del Decreto Legislativo 155/2010.

Le simulazioni sono state eseguite nella configurazione di massima capacità di compressione e spinta della centrale, ossia prevedendo in funzionamento in continuo (8.760 ore/anno) di:

- tre unità di turbo compressione TC3, TC5 e TC6;
- caldaia B-1B installata per il riscaldamento del gas combustibile della centrale;
- caldaie B-1 e B-2 adibite al riscaldamento del gas combustibile e dei cabinati e del fabbricato principale per la Centrale A.

È stato quindi considerato lo scenario emissivo più cautelativo tra quelli possibili durante l'esercizio della centrale.

Nell'applicazione del modello CALPUFF sono state considerate esclusivamente le emissioni di ossidi di azoto (NO₂) e monossido di carbonio (CO) dal momento che la normativa non impone limiti alle emissioni di polveri ed SO_x nel caso in cui il combustibile utilizzato sia gas naturale.

L'analisi dei risultati ottenuti attraverso l'applicazione del modello CALMET-CALPUFF ha evidenziato quanto segue:

- le concentrazioni medie annue fornite dal modello per NO₂ sono di 1÷3 µg/m³ e quindi inferiori di un ordine di grandezza rispetto alle concentrazioni medie annue prescritte dalla normativa (40 µg/m³); le concentrazioni orarie non raggiungono mai in nessun nodo della griglia di calcolo il valore limite orario di 200 µg/m³;
- le concentrazioni medie annue fornite dal modello per il monossido di carbonio non superano i 0,002 mg/m³ e sono inferiori di almeno 3 ordini di grandezza rispetto al valore limite prescritto dalla normativa (10 mg/m³ come media massima giornaliera sulle 8 ore);
- le concentrazioni medie più elevate si riscontrano ad N della centrale (ad una distanza di circa 1,5 km).

Al fine di caratterizzare statisticamente i valori di concentrazione ottenuti nella simulazione annuale si è fatto riferimento ai seguenti parametri:

- per il biossido di azoto al 99,8° percentile, l'indicatore a cui si riferisce il valore limite orario per la protezione della salute umana fissato dalla normativa vigente a 200 µg/m³ da non superare per più di 18 volte in un anno.
- per il monossido di carbonio la massima media giornaliera sulle 8 ore, il cui limite è fissato dalla normativa in 10 mg/m³

Il post-processamento dei dati orari ottenuti dalla simulazione modellistica ha evidenziato il rispetto dei valori prescritti dalla normativa vigente, (D.Lgs. 155/2010) sia per quanto riguarda gli ossidi di azoto (NO₂), sia per quanto riguarda il monossido di carbonio (CO). Per il biossido di azoto il valore più alto del 99,8° percentile è 80,4 µg/m³ che si riscontra in direzione Nord rispetto alla centrale, ad una distanza di 1,5 km; per il monossido di carbonio il valore più alto di concentrazione media massima sulle 8 ore all'interno del dominio di calcolo è pari a 0,06 mg/m³, ben al di sotto del limite di legge.

Si può pertanto escludere che l'emissione di inquinanti atmosferici (in particolare NO₂ e CO) a seguito dell'esercizio della centrale di compressione possa determinare una variazione percepibile della qualità dell'aria nell'intorno del sito.

Non è stato possibile confrontare i valori orari di NO₂ e CO ottenuti dalla simulazione con i dati di qualità dell'aria della zona in quanto non esistono all'interno del dominio di calcolo centraline di rilevazione della qualità dell'aria; la centralina più vicina, gestita da ARPA Sicilia, si trova a Enna in via Valverde ad una distanza di circa 7,2 km dalla centrale di compressione gas e a circa 3 km dal limite ovest del dominio di calcolo (Fig. 4.11).

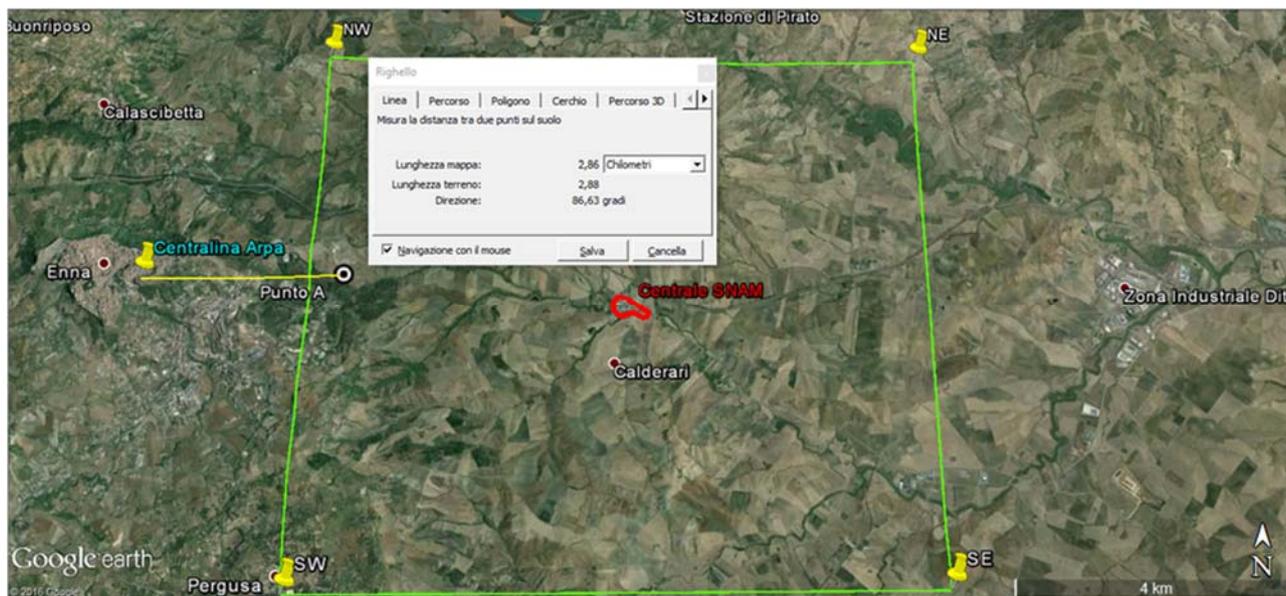


Fig. 4.11 – Ubicazione del punto A ed indicazione della distanza dalla centralina di rilevamento della qualità dell'aria.

Si riportano di seguito i valori della concentrazione media annuale e del massimo valore di concentrazione in corrispondenza del punto A, nodo della griglia del dominio di calcolo più vicino alla centralina di rilevamento della qualità dell'aria di Enna (Tab. 4.1).

Tab. 4.1 – Confronto tra le concentrazioni rilevate dalla centralina di qualità dell'aria di Enna e quelle determinate dal modello di dispersione in corrispondenza del punto A più vicino alla centralina.

	Centralina Enna	Punto A
Anno	media annua NO ₂ (µg/m ³)	NO ₂ media annua (µg/m ³)
2015	5	0,173
	media annua CO (mg/m ³)	CO media annua (mg/m ³)
2015	0,17	2,77X10 ⁻⁴

Il contributo della Centrale di Compressione nel punto A situato a circa 3 km dalla centralina di monitoraggio della qualità dell'aria di Enna è pari a circa il 3,4% per quanto riguarda la media annuale di NO₂, e allo 0,16% per quanto riguarda la media annuale di CO.

5 Descrizione ed analisi dell'attività produttiva

5.1 Attività e capacità produttiva

La Centrale di Compressione di Enna fa parte dell'ampia rete di trasporto gas, dislocata lungo tutta la penisola italiana, attraverso cui SNAM Rete Gas (SRG) con sede legale a S. Donato Milanese, Piazza Santa Barbara n.7, effettua il servizio di compressione del gas naturale. Nello specifico la Centrale di Enna è la prima centrale che può comprimere il gas proveniente dai giacimenti africani.

L'impianto di Enna, così come tutti gli impianti di compressione gas naturale, non svolge alcuna attività produttiva vera e propria, ma effettua esclusivamente l'azione di "spinta" del gas naturale all'interno della rete dei metanodotti SRG.

Tale attività è svolta da turbine, alimentate a gas naturale, utilizzate per l'azionamento diretto di compressori che forniscono al gas la spinta necessaria per il trasporto nella rete gasdotti.

L'attività svolta da tali turbine rientra all'interno delle Attività **IPPC** "*Integrated Pollution Prevention and Control*" codice **1.1**, ovvero "**Combustione di combustibili in installazione con una potenza termica nominale totale pari o superiore a 50 MW**".

5.1.1 Descrizione dell'impianto

La Centrale in oggetto è ubicata a nel Comune di Enna (EN), in località Calderai S.S. 192 ed occupa una superficie pari a circa 130.476 m², di cui circa 6.500 m² sono coperti, circa 73.376 m² sono scoperti e impermeabilizzati e circa 50.600 m² sono aree scoperte e non pavimentate.

La centrale comprende essenzialmente tre aree, di seguito descritte:

➤ *Area Impianti*

Nell'area impianti sono installate le unità di compressione, collocate all'interno di cabinati insonorizzati, il piping di centrale e di unità, completo di tutte le necessarie valvole, un sistema silenziato di scarico ordinario e uno non silenziato con funzione di scarico rapido di emergenza, entrambi provvisti di rilevatori di fiamma e dispositivi automatici di spegnimento. Completano l'impianto il sistema di filtraggio gas, le tubazioni di centrale, il sistema gas combustibile e produzione acqua calda e tre generatori elettrici in grado di fornire l'intera potenza richiesta, costituiti da motore diesel che si avviano automaticamente in mancanza di fornitura elettrica della rete esterna.

La centrale è dotata di 4 unità di compressione, ciascuna costituita da una turbina di tipo aeronautico accoppiata ad un compressore centrifugo monostadio e ad un gruppo ausiliario di turbina:

- n. 3 unità (TC3, TC5, TC6) da 23.262 kW di potenza meccanica (64,350 kW termici);
- n. 1 unità (TC4) da 23.577 kW di potenza meccanica (64,438 kW termici).

Le turbine TC3-TC4 sono definite come centrale A mentre le turbine TC5-TC6 come centrale B.

➤ *Area Fabbricati*

L'area fabbricati comprende diversi edifici che comprendono:

- sala controllo,
- sala quadri elettrici,
- uffici,
- officina,
- magazzino,
- cabina elettrica di trasformazione,
- altri locali tecnici,
- sala telemisure,
- gruppo generatore elettrico di emergenza.

➤ *Strade e Piazzali*

Sono costituite da una rete stradale interna che collega l'accesso alla centrale di compressione con i fabbricati e le aree impianti, e da camminamenti pavimentati di larghezza adeguata che permettono di accedere alle zone di manutenzione e alle aree di manovra.

5.2 Ciclo produttivo

Il ciclo produttivo della centrale è suddiviso nelle seguenti fasi:

- Aspirazione;
- Compressione;
- Mandata.

Le turbine TC3-TC4 sono definite come centrale A mentre le turbine TC5-TC6 come centrale B.

5.2.1 Aspirazione gas

Il gas da comprimere, proveniente dalla rete di trasporto nazionale, viene immesso in centrale attraverso un collettore di aspirazione munito di valvole motorizzate di intercettazione, e confluisce alle tubazioni di aspirazione delle unità di compressione, passando dai relativi filtri gas.

Sul collettore di aspirazione sono derivate le linee per:

- gas combustibile per le unità di compressione;
- gas servizi.

Il gas combustibile passa in un sistema di separatori per essere filtrato e viene preriscaldato, tramite generatori di calore, ridotto di pressione e misurato prima di essere inviato in camera di combustione. Il gas servizi viene ridotto alla pressione di utilizzo, filtrato, misurato ed utilizzato per l'alimentazione dei generatori di calore, dedicati al preriscaldamento gas combustibile delle unità di compressione, per il riscaldamento di ambienti (riscaldamento uffici) e per la produzione di acqua calda per uso igienico-sanitario.

5.2.2 Compressione Gas

La centrale è equipaggiata con quattro unità di compressione costituite da turbine a gas (parte motore) accoppiate a compressori centrifughi monostadio (componente che conferisce al gas l'energia necessaria per il trasporto nella rete gasdotti). Ciascuna unità è dotata di motore elettrico per l'avviamento e giunto idraulico.

Tab. 5.1 - Consistenza impiantistica centrale – Turbine a gas

Nome	Tipo	Costruttore	Potenza termica (kW)	Alimentazione
TC3	PGT 25 DLE	G.E. – Nuovo Pignone	64.350	Gas naturale
TC4	PGT 25 DLE	G.E. – Nuovo Pignone	64.438	Gas naturale
TC5	PGT 25 DLE	G.E. – Nuovo Pignone	64.350	Gas naturale
TC6	PGT 25 DLE	G.E. – Nuovo Pignone	64.350	Gas naturale

Il gas combustibile delle unità di compressione è preriscaldato mediante scambiatori di calore acqua-gas utilizzando il calore di cinque caldaie fuel gas.

Per il riscaldamento della palazzina per sala controllo/quadri centrale B è installata una pompa di calore, mentre l'acqua calda sanitaria della stessa palazzina è prodotta con pannelli solari.

Tab. 5.2 - Consistenza impiantistica centrale – Generatori di calore			
Denominazione	Tipo	Potenza termica (kW)	Alimentazione
Caldaia B-1	Generatore di calore con bruciatore ad aria soffiata	655	Gas naturale
Caldaia B-2	Generatore di calore con bruciatore ad aria soffiata	655	Gas naturale
Caldaia B-3	Generatore di calore con bruciatore ad aria soffiata	655	Gas naturale
Caldaia B-1B	Generatore di calore con bruciatore ad aria soffiata	348	Gas naturale
Caldaia B-2B	Generatore di calore con bruciatore ad aria soffiata	348	Gas naturale

La configurazione tipica massima potrebbe vedere in esercizio le due unità TC5 e TC6 e una tra le altre due unità TC3 o TC4; alternativamente è possibile anche il funzionamento di due sole unità (anche solo la centrale A o B) o di una sola turbina, in caso di richiesta ridotta dell'utenza.

Nella massima configurazione di esercizio, sarà in marcia una delle caldaie (B-1B o B-2B) installate per il riscaldamento del gas combustibile della centrale B (mentre l'altra sarà tenuta di riserva) e, tra le tre caldaie (B1-2-3), due saranno in funzione adibite al riscaldamento del gas combustibile e dei cabinati e del fabbricato principale per la Centrale A e una sarà mantenuta di riserva.

L'alimentazione elettrica avviene tramite linea elettrica esterna.

In mancanza di rete elettrica esterna, sono presenti tre **gruppi elettrogeni di emergenza** azionati da motore diesel.

Tab. 5.3 - Consistenza impiantistica centrale – Gruppo elettrogeno				
Denominazione	Modello motore	Costruttore	Potenza termica (kW)	Alimentazione
Gruppo elettrogeno DG1	ID36S12V	Isotta Fraschini	2.059	Gasolio
Gruppo elettrogeno DG2	KTA-50-G3	Cumminis	2.630	Gasolio
Gruppo elettrogeno DG-1B	S12R-PTA	Mitsubishi	3.000	Gasolio

5.2.3 Mandata Gas

Il gas in uscita dalle unità di compressione è convogliato al collettore di mandata della centrale e da qui inviato al dispositivo di misura della portata e poi immesso nella rete di trasporto nazionale.

5.2.4 Attività ausiliarie

Sistema gas combustibile per unità di compressione

Le unità di compressione installate sono alimentate da un sistema di filtraggio del gas.

È prevista la misura fiscale per il fuel gas delle unità di compressione.

Ogni unità è dotata di un proprio scambiatore di calore per il riscaldamento e di un impianto per la riduzione della pressione del fuel gas nonché di un filtro gas combustibile di unità.

Sistema di depressurizzazione, sfiato e recupero

La Centrale è dotata di tre dispositivi di scarico:

- ME-1 terminale di scarico silenziato di centrale



- ME-2 terminale di scarico silenziato di unità
- Scarico non silenziato per depressurizzazione piping ed area trappole

Tutti i terminali di scarico sono dotati di impianto di spegnimento fiamma.

I serbatoi metallici presenti per la raccolta dei liquidi del gas (slop e acque reflue industriali) sono inoltre dotati di tubazioni di sfiato.

La centrale infine è dotata di un sistema di recupero del gas mediante compressore dedicato che consente, in certe condizioni operative, di travasare gran parte del gas contenuto nei collettori della centrale in quelli di aspirazione, in modo da evitare che lo stesso gas sia rilasciato in atmosfera.

Sistema di produzione e distribuzione aria

La centrale di Enna è dotata di un sistema di produzione aria strumenti e di attuazione delle valvole solo per la centrale B.

Trattamento acque reflue civili

I reflui civili provenienti dai servizi igienici sono gestiti in un sistema di trattamento chiuso costituito da una vasca Imhoff cui segue un impianto di fitodepurazione.

Stoccaggio rifiuti prodotti

I rifiuti prodotti dalle attività di manutenzione dell'impianto sono gestiti in regime di deposito temporaneo all'interno di idonei contenitori a tenuta (per esempio fusti e cassoni scarrabili) localizzati in aree dedicate, per essere poi recuperati e/o smaltiti presso idonei impianti autorizzati.

5.3 Sistemi di controllo e gestione del sito

La gestione della centrale di compressione gas e la sua sicurezza, è affidata ad un sistema per il controllo, la regolazione, la protezione e la supervisione della centrale stessa. Tale sistema è del tipo in "automatico a distanza" con la possibilità di funzionamento in "automatico locale" e "manuale locale". L'esercizio in "locale" è eseguito dalla sala controllo presente nel fabbricato principale, mentre quello a "distanza" è condotto dal dispacciamento di San Donato Milanese. Al sistema di controllo della centrale sono connessi i sistemi di controllo di ciascuna unità di compressione, installate all'interno di cabinati insonorizzati per assicurarne la protezione dagli agenti atmosferici e per ridurre il rumore.

La presenza di personale nella centrale è richiesta solo nelle ore lavorative per esigenze di manutenzione e gestione amministrativa, oppure in caso di emergenza su richiesta del Dispacciamento.

5.3.1 SCU ed SCS

La centrale è dotata di due sistemi di controllo fisicamente indipendenti, ma che effettuano un continuo scambio di informazioni tra loro, garantendo la messa in sicurezza dell'impianto sulla base di variazioni anomale di alcuni parametri di funzionamento monitorati in continuo.

- Il **Sistema di Controllo Unità (SCU)** controlla, regola, misura e calcola le variabili ed i parametri di funzionamento dell'unità comprendente turbina e compressore centrifugo. Inoltre gestisce gli interblocchi, i blocchi, i comandi, le sequenze e le protezioni delle stesse unità e gli ausiliari elettrici (pompe, ventilatori, soffianti, ecc.), meccanici (valvole VDR, attuatori, ecc.), di sicurezza (impianto antincendio, rilevamento fughe di gas, ecc.) ed elettrostrumentali (antighiaccio, antipompaggio, ecc.).



- Il **Sistema di Controllo Stazione (SCS)** controlla, regola, misura e calcola le variabili di esercizio ed i parametri di funzionamento e gestisce gli interblocchi, i blocchi, i comandi e le sequenze di centrale.

5.3.2 **Manutenzione**

L'impianto è soggetto a regolare manutenzione al fine di assicurare il mantenimento delle condizioni operative di esercizio e per prevenire guasti e rotture. Le attività consentono di garantire livelli di affidabilità degli impianti ed il rispetto delle condizioni di sicurezza per le persone ed il patrimonio della Società.

I programmi di manutenzione e le verifiche periodiche negli impianti da parte del personale operativo permettono di contenere anche le emissioni fuggitive della centrale.

5.3.3 **Gestione delle acque reflue e meteoriche**

Nell'impianto sono presenti acque di tipo industriale, acque meteoriche e acque civili.

Le **acque reflue industriali**, provenienti dall'officina, dalla piazzola di lavaggio pezzi meccanici e dai cabinati dei turbocompressori, sono convogliate mediante apposita rete di raccolta nei serbatoi di raccolta metallici a tenuta interrati di capacità 10 m³ ciascuno (V-7 e V-1107) posizionati in vasca di contenimento in cemento armato, e gestite come rifiuti liquidi. Lo smaltimento dei liquidi contenuti nei serbatoi avviene tramite autobotte, secondo le normative vigenti.

Le **acque contaminate da sostanze organiche (slop)** (reflui d'acqua, condensa, che viene separata da appositi sistemi di filtrazione dal gas che transita nelle tubazioni della centrale) confluiscono in n. 3 serbatoi di processo metallici di capacità 15, 30 e 10 m³ (V-1101, V-1A e V-1) a tenuta, installati sotto il piano campagna all'interno di una vasca di contenimento in calcestruzzo. I serbatoi sono provvisti di segnalazione presenza liquidi e sono equipaggiati con una pompa per l'estrazione del liquido raccolto al loro interno ed il suo carico in autocisterna, per lo smaltimento come rifiuto. Si ipotizza uno smaltimento di liquidi all'interno dei serbatoi pari a circa 2.000 litri ogni cinque anni di esercizio della Centrale (ipotesi sull'esercizio storico della Centrale).

Le **acque reflue domestiche**, provenienti dai servizi igienici (uno per centrale A ed uno per centrale B), sono convogliate in una vasca Imhoff, nella quale vengono eliminate le sostanze grossolane, e successivamente al relativo sistema di fitodepurazione a ciclo chiuso. L'impianto consente l'eliminazione dello scarico relativo a tale tipologia di acque reflue in quanto le stesse vengono trattate ed interamente assorbite dalla vegetazione piantumata. I fanghi prodotti dalla fossa settica vengono smaltiti come rifiuto, in conformità alla vigente legislazione in materia.

Le **acque meteoriche**, provenienti dalle strade e piazzali e dai tetti dei fabbricati, sono convogliate, tramite apposita rete di raccolta, agli scarichi S1, S2, S3 ed S4, dotati di pozzetti di ispezione, e fatti confluire in acque superficiali (Torrente Baronessa).

5.3.4 **Stoccaggio e movimentazione materie prime e combustibili**

La centrale di compressione non è di tipo produttivo, ma per assolvere al servizio di compressione del gas nella rete dei metanodotti, le principali materie prime sono riconducibili al **gas combustibile** delle unità di compressione, al **gasolio** per il funzionamento della motopompa antincendio e dei gruppi elettrogeni, e **all'olio di lubrificazione** delle unità di compressione.



La movimentazione dei prodotti avviene in idonee aree confinate, dotate di piazzole di carico e scarico impermeabilizzate, che permettono la gestione di questi in piena sicurezza ambientale.

Gasolio

Il gasolio è utilizzato per la motopompa antincendio e per l'alimentazione dei gruppi elettrogeni:

- il gasolio per alimentazione dei gruppi elettrogeni viene stoccato in due serbatoi metallici a tenuta di 20 m³ (V-6 e V-1106) installati sotto il piano campagna, posizionati in vasca di contenimento in cemento armato, ispezionabile su tutti i lati dello stesso (il serbatoio metallico di alimentazione giornaliera del gruppo elettrogeno ha capacità di 0,15 m³);
- il gasolio per alimentazione della motopompa antincendio è stoccato all'interno di un serbatoio in acciaio, non interrato e a vista, della capacità di 0,15 m³ (area 37), che fa parte dello skid dell'attrezzatura; la procedura per il carico del gasolio è manuale. Mediamente si rabboccano 20-30 litri di gasolio all'anno. Non è previsto il deposito di taniche di gasolio come scorta presso l'impianto, il rifornimento avviene di volta in volta acquistando il prodotto presso distributori locali.

Olio minerale

L'impianto è fornito di un sistema di stoccaggio, carico e scarico olio di lubrificazione dei turbocompressori, costituito da 2 serbatoi interrati metallici (n.1 per l'olio nuovo di capacità 16,63 m³ (VO-2) e n.1 per l'olio di recupero di capacità 16,63 m³ (VO-1) ispezionabili e contenuti in vasca di contenimento di cemento armato, in grado di poter contenere il 100% della capacità del serbatoio. Lo scarico, carico e movimentazione dell'olio avviene per mezzo di elettropompe.

L'olio lubrificante presente nei cassoni delle unità di compressione ammonta a 44 m³ (13.000 litri per ciascun cassone unità TC4-5-6 e 5.000 litri per TC3). Nei cassoni dell'olio di lubrificazione sono presenti sistemi automatici per il monitoraggio del livello che, in caso di anomalia, inviano una segnalazione di allarme alla sala di controllo.

Olio sintetico

L'olio sintetico usato per la lubrificazione delle apparecchiature è disponibile presso il deposito fusti olio, per un totale di 1.200 litri.

Prodotti ausiliari

La centrale dispone di un'area dedicata al deposito dei fusti di olio e altri prodotti utilizzati per le attività di manutenzione (es. grassi). Tale area è opportunamente pavimentata e delimitata da cordolo a formare un bacino di contenimento adeguato ai quantitativi in stoccaggio e protetta mediante copertura dagli agenti atmosferici.

6 Materie prime e ausiliarie

La materia prima principale della centrale è il gas naturale, che viene prelevato direttamente dalla rete dei gasdotti per essere utilizzato come combustibile nelle turbine a gas.

Gli altri materiali presenti presso la Centrale ai fini dello svolgimento dell'attività IPPC e delle attività accessorie vengono genericamente riepilogate in tabella, unitamente alle modalità e luogo di stoccaggio; in linea generale sono raggruppati in base all'utilizzo:

- oli (minerali e sintetici) per la lubrificazione delle unità di compressione;
- gasolio per il funzionamento della motopompa antincendio e dei gruppi elettrogeni;
- altri prodotti necessari per le attività di manutenzione.

Tab. 6.1 – Elenco delle materie prime e dei prodotti ausiliari usati in centrale			
Famiglia di sostanze	Etichettatura	Modalità e luogo di stoccaggio	Quantità stoccata (m³/n./kg)
Oli lubrificanti (minerale)	Non pericoloso	N. 1 serbatoio metallico da 16,63 m ³ per olio nuovo e n.1 serbatoi metallico da 16,63 m ³ per olio di recupero sotto il piano di campagna in vasca di contenimento in cemento armato.	33,26 m ³
Oli lubrificanti (minerale)	Non pericoloso	Cassoni delle unità di compressore (13.000 litri per ciascun cassone unità TC4-5-6 e 5.000 litri per TC3)	44 m ³
Oli lubrificanti (sintetico)	Non pericoloso	Cassone delle unità di compressione TC3-4-5-6 e fusti in metallo presso deposito fusti olio	1.760 litri
Olio idraulico	Non pericoloso	Olio per avviamento unità TC3-4-5-6 presente negli skid delle unità di compressione e a scorta in fusti in metallo presso deposito fusti olio	1.200 litri
Altri oli	Non pericoloso	Fusti metallici/in plastica presso deposito fusti olio	3 m ³
Gasolio	H226- H304- H315- H332- H351-H373- - H411	N. 2 serbatoi metallici sotto p.c. da 20 m ³ cadauno di alimentazione gruppi elettrogeni	40 m ³
		Serbatoio metallico di alimentazione giornaliera gruppo elettrogeno	0,15 m ³
		Serbatoio metallico installato sulla motopompa antincendio	0,15 m ³
Batterie al nichel-cadmio (elettrolita alcalino)	H301-H302- H314	Contenuto all'interno delle batterie (centrale A) presso il locale batterie	4.313,4 kg
Batterie al nichel-cadmio (elettrolita alcalino)	H301-H302- H314	Contenuto all'interno delle batterie (centrale B) presso il locale batterie	2.870,4 kg
Antigelo	H302	Fusti in plastica presso deposito fusti oli	741 kg
Schiumogeno antincendio	Non pericoloso	Serbatoi metallici negli skid impianti antincendio unità e in fusti presso area dedicata pavimentata protetta da agenti atmosferici	180 kg + 75 kg (scorta)
Batterie al Piombo	Non pericoloso	Le batterie sono ubicate nel locale gruppo elettrogeno, sulla motopompa antincendio e a bordo dei mezzi (carrello elevatore) e sala quadri stazione di misura	n. 1+1+1+1
Collanti/sigillanti (per manutenzione)	H224-H225- H228-H242- H304-H315- H319-H335- H336-H411	Barattoli metallici e cartucce in armadio presso area officina	0,1 m ³

Tab. 6.1 – Elenco delle materie prime e dei prodotti ausiliari usati in centrale			
Famiglia di sostanze	Etichettatura	Modalità e luogo di stoccaggio	Quantità stoccata (m ³ /n./kg)
Lubrificanti/lubrorefrigeranti (per manutenzione)	H226-H242-H304-H315-H332-H336-H351-H373-H400-H410-H411-H412	Bombolette e taniche in plastica in armadio presso area officina e fusti metallici in deposito olio	0,5 m ³
Grassi (per manutenzione)	H412	Barattoli metallici in deposito olio	0,1 m ³
Detergenti/sgrassanti (per manutenzione)	H220-H222-H225-H229-H280-H302-H304-H315-H318-H319-H336-H400-H410-H413	Barattoli metallici in armadio presso area officina, taniche in plastica in deposito fusti olio	1 m ³
Disincrostanti (per manutenzione)	H304	Bombolette in armadio presso area officina	0,1 m ³
Vernici (per manutenzione)	H222-H229-H315-H373-H400-H410	Bombolette in armadio presso area officina	0,1 m ³
Gas tecnici (elio - azoto - miscela cromatografica)	Non pericoloso	Presso locale misure fiscali e CEMS TC3-4-5-6	n. 4 azoto +1 elio +1 miscela
Anidride carbonica per sistema antincendio	Non pericoloso	Bombole installate nella cabina antincendio e presso deposito dedicato	n. 30
Azoto per sistema antincendio	Non pericoloso	Bombole installate nella cabina antincendio e presso deposito dedicato	n. 25

7 Consumi

7.1 Consumi di materie prime

La principale materia prima utilizzata nell'impianto è il gas naturale che viene impiegato come fonte energetica per le turbine a gas, utilizzate per l'azionamento diretto dei compressori che forniscono al gas la spinta necessaria per il trasporto nella rete gasdotti, per il pre-riscaldamento del fuel gas e ad uso civile.

Fonte energetica secondaria è il gasolio, utilizzato per il funzionamento della motopompa antincendio e dei gruppi elettrogeni.

I consumi annuali di materie prime e di servizio/ausiliarie vengono consuntivati annualmente.

7.2 Consumi di risorse energetiche e bilancio energetico

La centrale non produce energia elettrica o termica, ma consuma energia termica (gas naturale) ed elettrica per il suo funzionamento.

Anche i generatori di calore presenti sono funzionali al solo esercizio della centrale, in quanto usati per il pre-riscaldamento del gas combustibile e per i servizi (riscaldamento uffici e produzione di acqua calda per uso igienico-sanitario della centrale A). Per il riscaldamento della palazzina della centrale B è installata una pompa di calore, mentre l'acqua calda sanitaria della stessa palazzina è prodotta con pannelli solari.

L'alimentazione elettrica viene fornita da linee elettriche esterne e, in caso di emergenza, la centrale è dotata di gruppi elettrogeni alimentati a gasolio. I gruppi elettrogeni installati sono messi in funzione solamente per operazioni di emergenza e di controllo.

I consumi energetici non sono costanti nel tempo, ma variano di anno in anno a seconda delle condizioni di trasporto del gas naturale nella rete gasdotti richieste dagli utenti e dai volumi di gas importati dai diversi paesi di importazione. Questo costituisce una rilevante specificità del sistema gas ed influisce sulle condizioni di lavoro delle turbine, che sono sottoposte ad elevata variabilità.

Di seguito si riporta una sintesi storica dei consumi per le diverse risorse energetiche ed un bilancio sull'efficienza energetica del ciclo produttivo.

Gas compresso

Tab. 7.1 – Dati funzionamento centrale								
Descrizione	Unità di misura	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Gas compresso in spinta	Smc (10 ⁶)	2.739,60	2.321,317	1.992,76	1.285,82	1.239,18	3.482,91	3.014,89
Gas combustibile in spinta	Smc (10 ⁶)	5,38	2,45	2,06	2,07	1,98	6,06	4,72
Ore di funzionamento	h	768	534	748	555	495	1.165	1.009
Indice di utilizzazione (h funz/h calendario)	%	8,74	6,09	8,54	6,34	5,64	13,30	11,52

Consumo di gas per il funzionamento delle caldaie

Tab. 7.2 – Consumo di gas per il funzionamento delle caldaie								
Descrizione	Unità di misura	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Caldaie	Smc (10 ⁶)	0,048887	0,038314	0,050685	0,059618	0,057237	0,070426	0,068169

Consumo di gasolio

Tab. 7.3 – Consumo di gasolio								
Descrizione	Unità di misura	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Motopompa antincendio	ton	0,034	0,010-	0,017	0,015	0,033	0,028	0,015
Gruppi elettrogeni	ton	3,446	0,816	1,422	0,075	2,635	0,740	1,872

Consumo elettrico

Tab. 7.4 – Consumo energia elettrica (MWh)					
Descrizione	Unità di misura	2015	2016	2017	2018
Energia elettrica assorbita da rete esterna	MWh	1.937,44	1.801,600	1.934,400	1.906,000

7.3 Consumi idrici

Il processo di compressione del gas non richiede l'utilizzo di acqua.

L'approvvigionamento idrico della centrale è garantito:

- da acquedotto per scopi sanitari;
- da pozzo per antincendio e per irrigazione.

Di seguito si riportano i volumi totali annui di acqua prelevata.

Tab. 7.5 – Consumi idrici (m ³)			
Anno	Da acquedotto ad uso igienico sanitario	Da pozzo per irrigazione e prove antincendio	Totale
2012	723	1.181	1.904
2013	198	3.270	3.468
2014	394	1.720	2.114
2015	599	821	1.420
2016	414	636	1.050
2017	388	904	1.292
2018	398	711	1.109

8 Emissioni

8.1 Emissioni in atmosfera convogliate

Nella Centrale oltre ai quattro punti di emissioni puntuali in atmosfera (contraddistinti dalle sigle E3, E7, E8, E9), che corrispondono rispettivamente alle unità di compressione TC3, TC4, TC5, TC6, sono convogliate in atmosfera anche le emissioni provenienti dalle n. 5 caldaie fuel gas alimentate a gas naturale utilizzate per il preriscaldamento gas combustibile delle unità di compressione, per il riscaldamento di ambienti e per la produzione di acqua calda per uso igienico-sanitario, di potenza termica pari a 348 kW per B-1B e B-2B e 655 kW per B1, B2 e B3.

Le emissioni in atmosfera sono direttamente correlate ai consumi energetici e quindi i flussi di massa non sono costanti nel tempo, ma variano di anno in anno a seconda delle condizioni di trasporto del gas naturale nella rete gasdotti richieste dagli utenti.

I quattro turbocompressori sono dotati di sistemi di abbattimento Dry Low NO_x (DLN), cioè a combustore a premiscelazione a secco, vera e propria tecnologia di riduzione delle emissioni inquinanti, intrinseca alla stessa combustione in turbina. Tale tecnologia è compresa tra le migliori tecnologie disponibili BAT per la minimizzazione delle emissioni di inquinanti in atmosfera.

Per la verifica dei VLE AIA NO_x (come NO₂) e CO, la Centrale si avvale di misure in continuo mediante SME specifici per le emissioni E3, E7, E8 e E9 (rispettivamente TC3, TC4, TC5, TC6).

Nella Centrale sono inoltre presenti emissioni convogliate di emergenza e manutenzione (E12, E13, E14, E15, E16, E17) derivate rispettivamente dai tre gruppi elettrogeni di emergenza, dal terminale di sfiato silenziato ME-1 (dedicato allo scarico rapido dell’Impianto effettuato solo in casi eccezionali), dal terminale di sfiato silenziato ME-2 (dedicato allo scarico operativo e straordinario delle Unità, allo scarico operativo dell’impianto di compressione ed allo scarico del fuel gas delle Unità) e dal terminale di sfiato non silenziato (dedicato allo scarico del piping dell’area trappole). Le emissioni E12, E13, E14, E15, E16, E17 non sono soggette ad autorizzazione ai sensi dell’art. 272 comma 5 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. in quanto sono presidi di emergenza adibiti alla protezione e alla sicurezza dell’impianto.

Infine, su ciascuno dei serbatoi interrati, relativi alla raccolta dei liquidi dai filtri in ingresso centrale (slop) e alla raccolta delle acque reflue industriali, è presente uno sfiato dedicato per la sicurezza del serbatoio stesso.

A seguito dell’emanazione, in data 31 luglio 2017, della Decisione di Esecuzione della Commissione UE 2017/14421, concernente le BAT Conclusions LCP, a far data dall’agosto 2021, per i camini presenti in impianto dovranno essere rispettati i VLE AIA riportati in tabella 8.2 “VLE AIA da 08/2021”, nel rispetto della BAT 44 di cui alla citata Decisione di Esecuzione.

Punto di Emissione	Unità di Provenienza	Portata fumi secchi (Nm ³ /h)	Camino di scarico		Coordinate Gauss-Boaga Fuso Est	
			Altezza (m dal suolo)	Sezione (m ²)	X (m)	Y (m)
E3	TC3	180.070	17	11,8	2463777,755 E	4157298,374 N
E7	TC4	179.800	21	13,3	2463819,087 E	4157323,285 N
E8	TC5	180.070	19,5	11,0	2464003,223 E	4157250,352 N
E9	TC6	180.070	19,5	11,0	2464042,234 E	4157230,472 N
E4	Caldaia B-1	800	6,5	0,07	2463660,421 E	4157322,595 N
E5	Caldaia B-2	800	6,5	0,07	2463663,171 E	4157321,425 N
E6	Caldaia B-3	800	6,5	0,07	2463666,222 E	4157321,095 N
E10	Caldaia B-1B	490	7,5	0,0491	2463891,089 E	4157351,846 N
E11	Caldaia B-2B	490	7,5	0,0491	2463893,299 E	4157350,096 N
E12	Gruppo elettrogeno d'emergenza DG1	Non soggette ad autorizzazione ai sensi dell'art. 272 comma 5 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.e Allegato I parte III punto 2 alla Parte Quinta del D. Lgs. 152/2006 e smi, in quanto sono presidi di emergenza adibiti alla protezione e alla sicurezza dell'impianto.			2464004,901 E	4157252,166 N
E13	Gruppo elettrogeno d'emergenza DG2				2463743,248 E	4157380,297 N
E14	Gruppo elettrogeno d'emergenza DG-1B				2464080,29 E	4157153,033 N
E15	Terminale di sfiato silenziato di Centrale (vent ME-1)				2463904,417 E	4157268,254 N
E16	Terminale di sfiato silenziato di Unità (vent ME-2)				2463899,51 E	4157268,287 N
E17	Terminale di sfiato non silenziato area trappole				2463911,777 E	4157268,204 N

Punto di Emissione	Provenienza	VLE D. Lgs. 152/06 e s.m.i. *		VLE AIA da 08/2021 (in rispetto delle BAT-AEL 2017)		
				Media annua		Media del periodo di campionamento
		NO _x (mg/Nm ³)	CO (mg/Nm ³)	NO _x (mg/Nm ³)	CO (mg/Nm ³)	NO _x (mg/Nm ³)
E3	TC3	75	100	60**	40**	65**
E7	TC4	75	100	60**	40**	65**
E8	TC5	50	100	50***	40***	55***

Tab. 8.2 – Limiti degli inquinanti dei punti autorizzati di emissione convogliata in atmosfera, riferiti al 15 % di O₂ sui fumi secchi e a condizioni normali di temperatura (0 °C) e pressione (1 atm).

Punto di Emissione	Provenienza	VLE D. Lgs. 152/06 e s.m.i. *		VLE AIA da 08/2021 (in rispetto delle BAT-AEL 2017)		
				Media annua		Media del periodo di campionamento
		NO _x (mg/Nm ³)	CO (mg/Nm ³)	NO _x (mg/Nm ³)	CO (mg/Nm ³)	NO _x (mg/Nm ³)
E9	TC6	50	100	50***	40***	55***

* NO_x espresso come NO₂. Allegato II alla Parte V del D. Lgs. 152/2006 e s.m.i., Parte II, Sezione 4, punto A-bis punti 1 e 2, e B-bis – turbine a gas per trasmissioni meccaniche.

** BAT 44 – tab. 24: turbine a gas esistenti (ante 07/01/2014) per applicazioni con trasmissione meccanica.

*** BAT 44 – tab. 24: turbine a gas esistenti (post 07/01/2014) per applicazioni con trasmissione meccanica.

8.2 Sintesi analisi storiche del controllo emissioni

Si riporta di seguito una sintesi storica delle emissioni convogliate in atmosfera tramite i punti autorizzati.

Tab. 8.3 – Quadro riassuntivo emissioni di NO_x (ton).

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Totale unità di compressione (TC3 – TC4 – TC5 – TC6)	26,26	6,34	0,96	0,829	0,959	3,841	3,147
Generatori di calore, motopompa e gruppi elettrogeni	0,12	0,09	0,13	0,140	1,148	0,170	0,160
TOT	26,38	6,43	1,03	0,969	1,107	4,011	3,307

Tab. 8.4 – Quadro riassuntivo emissioni di CO (ton).

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Totale unità di compressione (TC1 – TC2 – TC3 – TC4)	3,60	1,40	0,60	0,563	1,701	3,974	1,708
Generatori di calore, motopompa e gruppi elettrogeni	0,06	0,04	0,05	0,060	0,056	0,070	0,060
TOT	3,66	1,44	0,65	0,623	1,757	4,044	1,768

8.3 Emissioni fuggitive/eccezionali

L'impianto è stato progettato secondo le regole di buona ingegneria e secondo le migliori tecnologie recenti, pertanto le emissioni di tipo fuggitivo sono di fatto ridotte al minimo.

Per evidenziare eventuali perdite dell'impianto, il sistema di manutenzione ordinaria garantirà il contenimento delle emissioni. All'interno dei cabinati è previsto un sistema di rilevamento gas

permanente collegato a un allarme che scatta al superamento della soglia limite, quindi ogni eventuale emissione di gas naturale sarà tempestivamente rilevata e confinata.

Le emissioni di gas naturale (fuggitive) sono stimate annualmente utilizzando la metodologia elaborata dal *Gas Research Institute* (GRI) in collaborazione con US EPA, considerando la consistenza impiantistica della centrale; per le emissioni connesse all'esercizio e alla manutenzione dell'impianto, si utilizzano procedure interne e specifiche di calcolo.

Le attività di manutenzione interne con verifiche visive e strumentali da parte degli operatori di centrale (gli stessi sono provvisti di rilevatori portatili di gas naturale) hanno lo scopo di monitorare lo stato degli impianti e la prevenzione di qualsiasi perdita di gas dalle tubazioni/impianti a seguito di rotture.

Le emissioni di gas naturale, vengono monitorate e comunicate agli Enti competenti annualmente, specificando la tipologia, gli eventi incidentali e la relativa stima delle emissioni.

8.4 Scarichi idrici ed emissioni in acqua

L'attività svolta presso la Centrale non prevede scarichi idrici industriali.

Vengono scaricate in acque superficiali solamente le acque meteoriche di dilavamento strade.

Tab. 8.5 – Identificazione degli scarichi idrici.

Nome	Destinazione	Tipologia di acque raccolte	Punto rubinetto di prelievo	Coordinate Gauss-Boaga Fuso Est	
				Nord (m)	Est (m)
S1	Acque superficiali (Torrente Baronessa)	Acque meteoriche e di dilavamento con modalità discontinua di scarico	Pozzetto di controllo	4157179,247	2463698,500
S2	Acque superficiali (Torrente Baronessa)	Acque meteoriche e di dilavamento con modalità discontinua di scarico	Pozzetto di controllo	4157182,657	2463799,198
S3	Acque superficiali (Torrente Baronessa)	Acque meteoriche e di dilavamento con modalità discontinua di scarico	Pozzetto di controllo	4157245,508	2464100,359
S4	Acque superficiali (Torrente Baronessa)	Acque meteoriche e di dilavamento con modalità discontinua di scarico	Pozzetto di controllo	4157421,636	2463860,526

Il monitoraggio degli scarichi idrici da parte del Gestore viene effettuato semestralmente.

8.5 Emissioni sonore

Nella “Relazione” relativa al “Piano di Classificazione Acustica del Comune di Enna” (redatto nel dicembre 2013 e disponibile sul sito internet del Comune di Enna) si afferma che dalle tavole cartografiche della zonizzazione acustica del territorio comunale sono escluse le parti di territorio marginali e lontane dai centri abitati o comunque non significative ai fini della classificazione. La zona in cui risiede la centrale (località Calderari) è esclusa dalle tavole e fa parte del territorio genericamente descritto come “Territorio agricolo” e ritenuto non significativo. A scopo cautelativo, si ipotizza quindi per le abitazioni circostanti alla centrale l’inserimento in classe III (Aree di tipo misto), solitamente adottata dai comuni per le zone agricole e confermata anche dalle “Linee guida per la classificazione in zone acustiche del territorio dei comuni” emanate da ARPA Sicilia e approvate dalla Regione con Dec.Ass. 11/9/2007. Per la centrale stessa si ipotizza l’inserimento in classe V (Aree prevalentemente industriali).

Ai fini del contenimento del rumore, sono stati adottati accorgimenti come cabinati insonorizzati, cappe acustiche, valvole a bassa emissione sonora, silenziatori sui vent e l’interramento delle tubazioni, che consentono di mantenere i livelli di rumore entro i limiti previsti dalla normativa vigente.

La conformità dei limiti viene valutata con frequenza quadriennale o in occasione di modifiche impiantistiche e le valutazioni fino ad ora eseguite hanno evidenziato il rispetto dei limiti acustici applicabili.

8.6 Emissioni odorigene

L’attività della centrale non produce emissioni odorigene in quanto il gas non è odorizzato.

9 Rifiuti

Il processo di compressione del gas non produce rifiuti, tuttavia alcune attività di manutenzione della Centrale producono una serie di rifiuti, costituiti in massima parte da acque reflue di lavaggio, oli esausti, liquidi scaricati dai filtri gas di centrale, batterie, ferro, acciaio, materiali filtranti e tubi fluorescenti; tali rifiuti prodotti dalla Società sono gestiti in regime di deposito temporaneo in apposite aree all’interno della Centrale o in serbatoi dedicati.

Il deposito temporaneo è idoneamente protetto con pavimentazione impermeabile, soglia di contenimento e tettoia di copertura ed i rifiuti sono depositati separatamente per tipi omogenei.

Si riporta di seguito l’elenco dei CER con relative caratteristiche e modalità di stoccaggio/gestione.

Tab. 9.1 – Elenco dei rifiuti prodotti in centrale			
CER	Descrizione	Classi di pericolo	Destinazione
05 01 06*	Fanghi oleosi prodotti dalla manutenzione di impianti e apparecchiature	HP4, HP14	Smaltimento
06 03 14	Sali e loro soluzioni, diversi da quelli di cui alle voci 06 03 11 e 06 03 13	-	Smaltimento
08 01 11*	Pitture e vernici di scarto, contenenti solventi organici o altre sostanze pericolose	HP14	Smaltimento
08 03 18	Toner per stampa esauriti, diversi da quelli di cui alla voce 08 03 17	-	Recupero
08 04 09*	Adesivi e sigillanti di scarto, contenenti solventi organici o altre sostanze pericolose	HP5, HP6, HP14	Smaltimento

Tab. 9.1 – Elenco dei rifiuti prodotti in centrale			
CER	Descrizione	Classi di pericolo	Destinazione
13 02 05*	Scarti di olio minerale per motori, ingranaggi e lubrificazione, non clorurati	HP4, HP14	Smaltimento
15 01 01	Imballaggi in carta e cartone	-	Recupero
15 01 02	Imballaggi in plastica	-	Recupero
15 01 06	Imballaggi in materiali misti	-	Recupero
15 01 10*	Imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose o contaminati da tali sostanze	HP4, HP14	Smaltimento o recupero
15 02 02*	Assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri olio non specificati altrimenti), stracci ed indumenti protettivi contaminati da sostanze pericolose.	HP4, HP3, HP5, HP14, HP8,	Smaltimento o recupero
15 02 03	Assorbenti, materiali filtranti, stracci, indumenti protettivi, diversi da quelli alla voce 15 02 02	-	Smaltimento o recupero
16 02 13*	Apparecchiature fuori uso, contenenti componenti pericolosi diversi da quelli di cui alle voci 16 02 09 e 16 02 12	HP5, HP6, HP14	Recupero
16 02 14	Apparecchiature fuori uso, diverse da quelle di cui alle voci da 16 02 09 a 16 02 13	-	Smaltimento o recupero
16 03 05*	Rifiuti organici, contenenti sostanze pericolose	HP4, HP5	Smaltimento
16 05 05	Gas in contenitori a pressione, diversi da quelli di cui alla voce 16 05 04	-	Recupero
16 06 01*	Batterie al Piombo	HP5, HP6, HP7, HP8, HP10	Recupero
16 06 04	Batterie alcaline (tranne 16 06 03)	-	Recupero
16 10 01*	Soluzioni acquose di scarto, contenenti sostanze pericolose	HP4, HP14	Smaltimento
16 10 02	Soluzioni acquose di scarto, diverse da quelle di cui alla voce 16 10 01	-	Smaltimento
17 02 02	Vetro	-	Recupero
17 02 03	Plastica	-	Recupero
17 04 05	Ferro e acciaio	-	Recupero
17 06 03*	Altri materiali isolanti contenenti o costituiti da sostanze pericolose	-	Smaltimento
20 01 21*	Tubi fluorescenti e altri rifiuti contenenti mercurio	HP5, HP6, HP14	Smaltimento o recupero
20 03 04	Fanghi delle fosse settiche	-	Smaltimento

Di seguito si riporta il quantitativo dei rifiuti prodotti nel 2012÷2018 tra pericolosi e non pericolosi.

Tab. 9.2– Riepilogo dei rifiuti prodotti nel periodo 2012÷2018		
Anno	Rifiuti pericolosi (kg)	Rifiuti non pericolosi (kg)
2012	5.373	8.518
2013	352	8.576
2014	4.790	8.615
2015	38.320	14.655
2016	23.477	1.005
2017	167	21.091
2018	1.450	12.375

10 Azioni svolte per il contenimento delle emissioni e valutazioni applicazione delle BAT

10.1 Premessa

Sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea n. L212 del 17/08/2017, è stata pubblicata la Decisione (UE) 2017/1442 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". Le nuove conclusioni sulle BAT si riferiscono, in particolare, alle seguenti attività di cui all'allegato I della direttiva 2010/75/UE:

- **1.1: combustione di combustibili in installazioni con una potenza termica nominale totale pari o superiore a 50 MW, solo quando questa attività ha luogo in impianti di combustione con una potenza termica nominale totale pari o superiore a 50 MW;**
- 1.4: gassificazione di carbone o altri combustibili in installazioni con una potenza termica nominale totale pari o superiore a 20 MW, solo quando questa attività è direttamente associata a un impianto di combustione;
- 5.2: smaltimento o recupero dei rifiuti in impianti di incenerimento dei rifiuti o in impianti di coincenerimento dei rifiuti per i rifiuti non pericolosi con una capacità superiore a 3 t l'ora oppure per i rifiuti pericolosi con una capacità superiore a 10 t al giorno, solo quando questa attività ha luogo in impianti di combustione contemplati al precedente punto 1.1.

L'impianto di combustione di Enna rientra nella categoria del punto 1.1.

A seguito della pubblicazione della Decisione di Esecuzione (UE) 2017/1442 della Commissione, si rende quindi necessaria una verifica dei limiti di emissione associati alle migliori tecniche disponibili indicati nelle conclusioni sulle BAT, le quali fungono da riferimento per stabilire le condizioni di autorizzazione per il tipo d'impianto interessato.



10.2 Oggetto della relazione

Di seguito si riportano le conclusioni sulle BAT ed il loro stato e modalità di applicazione per l'impianto di Enna.

CONCLUSIONI GENERALI SULLE BAT

1.1 Sistemi di gestione ambientale

BAT n°	Descrizione	Stato di applicazione	Modalità di applicazione BAT e/o note
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.	APPLICATA	<p>Il Sistema di Gestione Ambientale delle centrali SRG (Snam Rete e Gas) è certificato conforme alla norma UNI-EN-ISO 14001:2004. Il miglioramento ambientale continuo è principio ispiratore e obiettivo del Sistema di Gestione Ambientale delle Centrali di compressione SRG.</p> <p>Il SGA Snam Rete Gas è composto da una serie di procedure ed istruzioni operative di dettaglio in cui sono indicate e definite la struttura e responsabilità.</p> <p>In particolare il Vertice aziendale e i loro primi riporti assicurano che le responsabilità e le autorità all'interno dell'organizzazione siano assegnate, comunicate e comprese, in particolare per garantire che il Sistema di Gestione rispetti i requisiti delle norme di riferimento e assicuri che i processi producano gli output attesi e che siano rese note le performance del Sistema di Gestione in merito alle opportunità di miglioramento, alle necessità di cambiamenti e alle innovazioni. Inoltre sono assegnate responsabilità e autorità per assicurare l'orientamento al cliente e l'integrità del sistema anche in caso di cambiamenti del sistema stesso.</p>
	ii) Definizione, ad opera della direzione, di una politica ambientale che preveda il miglioramento continuo della prestazione ambientale dell'installazione.	APPLICATA	<p>Il SGA Snam Rete Gas definisce una politica ambientale.</p> <p>La politica di SNAM RETE GAS è improntata ai seguenti principi:</p> <ul style="list-style-type: none">- gestire le attività nel rispetto delle leggi e delle prescrizioni amministrative, delle disposizioni aziendali integrative e migliorative, nonché delle <i>best practice</i> nazionali ed internazionali;- garantire, attraverso adeguati strumenti procedurali, gestionali ed organizzativi, il diritto dei clienti alla accessibilità ed alla fruizione dei servizi;- ottimizzare i processi aziendali al fine di raggiungere il massimo livello di efficacia ed efficienza, nel rispetto della salute e sicurezza dei lavoratori e con la massima attenzione all'ambiente; progettare, realizzare, gestire e dismettere impianti, costruzioni e attività, nel rispetto della tutela della salute e sicurezza dei lavoratori, dell'ambiente, e del risparmio energetico, ed allineandosi alle migliori tecnologie disponibili ed economicamente sostenibili;- condurre e gestire le attività in ottica di prevenzione di incidenti, infortuni e malattie professionali;- assicurare l'informazione la formazione, e la sensibilizzazione del personale per una partecipazione attiva e responsabile all'attuazione dei principi e al raggiungimento degli obiettivi;



			<ul style="list-style-type: none"> - attuare l'utilizzo sostenibile delle risorse naturali, la prevenzione dell'inquinamento e la tutela degli ecosistemi e della biodiversità; - attuare interventi operativi e gestionali per la riduzione delle emissioni dei gas ad effetto serra, con un approccio di mitigazione del cambiamento climatico; - gestire i rifiuti al fine di ridurre la produzione e di promuoverne il recupero nella destinazione finale; - selezionare e promuovere lo sviluppo dei fornitori secondo i principi di questa politica, impegnandoli a mantenere comportamenti coerenti con essa; - elaborare e attivare tutte le soluzioni organizzative e procedurali necessarie per prevenire incidenti e situazioni di emergenza; - effettuare verifiche, ispezioni e audit, per valutare le prestazioni e riesaminare gli obiettivi e i programmi, e sottoporre a periodico riesame la politica per valutarne l'efficacia e adottare le misure conseguenti. <p>Questa politica è comunicata agli stakeholder in un'ottica di trasparenza e collaborazione ed è disponibile al pubblico e a chiunque ne faccia richiesta.</p>
	iii) Pianificazione ed adozione delle procedure, degli obiettivi e dei traguardi necessari, congiuntamente alla pianificazione finanziaria e agli investimenti.	APPLICATA	<p>Il SGA fa perno sul principio del miglioramento continuo delle prestazioni in materia di salute e sicurezza dei lavoratori, in materia ambientale e per la Qualità, e lo persegue con un approccio proattivo attraverso le seguenti azioni:</p> <ul style="list-style-type: none"> - adozione di una Politica di Salute, Sicurezza, Ambiente e Qualità (Politica HSEQ) che detta i principi e le regole interne da seguire; - identificazione preliminare dei processi, delle attività svolte, delle interazioni con il contesto, con le parti interessate e con l'ambiente (aspetti ambientali), delle fonti di pericolo e valutazione dei rischi associati alle attività lavorative; - valutazione dei rischi, anche associati agli aspetti ambientali, per individuare quelli di maggiore importanza per gravità, estensione, probabilità dell'evento, ecc. (ad esempio: aspetti ambientali significativi); - pianificazione ed esecuzione delle attività correlate alla gestione degli aspetti correlati a tematiche di salute, sicurezza, ambiente e qualità, identificando obiettivi, modalità e responsabilità; - attuazione e funzionamento del Sistema di Gestione anche attraverso adeguate procedure quando necessario; - monitoraggio sistematico dei processi, delle attività e degli audit programmati; - riesame periodico del Sistema di Gestione, con la verifica della politica, eventuale revisione del sistema documentale, dell'organizzazione, nonché con la definizione di nuovi obiettivi miranti al miglioramento delle prestazioni in materia di salute, sicurezza, ambiente e qualità; - follow up delle attività, con la pianificazione delle azioni necessarie per assicurare il miglioramento del sistema e il raggiungimento degli obiettivi in materia di salute, sicurezza, ambiente e qualità.
	iv) Attuazione delle procedure, prestando attenzione a:	APPLICATA	



a) struttura e responsabilità;		Vedi BAT 1 i).
a) assunzione, formazione, sensibilizzazione e competenza;		SRG garantisce, attraverso specifici programmi di formazione e addestramento, o altre azioni dedicate, che le persone dell'azienda siano idonee ad assicurare l'efficace implementazione del Sistema di Gestione, dell'operatività e del controllo dei processi aziendali.
b) comunicazione;		La Politica per la Salute, Sicurezza, Ambiente e Qualità è attuata, mantenuta attiva e diffusa a tutto il personale della Società, resa disponibile ai terzi interessati e distribuita a fornitori ed appaltatori. La versione aggiornata della Politica è affissa nei luoghi di lavoro ed è inoltre disponibile sulla intranet aziendale e sul sito Internet della Società come informazione documentata.
c) coinvolgimento del personale;		La documentazione del Sistema di Gestione è composta da:
d) documentazione;		<ul style="list-style-type: none"> • Corporate System Framework; • Politica HSEQ; • Manuale HSEQ; • Procedure di Gruppo e specifiche di SRG; • Istruzioni Operative; • Documentazione di lavoro. <p>La documentazione del Sistema di Gestione, la documentazione di supporto al sistema di gestione e le modalità di mantenimento delle stesse sono descritte nella apposita procedura.</p>
e) controllo dei processi		SRG tiene costantemente sotto controllo il Sistema di Gestione e la sua performance. Vengono predisposte ed applicate apposite procedure per documentare le attività di controllo. I controlli richiesti, e le registrazioni da produrre, sono indicati nelle procedure e nei documenti di sistema.
f) pianificazione di programmi periodici;		<p>SRG gestisce e garantisce il controllo e le attività di manutenzione della rete gasdotti e degli impianti, delle relative sedi territoriali e dei sistemi di processo. Il controllo e le attività di manutenzione delle principali sedi direzionali, delle dotazioni e infrastrutture informatiche e del parco auto sono gestite e garantite attraverso Snam Corporate.</p> <p>Le registrazioni di salute, sicurezza, ambiente e qualità forniscono evidenza oggettiva di attività eseguite o di risultati ottenuti; in particolare le registrazioni hanno lo scopo di dimostrare/documentare la conformità ai requisiti normativi e di legge, il livello di raggiungimento degli obiettivi e dei traguardi stabiliti e l'efficacia del sistema. A titolo non esaustivo, sono riportate di seguito le principali registrazioni di sistema:</p> <ul style="list-style-type: none"> • programma di Salute, Sicurezza e Ambiente e stato di avanzamento degli obiettivi; • verbali di Riesame del sistema, verbali delle riunioni periodiche ex art 35 D.Lgs. 81/08 e s.m.i.; • registri delle leggi applicabili e di altri requisiti regolamentari o sottoscritti dall'organizzazione; • piani e Rapporti di Audit; • rapporti e verbali di emergenza; • registro osservazioni, non conformità ed azioni correttive e preventive; • rapporti di infortunio, registri infortuni, analisi statistiche degli infortuni e near miss; • registri o archivi della formazione del personale; • registrazioni sulle attività di progettazione, manutenzione, misurazione e monitoraggio;

			<ul style="list-style-type: none"> • corrispondenza relativa a autorizzazioni, prescrizioni, segnalazioni degli enti di controllo, reclami o rilevanze attinenti problematiche in materia di salute, sicurezza e ambiente. <p>Le registrazioni possono essere su supporto cartaceo o informatico legate agli specifici sistemi applicativi in uso e sono di norma conservate per un periodo di 11 anni, salvo diversamente disposto di norme cogenti.</p>
	g) preparazione e risposta alle emergenze;		<p>Le modalità di identificazione, gestione, riesame e revisione delle procedure di preparazione e risposta alle emergenze e delle prove periodiche di potenziali situazioni di emergenza nei luoghi di lavoro, sono definite in specifica procedura.</p> <p>Le emergenze relative agli impianti e agli edifici, incluse quelle ambientali, sono affrontate secondo quanto disposto dai Piani di Emergenza Interni e da procedure interne.</p>
	h) rispetto della legislazione ambientale		<p>Tra gli obiettivi del SGA sono indicati l'attuazione e controllo delle prescrizioni legislative e di altri requisiti applicabili.</p> <p>Le modalità di individuazione, analisi, aggiornamento delle prescrizioni legislative ed altre prescrizioni in materia di salute, sicurezza e ambiente, sono definite in specifiche procedure.</p>
	v) Controllo delle prestazioni e adozione di misure correttive. a) monitoraggio e misurazione b) azione correttiva e preventiva c) tenuta di registri d) verifica indipendente	APPLICATA	<p>SRG analizza e valuta i dati e le informazioni che derivano dall'attività di monitoraggio e misurazione e da altre fonti al fine di garantire la conformità ai requisiti del servizio erogato, valutare e rinforzare la soddisfazione dei clienti, garantire l'efficacia del Sistema di Gestione, dimostrare che la fase di pianificazione sia stata implementata in modo adeguato, valutare la performance dei processi e individuare le opportunità o le necessità di miglioramento all'interno del Sistema di Gestione.</p>
	vi) Riesame del sistema di gestione ambientale da parte dell'alta direzione.	APPLICATA	<p>Al fine di valutare l'efficacia del SGA e di migliorarlo su base continua è prevista una specifica Procedura per l'attività di riesame da parte della direzione.</p>
	vii) Attenzione allo sviluppo di tecnologie più pulite.	APPLICATA	<p>E' obiettivo della Politica Ambientale ottimizzare i processi aziendali al fine di raggiungere il massimo livello di efficacia ed efficienza, nel rispetto della salute e sicurezza dei lavoratori e con la massima attenzione all'ambiente; progettare, realizzare, gestire e dismettere impianti, costruzioni e attività, nel rispetto della tutela della salute e sicurezza dei lavoratori, dell'ambiente, e del risparmio energetico, ed allineandosi alle migliori tecnologie disponibili ed economicamente sostenibili.</p>
	viii) Attenzione agli impatti ambientali dovuti ad 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	PARZIALMENTE APPLICATA	<p>E' obiettivo della Politica Ambientale progettare, realizzare, gestire e dismettere impianti, costruzioni e attività, nel rispetto della tutela della salute e sicurezza dei lavoratori, dell'ambiente, e del risparmio energetico, ed allineandosi alle migliori tecnologie disponibili ed economicamente sostenibili.</p> <p>In occasione di realizzazione e di potenziamento della centrale sono state effettuate scelte progettuali ai fini del contenimento delle emissioni e di salvaguardia dell'ambiente.</p> <p>Le limitazioni di applicazione della BAT sono dovute al fatto che l'impianto è già esistente. In particolare, la centrale presenta delle strutture sotterranee quali:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Interramento delle tubazioni di trasporto del gas per riduzione del rumore

<p>b) Integrare elementi che facilitino lo smantellamento</p> <p>c) Scegliere finiture superficiali che siano facili da decontaminare</p> <p>d) Usare per le apparecchiature una configurazione che riduca al minimo l'intrappolamento delle sostanze chimiche e ne faciliti l'evacuazione per drenaggio o pulizia.</p> <p>e) Progettare attrezzature flessibili e autonome che consentano una chiusura progressiva</p> <p>f) Usare materiali biodegradabili e riciclabili in tutti i casi possibili</p>		<ul style="list-style-type: none"> - Serbatoi metallici sotto il piano campagna contenenti olio di lubrificazione, gasolio, soluzioni acquose di lavaggio, acqua contaminata da sostanze organiche "slop" e acque reflue industriali; tutti i serbatoi risultano tutti posizionati in vasche di contenimento in c.a. ed ispezionabili su tutta la superficie laterale. <p>Gli impatti ambientali vengono limitati per i seguenti punti:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Sistemi antincendio ad acqua nebulizzata in alternativa a quelli a gas HCFC; - Raccolta delle acque reflue industriali con reti dedicate e convogliamento in serbatoi metallici installati in vasche di cemento armato; - Raccolta delle acque reflue domestiche con rete dedicata e convogliamento a fossa di tipo Imhoff e impianto di fitodepurazione chiuso; - Realizzazione di aree verdi. <p>La rete di trasporto e le centrali SRG sono controllate e gestite a distanza dal centro di Dispacciamento di San Donato Milanese (MI), h. 24, con la collaborazione di unità periferiche locali.</p> <p>In caso di anomalie, queste sono gestite automaticamente grazie ad un Sistema di Controllo Unità (SCU) ed un Sistema di Controllo Stazione (SCS).</p>
<p>ix) Svolgimento di analisi comparative settoriali su base regolare.</p>	<p>NON APPLICABILE</p>	<p>Non essendoci società a livello nazionale/regionale della consistenza di SRG, non è possibile effettuare valutazioni comparative.</p>
<p>x) Programmi di garanzia della qualità/controllo della qualità per assicurare che le caratteristiche di tutti i combustibili siano definite e controllate con precisione (BAT 9).</p>	<p>APPLICATA</p>	<p>Nell'ambito del Piano di Monitoraggio e Controllo allegato all'AIA vigente sono previsti controlli delle caratteristiche dei combustibili con registrazione dei risultati su sistema informatico aziendale.</p>
<p>xi) Piano di gestione al fine di ridurre le emissioni in atmosfera e/o nell'acqua in condizioni di esercizio diverse da quelle normali, compresi i periodi di avvio e di arresto (BAT 10-11).</p>	<p>APPLICATA</p>	<p>Vengono effettuate attività di verifica e monitoraggio periodico.</p> <p>Inoltre sono previste manutenzioni regolari degli impianti, monitoraggi e verifiche degli apparati al fine di garantire la funzionalità dei sistemi e per prevenire guasti, rotture ed emissioni fuggitive e straordinarie.</p> <p>Tali attività vengono registrate su apposito sistema informatico aziendale.</p>
<p>xii) Piano di gestione dei rifiuti finalizzato ad evitarne la produzione e a far sì che</p>	<p>APPLICATA</p>	<p>I rifiuti prodotti sono generati dalle attività accessorie e di manutenzione, e gestiti nel rispetto della normativa vigente e sono costituiti in massima parte da acque reflue di lavaggio, oli esausti, liquidi scaricati dai filtri gas di centrale, batterie, ferro, acciaio, materiali filtranti e tubi fluorescenti.</p>



	<p>siano preparati per il riutilizzo, riciclati o altrimenti recuperati, prevedendo l'uso delle tecniche della BAT 16.</p>		<p>Il raggruppamento dei rifiuti viene effettuato, prima della raccolta, nel luogo in cui sono prodotti (Deposito Temporaneo), viene effettuato per tipi omogenei e nel rispetto delle relative norme tecniche. I rifiuti, oltre che in appositi serbatoi a tenuta, sono raccolti in apposite aree, idoneamente protette con pavimentazione impermeabile. I depositi dei rifiuti sono monitorati periodicamente per garantire il recupero/smaltimento secondo le tempistiche di legge. I reflui prodotti sono poi conferiti a ditte autorizzate per il trasporto e lo smaltimento, nel rispetto della normativa vigente, in conformità alla procedura di Gestione dei Rifiuti del SGA di Snam Rete Gas.</p>
	<p>xiii) Un metodo sistematico per individuare e trattare le potenziali emissioni incontrollate e/o impreviste nell'ambiente, in particolare:</p> <p>a) Le emissioni nel suolo e nelle acque sotterranee dovute alla movimentazione e allo stoccaggio di combustibili, additivi, sottoprodotti e rifiuti.</p> <p>b) Le emissioni associate all'autoriscaldamento e/o all'autocombustione dei combustibili nelle attività di stoccaggio e movimentazione.</p>	<p>APPLICATA</p>	<p>Nell'ambito del sistema di gestione ambientale l'Azienda ha elaborato specifiche linee guida ed istruzioni operative per la gestione e la prevenzione dell'inquinamento delle matrici suolo e acque. In particolare, le linee guida riguardano:</p> <ul style="list-style-type: none"> • il carico e scarico liquidi da autobotte; • la dotazione di materiali assorbenti per far fronte a potenziali emergenze ambientali; • le prove di tenuta della rete di raccolta delle soluzioni acquose di lavaggio; • il controllo dei serbatoi; • la predisposizione di una zona di deposito rifiuti; • l'istruzione operativa per le prove di tenuta/verifica di integrità periodiche delle tubazioni di collegamento tra i serbatoi di stoccaggio e i cassoni olio delle unità di compressione; • la simulazione di emergenze ambientali. <p>L'impianto è fornito di un sistema di stoccaggio, carico e scarico olio di lubrificazione dei turbocompressori, costituito da 2 serbatoi interrati metallici (n.1 per l'olio nuovo di capacità 16,63 m³ e n.1 per l'olio di recupero di capacità 16,63 m³) ispezionabili contenuti in vasca di contenimento di cemento armato, dimensionate in modo tale da poter contenere il 100% della capacità del serbatoio. Nei cassoni dell'olio di lubrificazione sono presenti sistemi automatici per il monitoraggio del livello che, in caso di anomalia, inviano una segnalazione di allarme alla sala di controllo.</p> <p>I serbatoi contenenti olio idraulico usato per l'avviamento delle unità di compressione, sono inseriti in skid dimensionati per contenere eventuali perdite. L'olio viene convogliato al sistema di avviamento tramite tubazioni in acciaio saldate.</p> <p>Il gasolio è utilizzato per la motopompa antincendio e per l'alimentazione dei gruppi elettrogeni. Per lo stoccaggio di tale materiale:</p> <ul style="list-style-type: none"> • il gasolio per alimentazione dei gruppi elettrogeni viene stoccato in due serbatoi metallici a tenuta di 20 m³ (V-6 e V-1106) installati sotto il piano campagna, posizionati in vasca di contenimento in cemento armato, ispezionabile su tutti i lati dello stesso (il serbatoio metallico di alimentazione giornaliera del gruppo elettrogeno ha capacità di 0,15 m³); • il gasolio per alimentazione della motopompa antincendio è stoccato all'interno di un serbatoio in acciaio, non interrato e a vista, della capacità di 0,15 m³ (area 37), che fa parte dello skid dell'attrezzatura; la procedura per il carico del gasolio è manuale. Mediamente si

			<p>rabboccano 20-30 litri di gasolio all'anno. Non è previsto il deposito di taniche di gasolio come scorta presso l'impianto, il rifornimento avviene di volta in volta acquistando il prodotto presso distributori locali.</p> <p>La centrale dispone di un'area dedicata al deposito dei fusti di olio e altri prodotti utilizzati per le attività di manutenzione (es. grassi). Tale area è opportunamente pavimentata e delimitata da cordolo a formare un bacino di contenimento adeguato ai quantitativi in stoccaggio e protetta mediante copertura dagli agenti atmosferici.</p> <p>La movimentazione di oli lubrificanti e gasolio avviene in idonee aree confinate, dotate di piazzole di carico e scarico impermeabilizzate, che permettono la gestione dei prodotti in piena sicurezza ambientale. Eventuale prodotto raccolto viene gestito come rifiuto e conferito a terzi autorizzati per operazioni di recupero/smaltimento.</p> <p>Le emissioni fuggitive di gas naturale vengono individuate grazie a dei gas detector installati all'interno dei cabinati delle unità di compressione, i quali rilevano anche perdite marginali di gas. Le tubazioni del gas inoltre hanno, per gran parte, connessioni saldate per minimizzare il rischio di perdite.</p> <p>Vedi inoltre nota al punto xi).</p>
	<p>xiv) 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.</p>	<p>APPLICATA</p>	<p>Le materie prime utilizzate sono principalmente gas naturale, gasolio, oli minerali e sintetici di lubrificazione.</p> <p>Il gasolio è utilizzato per la motopompa antincendio e per l'alimentazione dei gruppi elettrogeni:</p> <ul style="list-style-type: none"> • il gasolio per alimentazione dei gruppi elettrogeni viene stoccato in due serbatoi metallici a tenuta di 20 m³ (V-6 e V-1106) installati sotto il piano campagna, posizionati in vasca di contenimento in cemento armato, ispezionabile su tutti i lati dello stesso (il serbatoio metallico di alimentazione giornaliera del gruppo elettrogeno ha capacità di 0,15 m³); • il gasolio per alimentazione della motopompa antincendio è stoccato all'interno di un serbatoio in acciaio, non interrato e a vista, della capacità di 0,15 m³ (area 37), che fa parte dello skid dell'attrezzatura; la procedura per il carico del gasolio è manuale. <p>L'olio minerale è utilizzato per la lubrificazione dei turbocompressori, viene fornito mediante autobotte e stoccato in appositi serbatoi all'interno di vasche di contenimento in cemento armato.</p> <p>I prodotti ausiliari vengono introdotti in impianto mediante appositi contenitori/serbatoi, movimentati e depositati in aree dedicate, confinate ed impermeabilizzate.</p>
	<p>xv) Piano di gestione del rumore in caso di probabile o constatato inquinamento acustico presso i recettori sensibili, contenente:</p> <p>a) Un protocollo di monitoraggio del rumore</p>	<p>APPLICATA</p>	<p>Applicazione del Piano di Monitoraggio e Controllo, interrimento delle condutture di trasporto del gas, installazioni di cabinati insonorizzati, cappe acustiche insonorizzate per le valvole, valvole a bassa emissione sonora, dispositivi silenziatori sui vent.</p>



	<p>in corrispondenza dei confini dell'impianto;</p> <ul style="list-style-type: none">b) Un programma di riduzione del rumore;c) Un protocollo di risposta a situazioni di inquinamento;d) Una rassegna dei casi di inquinamento acustico riscontrati, delle azioni correttive intraprese e delle informazioni fornite agli interessati.		
	<p>xvi) Per la combustione, la gassificazione o il coincenerimento di sostanze maleodoranti, un piano di gestione degli odori contenente:</p> <ul style="list-style-type: none">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.	<p>NON APPLICABILE</p>	<p>L'utilizzo di gas naturale quale principale combustibile all'interno del ciclo produttivo, consente di ridurre al minimo le emissioni atmosferiche di sostanze maleodoranti (zolfo, polveri, composti organici volatili ecc..).</p> <p>Inoltre il gas naturale utilizzato nell'impianto non è odorizzato.</p>

1.2 Monitoraggio*

BAT n°	Descrizione			Stato di applicazione	Modalità di applicazione BAT e/o note	
BAT 2	Determinare il rendimento elettrico netto e/o il consumo totale netto di combustibile e/o l'efficienza meccanica netta [...] delle unità di combustione mediante una prova di prestazione a pieno carico secondo le norme EN, dopo la messa in esercizio dell'unità e dopo ogni modifica [...]. Se non sono disponibili norme EN [...] applicare le norme ISO, le norme nazionali o altre norme internazionali [...].			APPLICATA	Nella centrale il sistema informativo registra i consumi di gas naturale, i volumi di gas compresso, i consumi di olio e le ore di esercizio delle unità di compressione, l'energia elettrica assorbita da rete esterna e le ore di esercizio del gruppo elettrogeno	
BAT 3	Monitorare i principali parametri di processo relativi alle emissioni in atmosfera e in acqua, tra cui:					
	Effluente gassoso	Portata	Determinazione periodica o in continuo	APPLICATA	Il monitoraggio dei parametri è effettuato con frequenza continua per le unità TC3, TC4, TC5, TC6. Gli effluenti gassosi non sono sottoposti ad un trattamento con acqua/vapore o ammoniacale, in quanto il sistema di combustione adottato per le turbine a gas di tipo DLE (riconosciuta come MTD) riduce già le emissioni di NO _x e CO.	
		Tenore di ossigeno, temperatura e pressione	Misurazione periodica o in continuo	APPLICATA		
		Tenore di vapore acqueo				
Acque reflue da trattamento degli effluenti gassosi	Portata, pH e temperatura	Misurazione in continuo	NON APPLICABILE			
BAT 4	Monitorare le emissioni in atmosfera almeno alla frequenza indicata di seguito ed in conformità con le norme EN. In mancanza di norme EN si fa riferimento a norme ISO, a norme nazionali o internazionali					
	NO _x	turbine a gas naturale	Norme EN generiche	Monitoraggio continuo.** in	APPLICATA	Il monitoraggio dei parametri è effettuato con frequenza continua per le unità TC3, TC4, TC5, TC6.
	CO	turbine a gas naturale	Norme EN generiche	Monitoraggio continuo.** in	APPLICATA	Il monitoraggio dei parametri è effettuato con frequenza continua per le unità TC3, TC4, TC5, TC6.
** La frequenza di monitoraggio non si applica per gli impianti messi in funzione al solo scopo di eseguire una misurazione delle emissioni. Per le turbine a gas, il monitoraggio periodico è effettuato quando il carico dell'impianto di combustione è > del 70%						
BAT 5	Monitorare le emissioni in acqua derivanti dal trattamento degli effluenti gassosi [...].			NON APPLICABILE	Il ciclo produttivo non prevede il trattamento degli effluenti gassosi con acqua/vapore o ammoniacale.	



BAT n°	Descrizione	Stato di applicazione	Modalità di applicazione BAT e/o note
* Sono riportati solo i parametri pertinenti con la tipologia di attività svolta.			

1.3 Prestazioni ambientali generali e di combustione

BAT n°	Descrizione	Stato di applicazione	Modalità di applicazione BAT e/o note
BAT 6	Migliorare le prestazioni ambientali generali degli impianti di combustione e ridurre le emissioni in atmosfera di CO e delle sostanze incombuste, ottimizzando la combustione e facendo uso di un'adeguata combinazione delle tecniche indicate:		
	a. Dosaggio e miscela dei combustibili	APPLICATA	Il sistema di combustione DLE per le turbine a gas garantisce una distribuzione omogenea della temperatura di combustione attraverso la preventiva miscelazione di aria e combustibile.
	b. Manutenzione del sistema di combustione	APPLICATA	Sono previste manutenzioni regolari e verifiche agli apparati per garantire la funzionalità dei sistemi all'interno di parametri stabiliti dai costruttori e per prevenire guasti e rotture. I programmi di manutenzione e le verifiche periodiche negli impianti da parte del personale operativo permettono di contenere anche le emissioni fugitive della centrale che rappresentano non solo un dispendio nel bilancio energetico dell'impianto, ma anche un aspetto di tipo ambientale e di sicurezza.
	c. Sistema di controllo avanzato	APPLICATA	Vedi BAT 1 viii) e BAT 12 g)
	d. Buona progettazione delle apparecchiature di combustione	APPLICATA	In fase di progettazione l'azienda ha promosso l'ottimizzazione dei vari processi produttivi attraverso la selezione di apparecchiature e macchine (es. compressori, caldaie, motori, etc.) aventi requisiti in linea con le tecnologie più recenti in modo da minimizzare i consumi energetici. In particolare, nel corso dell'ammodernamento degli impianti, tutte le turbine a gas sono state convertite alla tecnologia DLE.
e. Scelta del combustibile: scegliere tra i combustibili disponibili quello con il miglior profilo ambientale (basso tenore di zolfo e/o mercurio).	NON APPLICABILE	Viene usato come combustibile lo stesso gas naturale trasportato nei metanodotti. L'utilizzo di gas naturale consente comunque di ridurre al minimo le emissioni atmosferiche di ossidi di zolfo, polveri e composti organici volatili.	
BAT 7	Ridurre le emissioni di ammoniaca in atmosfera [...] utilizzata per abbattere le emissioni di NOx. [...]	NON APPLICABILE	Le turbine di tipo DLE non necessitano di riduzione dei tenori di NOx mediante l'utilizzo di tecniche SCR/SNCR, quindi mediante l'utilizzo di ammoniaca come reagente.



BAT n°	Descrizione	Stato di applicazione	Modalità di applicazione BAT e/o note
BAT 8	[...] 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	L'impianto è dotato di tecnologia di combustione DLE la quale viene controllata in continuo e mantenuta come indicato alla BAT 6 b) e alla BAT 12 g).
BAT 9	[...] 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.		
	Caratterizzazione iniziale completa del combustibile utilizzato in conformità con le norme EN. In mancanza di norme EN si fa riferimento a norme ISO, a norme nazionali o internazionali. Gas Naturale: - potere calorifico inferiore - CH ₄ , C ₂ H ₆ , C ₃ , C ₄ +, CO ₂ , N ₂ , indice di Wobbe.	APPLICATA	Il gas naturale è fornito dalla rete di trasporto nazionale ed è monitorato tramite un gascromatografo per l'analisi in continuo delle sue caratteristiche.
	Prove periodiche della qualità del combustibile [...]	APPLICATA	Il gas naturale è fornito dalla rete di trasporto nazionale ed è monitorato tramite un gascromatografo per l'analisi in continuo delle sue caratteristiche.
	Successivo adeguamento delle impostazioni dell'impianto in funzione della necessità e della fattibilità.	NON APPLICABILE	La fornitura di gas risponde a caratteristiche di cui al codice di rete di Snam Rete Gas.
	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.		
BAT 10	Al fine di ridurre le emissioni in atmosfera e/o nell'acqua durante condizioni di esercizio diverse da quelle normali, consiste nell'elaborare e attuare, nell'ambito del sistema di gestione ambientale (BAT 1), 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 (ad esempio, progettazione di turbine a gas esercibili a regimi di basso carico per ridurre i carichi minimi di avvio e di arresto);	APPLICATA	I criteri di progettazione e costruzione della centrale sono tali da permettere l'esercizio in condizioni di sicurezza, affidabilità ed efficienza (vedi BAT 6 d). La gestione, per quanto riguarda la sicurezza, è affidata a sistemi di controllo automatici locali, i quali permettono la messa in sicurezza della centrale sulla base di variazioni anomale di parametri di funzionamento monitorati costantemente.
	- elaborazione e attuazione di un apposito piano di manutenzione preventiva per i suddetti sistemi;	APPLICATA	Inoltre specifiche attività di verifica e di monitoraggio sul corretto funzionamento degli impianti vengono eseguite periodicamente secondo il manuale di manutenzione.



BAT n°	Descrizione	Stato di applicazione	Modalità di applicazione BAT e/o note
	<ul style="list-style-type: none"> - rassegna e registrazione delle emissioni causate dalle condizioni di esercizio diverse da quelle normali e relative circostanze, nonché eventuale attuazione di azioni correttive; 	APPLICATA	Il PMC prevede che nel registro informativo interno vengano registrati tutti i controlli fatti per il corretto funzionamento degli impianti e delle attrezzature. Eventuali malfunzionamenti che possono compromettere la performance ambientale vengono comunicati tempestivamente all'Autorità Competente ed all'Ente di Controllo.
	<ul style="list-style-type: none"> - valutazione periodica delle emissioni complessive durante le condizioni di esercizio diverse da quelle normali (ad esempio, frequenza degli eventi, durata, quantificazione/stima delle emissioni) ed eventuale attuazione di azioni correttive. 	APPLICATA	I monitoraggi periodici degli impianti prevedono che vengano registrati ed inseriti nel rapporto periodico trasmesso all'Autorità Competente i valori di emissione non conformi ai valori limite ed eventuali azioni correttive/contenitive adottate, tempistiche di rientro nei valori standard.
BAT 11	Consiste nel monitorare adeguatamente le emissioni in atmosfera e/o nell'acqua durante le condizioni di esercizio diverse da quelle normali.	APPLICATA	Si prevede il monitoraggio delle eventuali emissioni e la comunicazione annuale agli enti competenti dell'elenco dei malfunzionamenti e degli eventi accidentali, tipologia e loro durata, con stima delle emissioni nell'ambiente, interventi e tempi di ripristino.



1.4 Efficienza energetica

BAT n°	Descrizione	Stato di applicazione	Modalità di applicazione BAT e/o note
BAT 12	Utilizzare una combinazione adeguata delle tecniche indicate di seguito al fine di aumentare l'efficienza energetica delle unità di combustione in funzione ≥ 1.500 ore/anno:		
	a. Ottimizzazione della combustione	APPLICATA	Il sistema di combustione DLE per le turbine a gas garantisce una distribuzione omogenea della temperatura di combustione attraverso la preventiva miscelazione di aria e combustibile; inoltre fa sì che la fiamma raggiunga una minor temperatura e che vengano ridotte le emissioni.
	b. Ottimizzazione delle condizioni del fluido di lavoro	APPLICATA	
	c. Ottimizzazione del ciclo del vapore	NON APPLICABILE	Non è presente un ciclo del vapore.
	d. Riduzione al minimo del consumo di energia	APPLICATA	Vedi BAT 12 a), i). I sistemi ad aria compressa sono dotati di un serbatoio polmone tra il sistema di generazione e le varie utenze, in modo da minimizzare i periodi di funzionamento dei compressori.
	e. Preriscaldamento dell'aria di combustione	NON APPLICABILE	Non è applicabile in quanto non sostenibile economicamente in relazione alla tipologia di attività. Si veda BAT 12 i).
	f. Preriscaldamento del combustibile	APPLICATA	La centrale, oltre alle unità di compressione, possiede n. 5 generatori di calore, alimentati a gas, con potenzialità termica di 348 kW (n. 2 generatori) e 655 kW (n. 3 generatori), adibiti al preriscaldamento del gas di alimentazione delle turbine del gruppo di compressione (TC3-TC4-TC5-TC6) (vedi BAT 12i).
	g. Sistema di controllo avanzato	APPLICATA	La gestione della centrale è affidata a sistemi di controllo automatici locali, il Sistema di Controllo Unità (SCU) ed il Sistema di Controllo Stazione (SCS). Questi garantiscono la messa in sicurezza automatica dell'impianto sulla base di variazioni anomale di alcuni parametri di funzionamento monitorati in continuo, ovvero pressione, temperatura e portata dei turbocompressori. Inoltre l'efficienza delle unità di compressione viene monitorata tramite la registrazione su sistema informativo del volume di gas compresso, volume di gas combustibile utilizzato, ore di funzionamento ed indice di utilizzazione. Il monitoraggio periodico delle emissioni dai quattro camini dei turbocompressori è invece registrato su documento cartaceo/file. Le turbine a gas DLE sono regolate in modo da premiscelare, da un determinato carico, il gas combustibile ed il comburente prima dell'ingresso in camera di combustione al fine di ottimizzare la



BAT n°	Descrizione	Stato di applicazione	Modalità di applicazione BAT e/o note
			temperatura nella camera di combustione stessa per il rispetto dei limiti alle emissioni.
	h. Preriscaldamento dell'acqua di alimentazione per mezzo del calore recuperato	NON APPLICABILE	Non è presente acqua di alimentazione.
	i. Recupero di calore da cogenerazione	NON APPLICABILE	<p>Per quanto riguarda la possibilità di applicare un ciclo combinato con recupero di calore dei fumi in alternativa all'utilizzo di caldaie ai fini del risparmio energetico e di una riduzione dell'inquinamento, si riportano alcune considerazioni.</p> <p>L'impianto è progettato per soddisfare il fabbisogno di gas richiesto dagli utenti attraverso il sistema di trasporto nazionale. Dovendo far fronte a prelievi sensibilmente variabili per ragioni climatiche e commerciali, la centrale è esercita con variazioni di carico notevoli ed in modo discontinuo (modalità di esercizio caratteristica di tutte le centrali di compressione). Tuttavia ciascuna unità di compressione è munita di un impianto di riduzione della pressione del gas naturale necessario per garantire una pressione di alimentazione del gas combustibile stesso, idonea per le esigenze della turbina.</p> <p>Per il preriscaldamento del fuel gas viene utilizzato un apposito scambiatore gas/acqua e l'acqua calda necessaria a tale scopo è resa disponibile da tre caldaie.</p> <p>La realizzazione di un sistema di recupero termico dai gas di scarico non può comunque prescindere dall'installazione di caldaie, anche perché il preriscaldamento del fuel gas è sempre necessario all'avviamento delle turbine, in quanto in caso di impianto inizialmente fermo non sono ancora disponibili i fumi caldi.</p> <p>In conclusione, come sopra evidenziato, non sussistono i presupposti tecnici perché si possa attuare un recupero energetico dei gas combustibili garantendo al tempo stesso affidabilità e flessibilità di trasporto del gas agli utenti.</p>
	j. Disponibilità della CHP	NON APPLICABILE	Vedi BAT 12 i).
	k. Condensatore degli effluenti gassosi	NON APPLICABILE	Vedi BAT 12 i).
	l. Accumulo termico	NON APPLICABILE	Applicabile unicamente agli impianti CHP (cogenerazione di calore ed elettricità).
	m. Camino umido	NON APPLICABILE	Applicabile solo ad unità dotate di sistemi FGD (desolforazione degli effluenti gassosi) a umido.

BAT n°	Descrizione	Stato di applicazione	Modalità di applicazione BAT e/o note
	n. Scarico attraverso torre di raffreddamento	NON APPLICABILE	Applicabile solo ad unità dotate di sistemi FGD (desolforazione degli effluenti gassosi) a umido.
	o. Preessiccamento del combustibile	NON APPLICABILE	Applicabile alla combustione di biomassa e/o torba.
	p. Riduzione al minimo delle perdite di calore	APPLICATA	Dove possibile le linee di adduzione del gas combustibile alle turbine sono coibentate a partire dai riscaldatori di unità. Altre applicazioni si riferiscono unicamente alle unità di combustione alimentate a combustibili solidi e alle unità di gassificazione/IGCC.
	q. Materiali avanzati	NON APPLICABILE	Applicabile unicamente ai nuovi impianti.
	r. Potenziamento delle turbine a vapore	NON APPLICABILE	Non applicabile all'attività dell'azienda.
	s. Condizioni di vapore supercritiche e ultra supercritiche	NON APPLICABILE	Non applicabile all'attività dell'azienda.

Nota 1: Relativamente alla efficienza energetica di cui al BREF Energy Efficiency (february 2009), in questa sede si vuole evidenziare che gli impianti di compressione gas della rete di trasporto gas sono costituite da turbine a gas per la produzione di energia meccanica (mechanical drive) accoppiate a compressori centrifughi che comprimono il gas nella rete fino alla pressione prevista.

In fase di progettazione sono sempre considerati accorgimenti finalizzati all'incremento di efficienza energetica e al risparmio, riassumibili nei seguenti punti:

- Il miglioramento ambientale continuo è principio ispiratore e obiettivo del Sistema di gestione Ambientale degli impianti di compressione di SRG, certificato conforme alla norma UNI-EN- ISO 14001:2004.
- Per quanto riguarda i processi di compressione gas, sono monitorati costantemente tutti i parametri di funzionamento dei Turbocompressori, con particolare riguardo ai consumi energetici (fuel gas),
- In fase di progettazione vengono ottimizzati i vari processi produttivi selezionando apparecchiature e macchine (es. motori di trigenerazione) aventi requisiti in linea con le tecnologie più recenti in modo da minimizzare i consumi energetici.

Al fine di incrementare il risparmio energetico sono attuati anche alcuni accorgimenti di tipo gestionale:

- all'interno dei cabinati unità, nei locali tecnici, in assenza di personale per le attività di manutenzione, gli impianti di illuminazione sono tenuti spenti;
- all'interno degli uffici, magazzini e officina, in assenza di personale per le attività lavorative e nei giorni festivi gli impianti di illuminazione sono tenuti spenti;
- sono regolarmente effettuate manutenzioni e verifiche agli apparati per garantire la funzionalità dei sistemi all'interno di parametri stabiliti dai costruttori e per prevenire guasti e rotture;
- i programmi di manutenzione e le verifiche periodiche negli impianti da parte del personale operativo consentono di contenere anche le emissioni fuggitive dell'impianto di compressione. Tali emissioni rappresentano non solo un dispendio nel bilancio energetico dell'impianto ma anche un aspetto di tipo ambientale e di sicurezza.



1.5 Consumo d'acqua ed emissioni nell'acqua

BAT n°	Descrizione	Stato di applicazione	Modalità di applicazione BAT e/o note
BAT 13	Utilizzare una o entrambe le tecniche di seguito indicate al fine di ridurre il consumo d'acqua e il volume delle acque reflue contaminate emesse		
	a. Riciclo dell'acqua	NON APPLICABILE	L'azienda non utilizza acqua per il processo di compressione gas.
	b. Movimentazione a secco delle ceneri	NON APPLICABILE	Non applicabile al ciclo produttivo della centrale, i combustibili bruciati non sono di tipo "solido".
BAT 14	Tenere distinti i flussi delle acque reflue e trattarli separatamente, in funzione dell'inquinante, al fine di prevenire la contaminazione delle acque reflue non contaminate e ridurre le emissioni nell'acqua.	APPLICATA	<p>Le acque reflue domestiche, provenienti dai servizi igienici (uno per centrale A ed uno per centrale B), dopo trattamento in vasca Imhoff, vengono inviate ad un impianto di fitodepurazione.</p> <p>Le acque reflue industriali sono convogliate mediante apposita rete di raccolta a due serbatoi interrati metallici di capienza circa 10 m³ cadauno contenuto in vasca di cemento armato. Lo smaltimento avviene tramite autobotte secondo le normative vigenti.</p> <p>Le acque contaminate da sostanze organiche (slop) (reflui d'acqua, condensa, che viene separata da appositi sistemi di filtrazione dal gas che transita nelle tubazioni della centrale) confluiscono in n. 3 serbatoio di processo metallico di capacità 30, 15 e 10 m³ a tenuta, installati sotto il piano campagna all'interno di una vasca di contenimento in calcestruzzo. Il serbatoio è equipaggiato con una pompa per l'estrazione del liquido raccolto al suo interno ed il suo carico in autocisterna, per lo smaltimento come rifiuto.</p>
BAT 15	Ridurre l'emissione nell'acqua di acque reflue da trattamento degli effluenti gassosi applicando una combinazione adeguata di tecniche (vedi Tabella BAT 15)	NON APPLICABILE	Il ciclo produttivo non prevede il trattamento degli effluenti gassosi non con acqua/vapore o ammoniacca.



1.6 Gestione dei rifiuti

BAT n°	Descrizione	Stato di applicazione	Modalità di applicazione BAT e/o note
BAT 16	<p>Al fine di ridurre la quantità da smaltire di rifiuti risultanti dalla combustione e/o dal processo di gassificazione e dalle tecniche di abbattimento, consiste nell'organizzare le operazioni in modo da ottimizzare, in ordine di priorità e secondo la logica del ciclo di vita:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. prevenzione dei rifiuti (massimizzare sottoprodotti); b. preparazione dei rifiuti per il loro riutilizzo; c. riciclaggio dei rifiuti; d. altri modi di recupero dei rifiuti <p>Attuando le tecniche di seguito indicate:</p>		
	a. Produzione di gesso come sottoprodotto	NON APPLICABILE	Il ciclo produttivo non prevede il trattamento degli effluenti gassosi con sistemi FGD, perciò non prevede la produzione di Gesso come residuo delle reazioni a base di calcio.
	b. Riciclaggio o recupero dei residui nel settore delle costruzioni	NON APPLICABILE	La combustione di gas naturale con sistemi DLE permette la riduzione delle emissioni atmosferiche e lo stesso utilizzo del gas naturale permette di ridurre al minimo la produzione di polveri/ceneri.
	c. Recupero di energia mediante l'uso dei rifiuti nel mix energetico	NON APPLICABILE	Il ciclo produttivo non permette tecnicamente l'introduzione di rifiuti nel mix energetico
	d. Preparazione per il riutilizzo del catalizzatore esaurito	NON APPLICABILE	Le turbine adottano il sistema DLE per cui non necessitano di utilizzo di catalizzatori.



1.7 Emissioni sonore

BAT n°	Descrizione	Stato di applicazione	Modalità di applicazione BAT e/o note
BAT 17	Utilizzare una o più tecniche di seguito elencate al fine di ridurre le emissioni sonore		
	a. Misure operative	APPLICATA	Ai fini del contenimento del rumore in ambiente esterno sono utilizzati i seguenti accorgimenti: <ul style="list-style-type: none">- Cabinati insonorizzati che contengono le apparecchiature che possono produrre emissioni sonore;- Cappe acustiche insonorizzate per le valvole;- Valvole a bassa emissione sonora;- Dispositivi silenziatori sui vent;- Interramento delle tubazioni di trasporto del gas naturale per abbatte il rumore, le tubazioni sono inoltre coibentate/isolate dove possibile.
	b. Apparecchiature a bassa rumorosità	APPLICATA	
	c. Attenuazione del rumore	APPLICATA	
	d. Dispositivi anti rumore	APPLICATA	
e. Localizzazione adeguata delle apparecchiature e degli edifici	APPLICATA		



CONCLUSIONI SULLE BAT PER LA COMBUSTIONE DI COMBUSTIBILI SOLIDI

BAT n°	Descrizione	Stato di applicazione	Modalità di applicazione BAT e/o note
BAT 18 BAT 19 BAT 20 BAT 21 BAT 22 BAT 23 BAT 24 BAT 25 BAT 26 BAT 27	Conclusioni sulle BAT per la combustione di combustibili solidi	NON PERTINENTE	BAT non pertinenti per il tipo di impianto di combustione e tipo di combustibile utilizzato.



CONCLUSIONI SULLE BAT PER LA COMBUSTIONE DI COMBUSTIBILI LIQUIDI

BAT n°	Descrizione	Stato di applicazione	Modalità di applicazione BAT e/o note
BAT 28 BAT 29 BAT 30 BAT 31 BAT 32 BAT 33 BAT 34 BAT 35 BAT 36 BAT 37 BAT 38 BAT 39	Conclusioni sulle BAT per la combustione di combustibili liquidi.	NON APPLICABILE	Nella centrale è presente una motopompa antincendio alimentata a gasolio. Vista la non significatività delle emissioni, le presenti BAT non si ritengono applicabili.

CONCLUSIONI SULLE BAT PER LA COMBUSTIONE DI COMBUSTIBILI GASSOSI

4.1.1 Efficienza energetica

BAT N°	Descrizione	Stato di applicazione	Modalità di applicazione BAT e/o note
BAT 40	Al fine di aumentare l'efficienza della combustione di gas naturale, la BAT consiste nell'utilizzare una combinazione adeguata delle tecniche indicate nella BAT 12 e di seguito.		
	Ciclo combinato	NON APPLICABILE	Non applicabile alle turbine a gas per trasmissioni meccaniche utilizzate in modalità discontinua con ampie variazioni di carico e frequenti momenti di avvio e arresto.

BAT 40_ Tabella 23: Livelli di efficienza energetica associati alla BAT (BAT-AEEL) per la combustione di gas naturale.

Tipo di unità di combustione*	BAT-AEL				
	Rendimento elettrico netto (%)		Consumo totale netto di combustibile (%)	Efficienza meccanica netta (%) ⁽¹⁾	
	Nuova Unità	Unità Esistente		Nuova Unità	Unità Esistente
Turbina a Gas a ciclo aperto ≥ 50 MW _{th}	36-41,5	33-41,5 ⁽²⁾	Nessuna BAT-AEEL	36,5-41	33,5-41

* Riportate solo le unità di combustione presenti nell'impianto SRG
 (1) Questi BAT-AEEL non sono applicabili alle unità utilizzate per applicazioni trasmissione meccanica
 (2) Il rapporto tra l'energia conferita alla macchina operatrice rispetto all'energia conferita alla turbina nelle condizioni di massima potenza (ISO), per una turbina a gas per azionamento meccanico, si attesta tra 33-38%.



4.1.2 Emissioni in atmosfera di NO_x, CO, NMVOC e CH₄

BAT N°	Descrizione	Stato di applicazione	Modalità di applicazione BAT e/o note
BAT 41	Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di NO _x in atmosfera risultanti dalla combustione di gas naturale nelle caldaie, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate [...]	NON APPLICABILE	Non applicabile in quanto la combustione del gas naturale nel ciclo di produzione dell'impianto avviene in turbine e non in caldaie (vedi BAT 42)
BAT 42	Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di NO _x 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	APPLICATA	Vedi BAT 12 g)
	b. Aggiunta di acqua/vapore	NON APPLICABILE	Le turbine a gas utilizzate nell'impianto SRG sfruttano la tecnologia DLE, la quale permette un abbattimento significativo delle emissioni a secco di NO _x .
	c. Bruciatori a bassa emissione di NO _x a secco (DLN)	APPLICATA	L'utilizzo di tale tecnologia non rende possibile e necessaria l'immissione di acqua/vapore all'interno della camera di combustione.
	d. Modi di progettazione a basso carico	NON APPLICABILE	Il carico di funzionamento della turbina serve a garantire l'adeguata pressione del gas nella rete di trasporto nazionale.
	e. Bruciatori a basse emissioni di NO _x (LNB)	APPLICATA	Le turbine installate sfruttano la tecnologia DLE a basse emissioni di NO _x .
	f. Riduzione catalitica selettiva (SCR)	NON APPLICATA	Utilizzata la tecnologia DLE
BAT 43	Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di NO _x in atmosfera risultanti dalla combustione di gas naturale nei motori, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate [...]	NON APPLICABILE	Non applicabile in quanto la combustione del gas naturale nel ciclo di produzione dell'impianto avviene in turbine e non in motori (vedi BAT 42)
BAT 44	Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di CO in atmosfera risultanti dalla combustione di gas naturale, la BAT consiste nell'ottimizzare la combustione e/o utilizzare catalizzatori ossidanti.	APPLICATA	Le turbine installate sfruttano la tecnologia DLE che permette l'abbattimento delle emissioni di CO oltre alle emissioni di NO _x
BAT 45	Al fine di ridurre le emissioni di composti organici volatili non metanici (COVNM) e di metano (CH ₄) 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 i catalizzatori ossidanti.	NON PERTINENTE	BAT non pertinente per il tipo di impianto di combustione e tipo di combustibile utilizzato.

Dalla BAT 46 in poi non sono pertinenti per la tipologia di attività svolta presso l'impianto di compressione.



10.2.1 Esiti del confronto

BAT 44_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. I livelli di emissioni si riferiscono alle seguenti condizioni standard ed ai seguenti periodi di calcolo:

- Gas secco a temperatura di 273,15 K e pressione di 101,3 kPa;
- Livello di ossigeno di riferimento pari al 15% in volume;
- Media annua = media su un periodo di un anno delle medie orarie valide misurate in continuo;
- Media giornaliera = media su un periodo di 24 h delle medie orarie valide misurate in continuo;
- Media del periodo di campionamento = valore medio di tre misurazioni consecutive di almeno 30 minuti ciascuna. Per i parametri che, a causa di limitazioni di campionamento o di analisi, non si prestano a misurazioni di 30 min, si ricorre ad un periodo di campionamento adeguato.

Tipo di unità di combustione*	Potenza termica nominale totale dell'impianto di combustione (MW _{th})	BAT-AEL (mg/Nm ³)	
		Media Annua	Media giornaliera o media del periodo di campionamento
Nuove OCGT	≥ 50	15-35	25-50
Turbine a gas esistenti per applicazioni con trasmissione meccanica – tutte eccetto per impianti in funzione < 500 ore/anno	≥ 50	15-50 ⁽¹⁾	25-55 ⁽²⁾

* Riportate solo le unità di combustione presenti nell'impianto SRG
(1) Nel caso di impianti esistenti entrati in funzione non oltre il 7 gennaio 2014 il limite superiore dell'intervallo è 60
(2) Nel caso di impianti esistenti entrati in funzione non oltre il 7 gennaio 2014 il limite superiore dell'intervallo è 65

I livelli medi annui di CO per le turbine a gas esistenti di potenza ≥ 50 MW_{th} per applicazioni con trasmissione meccanica sono < 5-40 mg/Nm³. Il limite superiore di tale intervallo sarà di norma 50 quando gli impianti funzionano a basso carico.

I livelli medi annui di CO per le nuove turbine OCGT di potenza ≥ 50 MW_{th} sono < 5-40 mg/Nm³.



Le TC3-TC4 sono entrate in esercizio prima del 7 gennaio 2014. Le turbine TC5-TC6 sono entrate in esercizio nel 2014.

Di seguito si riporta una sintesi storica delle emissioni dell'impianto degli ultimi due anni. Dal confronto con la Tabella 24 della BAT 44 sopra riportata, si evince che **non ci sono stati superamenti dei limiti delle BAT-AEL.**

Tab. 10.1 – Sintesi storica delle emissioni dell'impianto di Enna (EN) dal 2017 al 2018								
	TC3		TC4		TC5		TC6	
Media annua*	NOx (mg/Nm ³)	CO (mg/Nm ³)	NOx (mg/Nm ³)	CO (mg/Nm ³)	NOx (mg/Nm ³)	CO (mg/Nm ³)	NOx (mg/Nm ³)	CO (mg/Nm ³)
2017	16,0	28,7	23,5	9,2	21,9	28,8	21,8	20,8
2018	27,7	10,3	29,3	8,3	22,3	16,1	20,9	15,0

*Valori medi annui rilevati secondo il monitoraggio in continuo previsto dal PMC.