



Enipower

Mantenimento registrazione



Dati aggiornati al 31/12/2025



Sommario

Introduzione	3
Messaggio agli stakeholder	4
Informazioni per il pubblico.....	5
Elenco siti registrazione integrata multisito	6
Mission e valori di Eni.....	7
Gruppo Enipower S.p.A.....	8
La società e l'assetto organizzativo	9
Localizzazione dei siti.....	10
Sistema di gestione HSE.....	12
La Politica HSE	13
Analisi del contesto	16
La compliance normativa	17
La sostenibilità ambientale	18
Comunicazione.....	19
La generazione di energia termoelettrica.....	20
Aspetti ambientali	23
Performance.....	25
Formazione	27
Emergenze e incidenti.....	27
Programma ambientale	27

Allegati:

Allegato 1 – Centrale di Bolgiano	37
Allegato 2 – Centrale di Brindisi	70
Allegato 3 – Centrale di Ferrera Erbognone	107
Allegato 4 – Centrale di Ravenna	142



Introduzione

La presente Dichiarazione Ambientale, redatta in conformità al Regolamento dell'Unione Europea 1221/2009 così come modificato dai Regolamenti 1505/2017 e 2026/2018, presenta le performance ambientali del triennio 2023-2025 delle centrali Enipower di Bolgiano, Brindisi, Ferrera Erbognone e Ravenna, della Sede Direzionale di San Donato Milanese e della sede uffici MSD di Ferrara, descrivendo lo stato di avanzamento degli obiettivi di miglioramento e la pianificazione dei nuovi obiettivi per il triennio di registrazione in corso 2024-2026.

La decisione di aderire volontariamente al Regolamento EMAS, per Enipower, si inserisce nella politica della Società di attenzione e impegno per uno sviluppo dell'attività compatibile con la salvaguardia dell'ambiente, attraverso l'applicazione di un Sistema di Gestione Integrato Ambiente, Sicurezza ed Energia.

La Dichiarazione Ambientale rappresenta, per la Società, un ulteriore stimolo per migliorare i rapporti con il territorio e per tendere al miglioramento continuo nella gestione delle tematiche ambientali, in piena sintonia con la politica di Enipower.

Il documento prevede un aggiornamento annuale.

Per meglio evidenziare gli aspetti ambientali di un insieme così complesso ed eterogeneo di attività, la Dichiarazione Ambientale è stata suddivisa in una sezione generale che riguarda tutte le attività dell'Organizzazione e quattro allegati dedicati ad ogni centrale in esercizio alla data di approvazione della Dichiarazione Ambientale.



Messaggio agli stakeholder

Con particolare soddisfazione presento la Dichiarazione Ambientale di Enipower 2025, documento che rappresenta un appuntamento annuale per la verifica delle prestazioni ambientali delle nostre attività e per la condivisione dei risultati conseguiti con i nostri stakeholder, momento di grande importanza per la Società e che conferma l'impegno di Enipower nell'ambito dei propri obiettivi di continuo miglioramento delle performance aziendali, della gestione degli aspetti ambientali e dello sviluppo sostenibile della propria attività, in linea con la strategia perseguita negli ultimi anni e condivisa dalle nostre persone.

In continuità con la strategia volta all'implementazione di nuovi progetti per l'efficientamento, la flessibilizzazione e la riduzione dell'impronta carbonica nell'operatività dei propri asset, Enipower si è ulteriormente impegnata a raggiungere la positività idrica al 2050 in tutti i propri siti. I progetti e gli studi condotti in questi ambiti hanno richiesto un grande sforzo tecnico ed economico e dimostrano la concretezza e solidità dei nostri obiettivi societari, nonché l'importanza di una cultura condivisa della sostenibilità, cultura che ci ha portati, tra l'altro, a progettare interventi sempre più incisivi di formazione sui temi di salute e sicurezza e ad estendere la condivisione degli obiettivi ambientali con i nostri fornitori attraverso il rinnovo dei Patti per la Sicurezza e l'Ambiente. In particolare, Enipower ha contribuito all'applicazione del Net Positive Water Impact (NWPI) nel sito di Ravenna, in sinergia con le altre realtà Eni presenti sul territorio. E proprio il rispetto per i territori e le comunità che ci ospitano, ci induce ogni anno ad effettuare una valutazione di prossimità dei nostri stabilimenti rispetto alle aree sensibili circostanti, volta ad individuare potenziali azioni di tutela dell'ambiente, della biodiversità e degli ecosistemi.

Sempre in linea con il modello di eccellenza operativa adottato, nell'ambito del nostro Sistema di Gestione Integrato HSE ed Energia (certificato secondo gli standard ISO 14001, ISO 50001 e ISO 45001) continuiamo a rafforzare il nostro sistema in riferimento alla normativa volontaria e best practice applicabili, compresa la registrazione EMAS. Sono stati inoltre confermati i risultati dell'Analisi del Contesto, nel suo ultimo aggiornamento di febbraio 2026.

La Dichiarazione Ambientale è redatta in conformità al Regolamento EMAS 1221/2009 e tiene conto delle modifiche introdotte dai Regolamenti UE 1505/2017 e 2026/2018, e ha lo scopo di rappresentare le performance ambientali relativamente al triennio 2023-2025 per le Centrali Enipower di Bolgiano, Brindisi, Ferrera Erbognone e Ravenna, per la Sede Direzionale di San Donato Milanese e la Sede Uffici MSD di Ferrara, descrivendo lo stato di avanzamento degli obiettivi di miglioramento per il triennio di registrazione in corso 2024-2026. La Dichiarazione Ambientale viene comunicata a tutti gli stakeholder in modo trasparente e accessibile anche attraverso la pubblicazione su www.eni.com.



Informazioni per il pubblico

Enipower fornisce informazioni sui propri aspetti ambientali e tecnici ai soggetti interessati e alla popolazione.

La Dichiarazione Ambientale è disponibile all'interno del sito internet Eni al link:

<https://www.eni.com/it-IT/azienda/societa-controllate-partecipate/enipower/ambiente-sicurezza.html>.

Per ulteriori informazioni, anche relative alle Dichiarazioni Ambientali precedenti, rivolgersi a:

ROBERTO IALUNA – Responsabile Salute, Sicurezza, Ambiente e Qualità (HSEQ) - roberto.ialuna@enipower.eni.it

GIUSEPPE GIANNOTTI – Energy Manager Enipower - giuseppe.giannotti@enipower.eni.it

Verificatore Ambientale Accreditato

SGS ICS Italia S.r.l.

Via Caldera, 21

20153 Milano (MI)

numero di accreditamento: **IT-V-0007**



Elenco siti registrazione integrata multisito

Sito	Indirizzo	Responsabili	Codice di attività
Sede Direzionale di San Donato Milanese	Via Maritano, 26 San Donato Milanese (MI)	Roberto Ialuna (HSEQ) Roberto.ialuna@enipower.eni.it Giuseppe Giannotti (Energy manager Enipower) giuseppe.giannotti@enipower.eni.it	NACE 35.11 Produzione di energia elettrica da fonti non rinnovabili NACE 35.30 Fornitura di vapore e aria condizionata NACE 36.00 Raccolta, trattamento e fornitura di acqua
Bolgiano	Via Maritano, 24 San Donato Milanese (MI)	Dimitri Gazzotti (REST) dimitri.gazzotti@enipower.eni.it Alessia Castelli (HSEQ) alessia.castelli@enipower.eni.it	NACE 35.11 Produzione di energia elettrica da fonti non rinnovabili NACE 35.30 Fornitura di vapore e aria condizionata
Brindisi	Via Fermi, 4 Brindisi	Gennaro Zuccaro (REST) gennaro.zuccaro@enipower.eni.it Dante Caravaglio (HSEQ) dante.caravaglio@enipower.eni.it	NACE 35.11 Produzione di energia elettrica da fonti non rinnovabili NACE 35.30 Fornitura di vapore e aria condizionata NACE 36.00 Raccolta, trattamento e fornitura di acqua
Ferrera Erbognone	Strada della Corradina, 29 Ferrera Erbognone (PV)	Concetto Fischetti (REST) concetto.fischetti@enipower.eni.it Sergio Zanetti (HSEQ) sergio.zanetti@enipower.eni.it	NACE 35.11 Produzione di energia elettrica da fonti non rinnovabili NACE 35.30 Fornitura di vapore e aria condizionata
Ravenna	Via Baiona, 107 Ravenna	Denis Daniele (REST) denis.daniele@enipower.eni.it Michele Frabetti (HSEQ) michele.frabetti@enipower.eni.it	NACE 35.11 Produzione di energia elettrica da fonti non rinnovabili NACE 35.30 Fornitura di vapore e aria condizionata
Ufficio Gestione Programmazione MSD Ferrara	P.zza G. Donegani, 12 Ferrara	Eugenio Lopomo (DS) eugenio.lopomo@enipower.eni.it Matteo Penazzi (HSEQ) matteo.penazzi@enipower.eni.it	NACE 35.11 Produzione di energia elettrica da fonti non rinnovabili NACE 35.30 Fornitura di vapore e aria condizionata



Mission e valori di Eni

Eni è una energy tech company che, con oltre 32.000 dipendenti sta affrontando la triplice sfida di assicurare forniture energetiche convenienti, affidabili e sempre più sostenibili, essenziali per il funzionamento dell'economia e della società. Oltre a focalizzarsi su una strategia di decarbonizzazione dei prodotti e dei processi industriali, Eni è impegnata in una transizione energetica socialmente equa e giusta.

Il **modello di business** di Eni è volto alla creazione di valore di lungo termine per gli stakeholder principali attraverso una consolidata presenza lungo la catena del valore dell'energia. La **mission aziendale** integra gli **Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG)** dell'Agenda 2030 delle Nazioni Unite, e **l'approccio distintivo** permea tutte le attività. Eni prosegue nel suo impegno ad assicurare la sicurezza energetica, continuando a garantire la creazione di valore e avanzando, al contempo, nella propria strategia di transizione con un approccio tecnologicamente neutrale e pragmatico, volto al mantenimento della competitività del sistema produttivo e alla sostenibilità sociale. Tali obiettivi fanno leva su una diversificata presenza geografica e su un portafoglio di **soluzioni tecnologiche che consentiranno di creare un mix energetico sempre più decarbonizzato. Essenziali** al raggiungimento di tali obiettivi sono le **partnership e le alleanze con gli stakeholder** per assicurare un coinvolgimento attivo nella definizione delle attività di Eni e nella trasformazione del sistema energetico.

L'approccio di Eni ai diritti umani è integrato nella Mission ed è stato rafforzato con l'adozione della Policy "Rispetto dei Diritti Umani in Eni", che ne delinea le aree prioritarie di impegno. Tale impegno è, inoltre, ribadito nel Codice Etico e nel "Codice di Condotta Fornitori", un patto che guida e caratterizza i rapporti con i fornitori in tutte le fasi del processo di procurement sui principi di responsabilità sociale, tra cui i diritti umani, e che tutte le imprese che collaborano con Eni sono chiamate a sottoscrivere. La dignità di ogni essere umano è al centro delle attività di Eni, che si impegna nella definizione delle proprie responsabilità nel contribuire al benessere delle persone e delle comunità locali.

Per offrire una vista sul contributo allo sviluppo locale e globale, Eni redige annualmente il rapporto di sostenibilità "Eni For", attraverso il quale comunica le proprie politiche e descrive i risultati conseguiti sugli aspetti più rilevanti riguardanti la sostenibilità. Al riguardo sono stati istituiti canali informativi dedicati e facilmente accessibili disponibili sul sito internet www.eni.com.

Gruppo Enipower S.p.A.

Enipower S.p.A. è una società posseduta al 51% da Eni S.p.A. e al 49% da Regatta Investments S.p.A., attiva nel settore della generazione di energia elettrica e vapore e servizi ausiliari.

Enipower S.p.A. possiede partecipazioni di controllo in due Società:

- Enipower Mantova S.p.A., Società che gestisce la centrale termoelettrica di Mantova (partecipata con TEA S.p.A., Società di Mantova attiva nel campo dei servizi energetici e ambientali);
- Società Enipower Ferrara Srl (S.E.F. srl), Società che gestisce la centrale termoelettrica di Ferrara (partecipata con Axpo International SA).

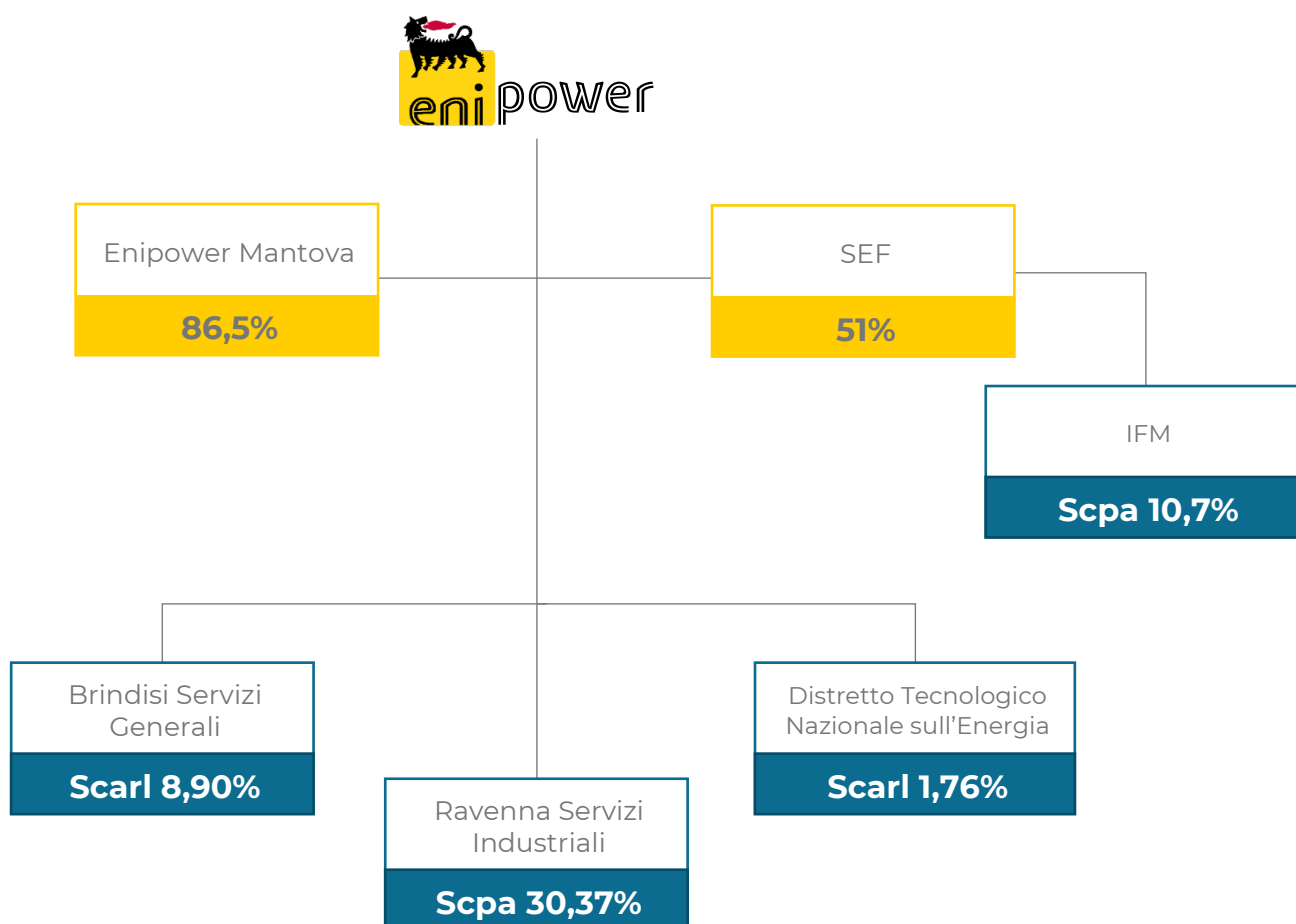


Figura 1 – Assetto societario Enipower

Enipower S.p.A. possiede infine quote di minoranza nelle Società consortili di servizi industriali nei siti di Ravenna, Ferrara e Brindisi.

La società e l'assetto organizzativo

L'Organizzazione di Enipower consta di tre funzioni di staff e due funzioni di linea, che riferiscono direttamente al vertice societario. Esse forniscono i propri contributi professionali e di coordinamento non solo all'interno della Società, ma anche alle Società controllate Enipower Mantova SpA e Società Enipower Ferrara Srl (S.e.f. Srl).

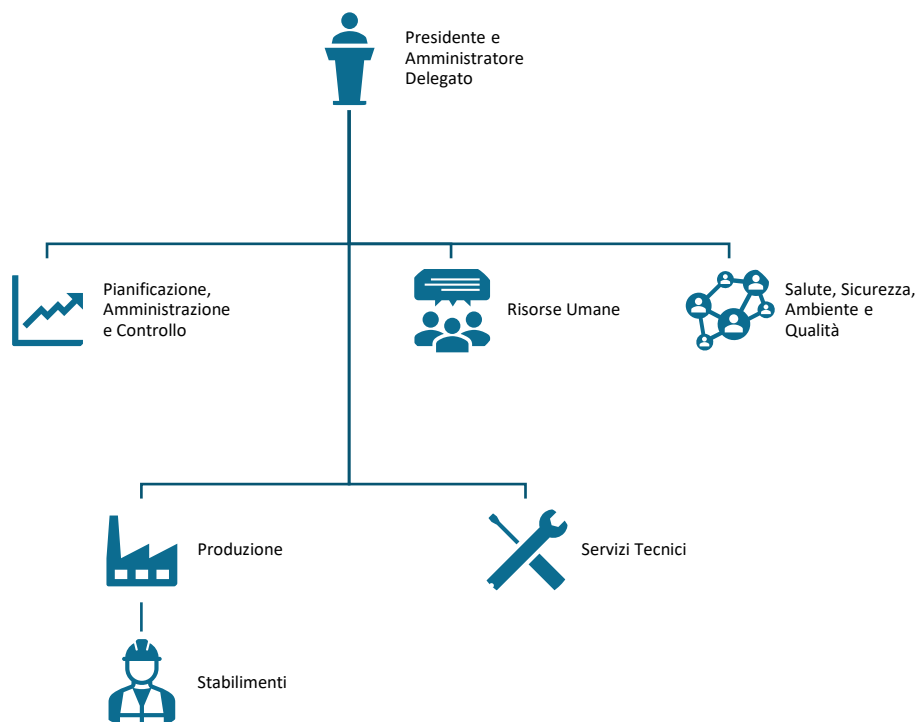


Figura 2 – Assetto organizzativo di Enipower

Localizzazione dei siti

Enipower, costituita nel novembre 1999, dispone oggi, con le sue controllate Enipower Mantova S.p.A. e S.E.F. S.r.l., di sei centrali elettriche con una potenza installata di 5 GW così distribuita:



Figura 3 – Localizzazione centrali Enipower in Italia

Di seguito si riporta l'elenco dei siti Enipower oggetto della presente Dichiarazione Ambientale, con la relativa localizzazione e potenza elettrica installata (nel caso di centrali):

Sito	Indirizzo	Attività svolta	Potenza elettrica installata (MW)
Sede Direzionale	Via Maritano, 26 San Donato Milanese (MI)	Attività di ufficio	-
Bolignano	Via Maritano, 24 San Donato Milanese (MI)	Produzione energia elettrica, acqua surriscaldata e acqua demineralizzata	60
Brindisi	Via Fermi, 4 Brindisi	Produzione energia elettrica, vapore e acqua demineralizzata	1.321
Ferrera Erbognone	Strada della Corradina 29 Ferrera Erbognone (PV)	Produzione energia elettrica e vapore	1.030
Ravenna	Via Baiona, 107 Ravenna	Produzione energia elettrica e vapore	894
Ufficio Gestione Programmazione MSD	P.zza G. Donegani, 12 Ferrara	Attività di ufficio	-

Tabella 1 – Siti Enipower oggetto della presente Dichiarazione Ambientale



La sede legale di Enipower SpA e delle sue società controllate è situata in San Donato Milanese (MI) presso Piazza Vanoni 1, senza presenza di personale operativo.

Presso la Sede Direzionale di Via Maritano 26 in San Donato Milanese la gestione e manutenzione degli uffici è affidata ad Eniservizi, società del Gruppo Eni, che gestisce gli immobili per Eni e società controllate tramite contratti di mandato. Eniservizi è certificata secondo gli standard ISO 9001, ISO 14001 e ISO 45001.

L'ufficio Gestione Programmazione MSD di Ferrara è insediato all'interno della Centrale termoelettrica gestita dalla Società Enipower Ferrara Srl (S.E.F. srl), controllata di Enipower S.p.A., la quale è in possesso di certificazione ISO 14001 e registrazione EMAS.

In considerazione che presso tali siti sono svolte unicamente attività di ufficio, senza impatti ambientali apprezzabili, questi non saranno specificamente trattati in termini di prestazioni ambientali nel seguito.

Sistema di gestione HSE

Il Sistema di Gestione Integrato Salute, Sicurezza, Ambiente ed Energia (SGI HSE) di Enipower individua le responsabilità, le procedure e gli strumenti necessari per il perseguimento dei programmi, il conseguimento degli obiettivi di miglioramento e l'ottimizzazione delle prestazioni ambientali.

L'adozione dei sistemi di gestione è finalizzata al costante miglioramento delle prestazioni individuando opportuni interventi tecnologici e gestionali per il risparmio energetico, la riduzione degli impatti sull'ambiente, la prevenzione delle malattie professionali, degli infortuni e degli incidenti sul lavoro.

L'organizzazione di ENIPOWER, oltre ad essere registrata EMAS, è certificata ISO 14001:2015, ISO 45001:2018 e ISO 50001:2018.

Il campo di applicazione del Sistema di Gestione Integrato comprende:

- 4 centrali termoelettriche a rischio HSE significativo e due sedi uffici a rischio HSE limitato, organizzate in 6 linee datoriali;
- produzione e fornitura di energia elettrica, vapore ad uso tecnologico, calore per teleriscaldamento e tele-raffrescamento in cogenerazione tramite gas naturale, gas di sintesi, gas di petrolchimico in regime di conto lavorazione;
- produzione e distribuzione di acque di processo;
- gli obblighi di conformità derivanti dalla normativa vigente e dai requisiti volontari sottoscritti e dalle aspettative e bisogni rilevanti delle parti interessate che scaturiscono dall'analisi di contesto e dalle valutazioni dei rischi e delle opportunità HSE;
- le attività correlate agli aspetti ambientali e di sicurezza affidate a fornitori esterni anche appartenenti al gruppo Eni, quali: gestione rifiuti, gestione immobili, attività di ingegneria, attività di coordinamento e titolo IV, qualifica fornitori, approvvigionamenti, gestione risorse umane, campionamenti e analisi di controllo matrici ambientali, valutazioni di rischio specifiche, esecuzione di audit interni.

Di seguito si riporta l'elenco delle certificazioni ottenute da Enipower.

Standard di riferimento	Nr. Certificato - registrazione	Prima emissione	Scadenza
ISO 45001:2023	IT25/00001709	20/12/2012	08/03/2027
ISO 50001:2018	IT25/00001708	26/07/2015	24/07/2027
ISO 14001:2015	IT25/00001706	11/07/2012	08/03/2027
EMAS Reg. CE 1221/09	IT-000483	26/04/2006	06/05/2027

Tabella 2 – Certificazioni/registrazioni Enipower



La Politica HSE

Enipower, nel pieno rispetto della legislazione vigente, delle norme e degli accordi volontari sottoscritti, e in coerenza con il Codice Etico, il Modello 231 societario, le policy Eni, e tutte le normative Eni in tema HSE, Energia e Security, opera con tutte le proprie strutture perseguendo una gestione sostenibile dei temi sociali e ambientali correlati ai servizi e prodotti di tutte le proprie aree di business.

Di seguito la politica Salute, Sicurezza, Ambiente, Energia e Incolumità Pubblica dell'azienda, revisionata nel corso del 2024.

La Società, durante il Riesame della Direzione, verifica periodicamente l'adeguatezza, l'attualità e la corretta applicazione dei contenuti della presente politica in materia di salute, sicurezza, ambiente, energia e incolumità pubblica in base a:

- modifiche apportate a Policy e MSG Eni in materia di salute, sicurezza, ambiente ed incolumità pubblica;
- modifiche apportate al sistema normativo Eni e societario in materia HSE e Security;
- modifiche del corpo legislativo HSE ed energia di riferimento;
- nuove esigenze e modifiche operative;
- modifiche di standard internazionali, best practice e procedure di settore;
- eventuali risultanze da attività di audit sulle tematiche HSE ed energetiche;
- eventuali nuove esigenze/aspettative degli stakeholder emerse dall'analisi di contesto.

Gli stabilimenti operativi applicano questa politica e assicurano che sia sempre adeguata e coerente alle attività svolte.



enipower

Piazza Vanoni, 1
20097 San Donato Milanese (MI)
Tel. centralino: +39 02520.1
www.enipower.it

Politica in materia di salute, sicurezza, ambiente, energia, asset integrity e incolumità pubblica

Enipower SpA opera nell'ambito della produzione di energia elettrica e termica perseguendo una gestione sostenibile dei temi sociali e ambientali correlati ai servizi e prodotti della propria area di business, attraverso l'attenzione costante alla sicurezza e salute dei lavoratori, all'integrità degli asset, alla salvaguardia dell'ambiente, ad un utilizzo efficiente della risorsa energetica e alla tutela dell'incolumità pubblica.

La Società contribuisce ad uno sviluppo economico che soddisfi i fabbisogni delle presenti generazioni senza compromettere quelli delle generazioni future, integrando nel proprio modello di business la tutela e la valorizzazione delle persone, dell'ambiente e della società nel suo complesso e concorrendo da sempre, con le proprie competenze professionali, al benessere e al miglioramento della qualità della vita delle comunità in cui opera.

Enipower SpA si impegna a:

- gestire le attività nel pieno rispetto della legislazione vigente e delle norme e degli accordi volontari sottoscritti, garantendo gli obblighi di conformità e la valutazione di rischi e opportunità, in coerenza con il Codice Etico Eni, il Modello 231 societario, le Policy Eni e tutte le normative Eni in tema HSE, salute, energia e Security, nonché delle best practice nazionali ed internazionali;
- garantire la tutela della salute e della sicurezza dei lavoratori adottando i principi, gli standard internazionali, le soluzioni organizzative più all'avanguardia, utilizzando materie prime e chemicals a minor rischio per la salute, la sicurezza e l'ambiente per minimizzare i rischi, in un'ottica di prevenzione di incidenti, infortuni, malattie professionali e situazioni di emergenza;
- considerare la tutela della salute un requisito fondamentale e promuovere il benessere psicofisico delle proprie persone;
- garantire, adottando un sistema di gestione dell'asset integrity, la capacità dell'asset di svolgere le proprie funzioni in modo efficace ed efficiente per raggiungere gli obiettivi di business, salvaguardando la sicurezza e la salute delle persone, l'ambiente e la reputazione di Enipower lungo l'intero ciclo di vita dell'asset;
- la società progetta, realizza, gestisce e dismette i suoi asset tangibili garantendo la tutela di salute e di sicurezza, con particolare riferimento alla process safety coordinata con gli aspetti di asset integrity, minimizzando gli impatti ambientali e ottimizzando l'utilizzo delle risorse energetiche e naturali;
- la gestione è sottoposta a verifica costante mediante audit di Conformità Normativa e Technical Audit, Process Safety Audit e, in generale, audit di sistema;
- garantire, utilizzando le migliori tecnologie disponibili, la tutela dell'ambiente, degli ecosistemi e della biodiversità e la prevenzione dell'inquinamento tramite la corretta gestione dei rifiuti, massimizzandone il recupero, il controllo, la riduzione progressiva ed il mantenimento ai valori minimi

EniPower SpA

Società per Azioni con sede legale in S. Donato Milanese - Milano
Piazza Vanoni, 1
Capitale Sociale euro 200.000.000,00 i.v.
Registro Imprese di Milano-Monza-Brianza-Lodi
R.E.A. Milano n. 1600596
Codice fiscale e Partita IVA n. 12958270154
Società soggetta all'attività di direzione e coordinamento di Eni S.p.A.



enipower

di scarichi liquidi, emissioni gassose, in particolare dei gas climalteranti, in relazione agli assetti di marcia e alle attività svolte;

- garantire l'impegno alle bonifiche e alle dismissioni di impianti esistenti senza arrecare danno all'ambiente;
- garantire l'utilizzo sostenibile delle risorse naturali e l'uso razionale ed efficiente dell'energia;
- assicurare l'informazione, la formazione e la sensibilizzazione del personale per una partecipazione attiva e responsabile all'attuazione dei principi di questa politica e al raggiungimento degli obiettivi;
- coinvolgere e consultare i lavoratori, anche attraverso i loro rappresentanti per la salute, la sicurezza e l'ambiente;
- comunicare con trasparenza agli stakeholder gli obiettivi e i risultati conseguiti sui temi di salute, sicurezza, ambiente, energia ed incolumità pubblica e promuovere le condizioni per stabilire una cooperazione duratura improntata a perseguire obiettivi condivisi di sviluppo sostenibile;
- avvalersi di fornitori qualificati e promuoverne lo sviluppo secondo i principi di questa politica, impegnandoli a mantenere comportamenti coerenti con essa anche quando operano al di fuori della Società;
- progettare, realizzare, modificare e mantenere gli impianti ed approvvigionare prodotti e servizi con criteri di adeguata efficienza energetica;
- effettuare verifiche, ispezioni, audit e riesami periodici del sistema per analizzare le prestazioni, i fattori di contesto, le esigenze degli stakeholder, i rischi e le opportunità, gli obiettivi, i programmi e la politica per valutarne l'efficacia e adottare le misure conseguenti per perseguire l'obiettivo del miglioramento continuo;
- porre in atto azioni per prevenire qualsiasi evento doloso o colposo che possa arrecare danno attuale o potenziale alle persone ed ai beni materiali e immateriali dell'azienda.

I principi sopra elencati, su cui si fonda la politica della Società, in un'ottica di trasparenza e collaborazione, sono comunicati all'interno dell'organizzazione e resi disponibili a tutte le parti interessate e a chiunque ne faccia richiesta.

San Donato Milanese, 03.07.2024


L'Amministratore Delegato
Alessandro Gaeta



Analisi del contesto

Come da procedura aziendale, l'analisi del contesto è aggiornata su base triennale.

L'ultimo aggiornamento della valutazione è di febbraio 2026.

- A. L'Analisi di Contesto conferma la centralità di Enipower quale abilitatore della sicurezza e della stabilità del sistema energetico nazionale nella fase di transizione verso un modello a minore intensità carbonica. Il contesto esterno impone un rapido adattamento dei modelli industriali, tecnologici e organizzativi, mentre il contesto interno evidenzia una base solida di sistemi, competenze e strumenti, sulla quale costruire un ulteriore rafforzamento del presidio dei rischi e delle opportunità.
- B. Le principali questioni rilevanti riguardano:
- impegno nella promozione e sviluppo della circolarità;
 - iniziative di promozione dello sviluppo locale;
 - mantenimento livelli occupazionali attraverso la valorizzazione delle competenze;
 - proseguimento del monitoraggio dell'adeguatezza degli impianti per adeguarli ai nuovi scenari macroeconomici legati alla transizione energetica, con particolare riferimento alla flessibilizzazione e riduzione dell'impronta carbonica;
 - adeguamento della corporate governance a seguito dell'inserimento di nuovi soci nella compagine azionaria;
 - ottimizzazione e integrazione delle attività legate allo sviluppo e mantenimento del Sistema di Gestione integrato (ISO 14001, ISO 45001, ISO 50001, EMAS);
 - introduzione di criteri di sostenibilità nei processi di Procurement;
 - integrazione di tutte le matrici ambientali;
 - tutela della biodiversità.

Questi aspetti guideranno gli obiettivi e le linee di indirizzo del SGI nei prossimi anni.



La compliance normativa

Enipower opera nel rispetto della normativa ambientale vigente applicabile alla propria realtà.

A tale scopo, l'Organizzazione si è dotata di un modello organizzativo e di un sistema normativo interno, tali da garantire l'individuazione, l'esame e l'applicazione delle disposizioni normative ed autorizzative.

Tra i principali riferimenti si indicano, in via non esaustiva:

- il Testo Unico Ambientale, D. Lgs. 152/06 del 03/04/2006 e s.m.i.;
- le Autorizzazioni Integrate Ambientali delle centrali;
- le direttive europee in ambito Emission Trading System;
- le autorizzazioni ad emettere gas ad effetto serra;
- il D. Lgs. 81/01 del 09/04/2008 e s.m.i.;
- il D.P.R. 151/11 del 01/08/2011 e s.m.i., sulla prevenzione incendi;
- il D. Lgs. 231/01 del 08/06/2001 e s.m.i., sulla responsabilità amministrativa delle persone giuridiche, delle società e delle associazioni.

Con particolare riferimento al D. Lgs. 231/2001, l'Organizzazione si è dotata di un modello di controllo "Modello 231" e di un "Codice Etico".

Nel corso del 2025, inoltre, non si sono verificati contenziosi ambientali nei siti Enipower.

Per tutto quanto sopra esposto, l'Organizzazione dichiara di essere conforme giuridicamente agli obblighi normativi ambientali cui è sottoposta.



La sostenibilità ambientale

La Dichiarazione Ambientale conferma l'impegno della Società per il raggiungimento e il mantenimento di standard di eccellenza nella gestione degli aspetti ambientali e nello sviluppo sostenibile della propria attività.

Le modalità di lavoro di Enipower prevedono che le attività e gli investimenti coniughino i temi economici, ambientali e sociali.

Enipower ha quindi eseguito un'analisi basata sul posizionamento geografico dei siti operativi rispetto ad aree protette e ad aree importanti per la biodiversità, contenuta all'interno del documento "Analisi di esposizione a rischio biodiversità" di luglio 2019, i cui output vengono aggiornati annualmente.

L'aggiornamento effettuato nell'anno 2025 ha confermato l'assenza di sovrapposizione delle centrali Enipower con aree protette o di comprovato valore per la conservazione della Biodiversità.

Prendendo in considerazione la natura e il dettaglio del contesto operativo e ambientale delle centrali, non sono previsti al momento degli interventi dell'utilizzo del suolo in relazione alla biodiversità.



Comunicazione

Il dialogo con le diverse categorie di stakeholder – in primis istituzioni ed enti, senza tralasciare le comunità dei territori di insediamento dei siti operativi e i lavoratori stessi – è per Enipower parte integrante del proprio modello di business sostenibile. Le attese e istanze provenienti dalle diverse categorie di stakeholder sono uno dei driver presi in considerazione nei processi decisionali dell'alta direzione di Enipower.

Enipower si confronta con i propri stakeholder impegnandosi ad illustrare in modo trasparente e aperto le proprie performance, le azioni intraprese e le scelte industriali effettuate, nel breve e nel lungo periodo.

Al fine di attivare processi di ascolto e confronto e sostenere opportunità di partnership innovative, Enipower ha instaurato un modello di relazioni strutturate con le Istituzioni (nazionali e locali) e le Associazioni di settore, anche grazie all'implementazione di una nuova piattaforma digitale denominata "Stakeholder Management System", che permette una maggiore tracciabilità delle interazioni con le parti interessate.

Gli obiettivi e i risultati conseguiti sui temi di sostenibilità e ambiente sono comunicati agli stakeholder attraverso la pubblicazione annuale di questa Dichiarazione Ambientale sul sito internet di Enipower (<https://www.eni.com/it-IT/azienda/societa-controllate-partecipate/enipower/ambiente-sicurezza.html>).

La generazione di energia termoelettrica

Nei siti Enipower di Brindisi, Ravenna e Ferrera Erbognone (PV) si produce energia elettrica attraverso la tecnologia del Ciclo Combinato. Questo consiste nell'accoppiamento di un ciclo turbogas e di uno a vapore, in cui l'energia termica entrante nel ciclo a vapore è ottenuta dal recupero termico effettuato sui gas combusti scaricati dalla turbina a gas.

Con la combinazione di due cicli termodinamici – il ciclo Brayton e il ciclo Rankine – gli impianti a ciclo combinato permettono di ottimizzare il rendimento del processo termodinamico e di utilizzare il calore utile residuo per gli impieghi tecnologici dello stabilimento industriale o per il riscaldamento/raffrescamento di ambienti, conseguendo così le massime efficienze oggi raggiungibili.

Il ciclo Brayton converte l'energia termica posseduta dai gas derivanti dalla combustione del gas naturale in energia meccanica e quindi elettrica.

Nel ciclo Rankine l'energia termica residua dei gas di combustione viene ceduta all'acqua per la produzione di vapore e convertita in energia meccanica e quindi elettrica.

Presso le centrali di Enipower è stato sviluppato un articolato piano pluriennale di investimenti, caratterizzati da una significativa componente di innovazione tecnologica, finalizzati al raggiungimento del massimo livello di flessibilità produttiva ed efficienza del processo di generazione termoelettrica possibili con conseguente riduzione delle emissioni inquinanti.

La sostituzione dei bruciatori con bruciatori di tipo “VeLoNO_x” su tutte le turbine a gas naturale ha consentito, a parità di condizioni operative, di ridurre i fattori di emissione di ossidi di azoto (NO_x) per unità di energia prodotta. Infatti, la maggior parte degli NO_x prodotti in camera di combustione sono dovuti all'elevata temperatura di fiamma. Onde limitare le emissioni, si adottano combustori Dry Low- NO_x (versione VeLoNO_x) che limitano tale temperatura ricorrendo ad una combustione povera di combustibile. I bruciatori a basse emissioni di azoto Dry Low- NO_x sono ad oggi riconosciuti come la “migliore tecnica disponibile” (Best Available Technique) ai fini dei programmi di prevenzione e riduzione dell'inquinamento previsti dall'Unione Europea nell'ambito del programma IPPC. Essi permettono infatti di conseguire le migliori performance del settore, di poco superiori a 0,3 grammi di NO_x per kWh prodotto. Il gas e l'aria premiscelati entrano in camera di combustione e vengono rallentati per permettere l'instaurarsi di un fronte di fiamma stabile. La velocità deve essere comunque superiore a quella di propagazione del fronte di fiamma onde evitare il fenomeno del flashback. Una volta assicurata una temperatura di fiamma tale da limitare la produzione di NO_x, si provvede ad alimentare l'aria secondaria (o di diluizione) per raggiungere la combustione completa del combustibile.

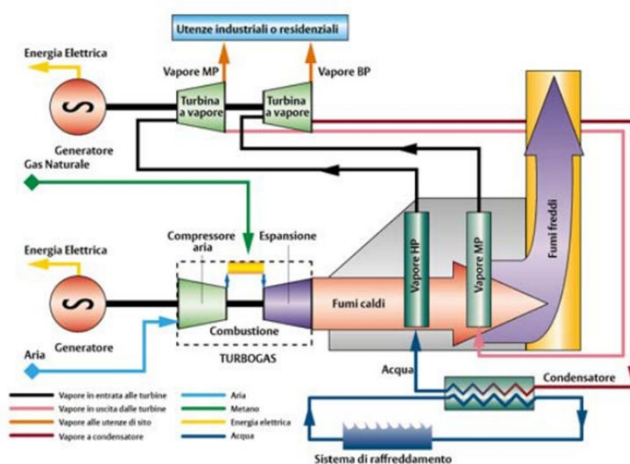


Figura 4 – Schema di impianto turbogas in ciclo combinato cogenerativo

Inoltre, ove tecnicamente possibile, è stato installato un sistema di abbattimento del monossido di carbonio (CO) nei fumi di scarico che utilizza un catalizzatore passivo, al fine di minimizzare le quantità di tale inquinante emesse in atmosfera.

Caso a parte è quello della Centrale di cogenerazione di Bolgiano, funzionale al soddisfacimento della domanda termica ed elettrica del Centro Direzionale Eni di San Donato Milanese e di una buona parte delle utenze pubbliche e private della municipalità.

Lo Stabilimento di Bolgiano è costituito da una centrale termoelettrica, da una rete locale di distribuzione del calore (teleriscaldamento) e da una rete interna di distribuzione dell'energia elettrica.

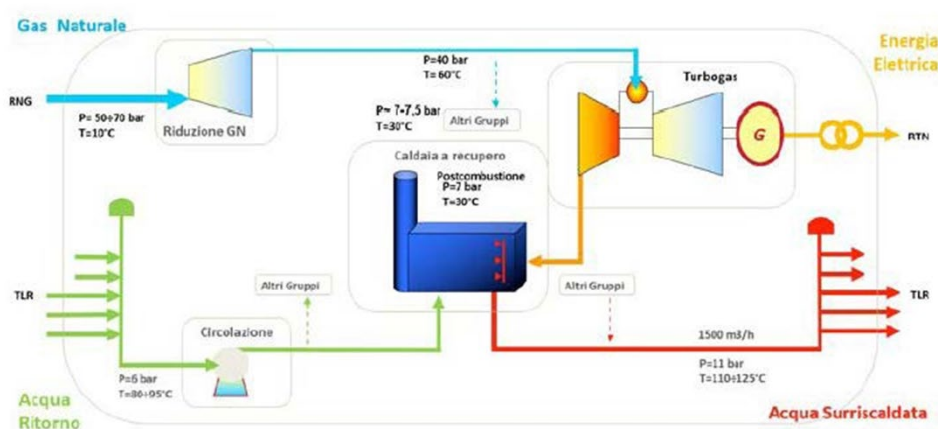


Figura 5 – Schema di processo della centrale di Bolgiano

La centrale è collegata a un metanodotto di Snam Rete Gas e produce energia da gas naturale. Gli assetti di funzionamento sono definiti per produrre esattamente la quantità di calore richiesta dalla rete locale per il riscaldamento invernale o il raffreddamento estivo (principio del carico termico trainante). La produzione dell'energia elettrica associata a questi assetti viene utilizzata per soddisfare la domanda della rete interna. Eventuali differenze, in eccesso o in difetto, tra produzione e domanda interna sono gestite esportando o importando energia elettrica grazie al collegamento con la Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

Gli importanti traguardi ambientali sono stati raggiunti attraverso l'impiego delle nuove tecnologie di produzione installate con l'ammodernamento impiantistico, ovvero: il turbogas è dotato di sistema combustione Dry Low- NO_x ; i motori endotermici sono dotati di sistema di abbattimento catalitico selettivo (SCR) degli ossidi di azoto e del CO; le nuove caldaie sono dotate di un sistema di combustione Dry Low Emission.

Il sistema di riduzione catalitica selettiva (SCR) riduce il livello degli ossidi di azoto (NO_x) nei gas di scarico provenienti dal motore grazie ad elementi catalizzatori ed agenti di riduzione (soluzione di urea al 40% in peso).

In seguito all'iniezione dell'agente di riduzione, il contenuto di ossidi di azoto viene ridotto in una serie di reazioni chimiche. La soluzione di urea viene scaricata dall'apposito serbatoio per essere quindi trasferita, mediante la pompa d'alimentazione e attraverso l'unità di dosaggio, verso il condotto di miscelazione. Nel condotto di miscelazione la



soluzione d'urea viene miscelata ai gas di scarico dando inizio alle reazioni di riduzione degli ossidi di azoto.

Inoltre, sono presenti, per entrambe le linee dei motori, dei moduli catalizzatori per l'abbattimento del CO.

Aspetti ambientali

A seguito della pubblicazione della versione 2015 dello standard ISO 14001 e dell'allegato I (Analisi Ambientale) del Regolamento UE 1505/2017, Enipower ha aggiornato il proprio Sistema di Gestione Ambientale (SGA), dotandosi di procedure per individuare:

- il contesto organizzativo, attraverso l'identificazione e l'analisi dei fattori interni ed esterni in grado di influenzare gli esiti attesi del proprio SGA e le esigenze e le aspettative degli stakeholder rilevanti per il proprio SGA. Tali fattori risultavano già inquadrati nell'ambito delle Politiche di Sostenibilità ed esplicitati nel Report di Sostenibilità;
- gli stakeholder pertinenti per il proprio SGA per definire le loro esigenze e aspettative, determinando le relative compliance obligation;
- i rischi e le opportunità correlate agli aspetti ambientali, alle compliance obligation, ai fattori interni ed esterni ed alle esigenze ed aspettative delle parti interessate, considerando una prospettiva di ciclo di vita;
- i criteri per valutare la significatività degli aspetti ambientali, dei rischi e delle opportunità;
- i criteri per la definizione degli obiettivi HSE, la pianificazione delle azioni per il raggiungimento degli stessi (piani annuali e quadriennali HSE), la verifica dell'efficacia delle azioni messe in atto in relazione agli obiettivi prefissati e la rivalutazione dei rischi/opportunità in relazione alla evoluzione del contesto e alle modifiche tecnologiche/organizzative.

A partire dalla seconda metà del 2022 il processo di identificazione e valutazione degli aspetti ambientali viene effettuato in accordo alla nuova metodologia Eni "*Analisi degli aspetti ambientali e degli impatti/rischi per l'ambiente e l'organizzazione*" (rif. opi-hse-008-eni spa) che prevede una metodologia unificata per la valutazione degli aspetti ambientali per tutte le società dell'Eni.

Si segnala che la metodologia Eni è stata revisionata in data 07/05/2024, pertanto è stato condotto un aggiornamento dell'identificazione e valutazione degli aspetti ambientali per le singole centrali. Tale metodologia consente di:

- individuare i possibili rischi e le possibili opportunità per l'ambiente e/o per la società connessi a ciascun aspetto e/o impatto significativo sull'ambiente stesso correlato con le attività aziendali;
- valutare in termini quantitativi l'aspetto ambientale certo, ed il relativo eventuale impatto, il rischio per l'ambiente e il rischio per l'organizzazione in un determinato contesto, anche considerando le misure in atto (barriere) per la gestione del rischio, suddivise tra misure tecniche/tecnologiche/organizzative (es. presenza di allarmi, sistemi di monitoraggio in continuo, etc.), sistemi di controllo (es. presenza di piano di monitoraggio e piani di verifiche/audit) e misure procedurali (protocolli/procedure gestionali/istruzioni operative).

Gli aspetti ambientali vengono monitorati annualmente e valutati in base al loro grado di rischio residuo.

Di seguito si riportano gli aspetti ambientali caratterizzanti (ovvero quelli che presentano un valore di rischio residuo identificato almeno come "alto" o "medio/alto") delle centrali Enipower, individuati secondo la metodologia Eni:



A. Consumo di risorse naturali:

- Depauperamento risorse naturali non rinnovabili/rinnovabili

B. Emissioni puntuali in atmosfera

- Aumento effetto serra

C. Consumo risorse idriche:

- Depauperamento risorse naturali non rinnovabili/rinnovabili

Alcuni degli aspetti ambientali sopra elencati, sono soggetti a limiti e prescrizioni normati dalla Autorizzazione Integrata Ambientale di ogni centrale, alle quali si rinvia per approfondimenti. Per il dettaglio degli aspetti ambientali caratterizzanti e relative performance si rimanda alla scheda specifica di ogni centrale.

Enipower valuta inoltre gli aspetti ambientali per la Sede Direzionale di Via Maritano 26 in San Donato Milanese presso il Centro Ricerche Eni di Bolgiano e per l'Ufficio Gestione Programmazione MSD di Ferrara, insediato all'interno della Centrale termoelettrica gestita dalla Società Enipower Ferrara Srl (S.E.F. srl, controllata di Enipower S.p.A.).

Le attività che si svolgono nelle suddette sedi consistono essenzialmente in attività di ufficio, quindi principalmente lavoro a videoterminale.

Dalla valutazione degli aspetti ambientali della Sede Direzionale Enipower e dell'Ufficio Gestione Programmazione MSD di Ferrara è emerso che nessun aspetto ambientale risulta caratterizzante.

Nella definizione degli aspetti ambientali, degli obiettivi di miglioramento e dei relativi indicatori chiave, Enipower tiene conto dell'eventuale presenza dei Documenti di Riferimento Settoriale (DRS) previsti all'art. 46 del Regolamento EMAS. Alla data di redazione della presente Dichiarazione non sono stati ancora pubblicati DRS per il settore della produzione di energia elettrica.

Inoltre, in accordo a quanto proposto nelle linee guida ISPRA 198/2022 di maggio 2022 *"Linee guida sui documenti settoriali di riferimento per EMAS"* e in particolare del paragrafo 15 *"Alcune indicazioni sulle possibilità di utilizzo di BEMP di altri settori"*, Enipower ha tenuto conto ed analizzato quanto in esse contenuto per valutare se alcune delle BEMP (Best Environmental Management Practises – Migliori Pratiche di Gestione Ambientale) provenienti da altri settori produttivi potessero eventualmente applicarsi al contesto produttivo e operativo di Enipower.

Si conferma che alla data di redazione della presente Dichiarazione Ambientale, Enipower utilizza già le migliori BEMP disponibili e rendiconta gli indicatori chiave più appropriati.

Performance

Di seguito si riportano i principali dati aggregati e gli indici di performance (KPI) produttivi e ambientali di Enipower per il triennio 2023-2025 associati ai cicli combinati (Brindisi, Ferrera Erbognone e Ravenna), ad esclusione di quelli relativi alla centrale di Bolgiano caratterizzata da un processo produttivo diverso da quello delle altre centrali, ma che sono comunque riportati nella rispettiva sezione di dettaglio.

I dati e i singoli KPI relativi alle centrali di Bolgiano, Brindisi, Ferrera Erbognone e Ravenna sono riportati nelle sezioni di dettaglio, insieme all'analisi dei relativi andamenti e sono riferiti alle produzioni energetiche lorde.

Enipower ha analizzato e messo in pratica le raccomandazioni ISPRA contenute nel documento 197/2022 emesso ad aprile 2022 *"EMAS e cambiamenti climatici"*. Pertanto, nei singoli allegati relativi alle varie centrali, è precisato sempre in maniera chiara come sono definiti gli indicatori, al fine di fornire un messaggio più chiaro di quale sia il dato A e il dato B richiesti dal Regolamento.

Produzione	U.M.	2023	2024	2025
Energia elettrica prodotta dai cicli combinati	MWh	15.156.819	14.631.379	14.295.482
Energia termica prodotta dai cicli combinati (equivalente exergetico)	MWheq	1.038.420	991.252	818.548
Energia elettrica prodotta dalla centrale di cogenerazione (Bolgiano)	MWh	234.903	245.900	258.386
Energia termica prodotta dalla centrale di cogenerazione (Bolgiano)	MWht	218.513	245.703	266.561
Consumi	U.M.	2023	2024	2025
Gas naturale (escluso Bolgiano) ¹	TEP	2.476.446*	2.400.561	2.410.823
Syngas (Ferrera Erbognone)	TEP	110.423	121.984	60.303
Gas petrolchimico (Brindisi)	TEP	37.628	30.154	5.492
Prelievi totali di acqua dolce (escluso Bolgiano)	Mm ³	7,311	6,72	6,448
Consumo specifico di combustibili (escluso Bolgiano)	TEP/GWheq	153	154	160
Prelievo specifico di acqua dolce (escluso Bolgiano)	m ³ /GWheq	475	473	473
Vapore acquistato (solo Brindisi)	t	1.159.537	972.324	228.821

¹ I fattori di emissione per la centrale di Bolgiano sono riportati all'interno dell'allegato specifico

Emissioni	U.M.	2023	2024	2025
Emissioni di CO ₂ totali (escluso Bolgiano) ¹	tCO ₂	6.306.781	6.169.614	5.890.176
Emissioni di GHG Totali (escluso Bolgiano) ¹	tCO ₂ eq	6.319.163 ²	6.182.443	5.900.178
Indicatore di emissione CO ₂ (escluso Bolgiano) ¹	gCO ₂ /kWheq	389	395	390
Indicatore di emissione GHG totali (escluso Bolgiano) ¹	gCO ₂ eq/kWheq	390	396	390
Emissioni di NO _x (escluso Bolgiano) ¹	tNO ₂	2.103	2.009	2.250
Indicatore di emissione NO _x per cicli combinati (escluso Bolgiano) ¹	gNO ₂ /kWheq	0,130	0,129	0,149
Emissioni di SO ₂ (solo Ferrera Erbognone)	tSO ₂	15**	16	11
Indicatore di emissione SO _x (solo Ferrera Erbognone)	gSO ₂ /kWheq	0,0029**	0,0032	0,002
Emissioni di CO (escluso Bolgiano) ¹	tCO	309	459	595
Indicatore di emissione CO per cicli combinati (escluso Bolgiano) ¹	gCO/kWheq	0,019	0,029	0,039
Rifiuti	U.M.	2023	2024	2025
Rifiuti recuperati sul totale dei rifiuti conferiti	%	88	80	85
Rifiuti smaltiti sul totale dei rifiuti conferiti	%	12	20	15
Eventi ambientali significativi	U.M.	2023	2024	2025
Sversamenti	n.	0	0	0
Sanzioni amministrative pagate nell'anno	n.	0	0	0
Iniziative per l'efficienza energetica ³	U.M.	2023	2024	2025
Risparmio di combustibile derivante da progetti di energy saving	TEP	17.671	22.208	17.718
Risparmio aggiuntivo di combustibile effettivo misurato nell'anno (ENEA art. 7.8 D.Lgs. 102/2014)	TEP	2.310	4.537	705

Tabella 3 – Indicatori di performance (KPI)

*Dato corretto per un errore di battitura

**Dato corretto in seguito ad arrotondamenti

² A partire da gennaio 2024, per la rappresentazione dei dati in linea con i requisiti CSRD, sono stati aggiornati i valori dei potenziali di riscaldamento globale GWP e sono stati utilizzati i valori adottati dal 6th Assessment Report IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change – Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Reporting Instructions – in accordo al sistema normativo Eni.

³ I dati relativi ai risparmi energetici degli anni 2023 e 2024 comunicati ad ENEA differiscono da quelli riportati nella Dichiarazione Ambientale per la differente metodologia di calcolo. I primi seguono il nuovo metodo di rendicontazione ENEA, modificato a partire dall'anno 2023, mentre i secondi seguono il metodo di rendicontazione utilizzato da Enipower all'interno del Sistema di Gestione dell'Energia conforme alla ISO 50001:2018.

Formazione

A tutto il personale è garantita la formazione e l'informazione sulle tematiche HSE.

I corsi si svolgono secondo un piano di formazione annuale che tiene conto delle esigenze di formazione e addestramento del personale sulla base delle singole attività svolte.

Infine, sono previsti corsi di addestramento per tutte le funzioni che svolgono attività operative con implicazioni ambientali. In tabella si riporta il numero delle ore di formazione HSE erogata negli ultimi tre anni.

U.M.		2023	2024	2025
Totale HSE	ore di formazione erogate	9.903	10.850	8.957
di cui Ambiente	ore di formazione erogate	263	305	263

Tabella 4 – Ore di formazione erogate

Emergenze e incidenti

Nel 2025 non si sono verificati emergenze o incidenti all'interno della sede direzionale di San Donato Milanese e l'ufficio gestione programmazione MSD di Ferrara. Per quanto eventualmente accaduto nelle centrali termoelettriche si rimanda alle relative sezioni specifiche.

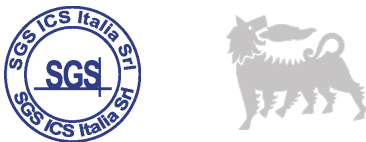
Programma ambientale

In base ai risultati conseguiti e al mutamento delle condizioni al contorno, ogni anno l'organizzazione individua gli obiettivi di miglioramento ambientale che sono recepiti nel piano quadriennale HSE.

Nella scelta degli obiettivi di miglioramento, Enipower tiene in considerazione l'analisi ambientale, dando, ove possibile, priorità ad interventi collegati ad aspetti ambientali significativi. In ragione dello stato di applicabilità delle BAT, qualora non sia possibile individuare obiettivi di miglioramento collegati ad aspetti ambientali significativi, saranno presi in considerazione sia aspetti ambientali non significativi, che misure procedurali, organizzative e formative/culturali.

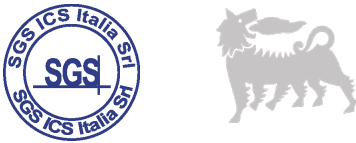
Lo stato di avanzamento del Piano di Miglioramento e l'efficacia degli interventi già completati sono periodicamente verificati nel corso del Riesame della Direzione del sistema di gestione HSE.

Di seguito si riporta il consuntivo degli Obiettivi Ambientali in corso per il triennio di registrazione 2024-2026.



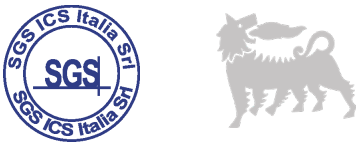
SEDE DIREZIONALE - VIA MARITANO 26											
Obiettivi in corso											
Aspetto ambientale/ Rischio/Opportunità	Priorità	Opportunità	Intervento previsto	Risultato atteso	Anno di inserimento nel piano	Stato avanzamento			Data completa mento prevista	Responsabile	Risorse
						2024	2025	2026			
Per il 2025 non sono stati lanciati obiettivi specifici per la Sede Direzionale, mentre ne sono stati avviati su altri siti.											

SEDE DIREZIONALE - VIA MARITANO 26											
Consuntivo obiettivi triennio in corso											
Aspetto ambientale/ Rischio/Opportunità	Priorità	Opportunità	Intervento previsto	Risultato atteso	Stato	Data completamento	Valutazione della performance/consuntivo			Responsabile	Risorse
							2024	2025	2026		
Nel triennio non sono stati lanciati obiettivi specifici per la Sede Direzionale di San Donato Milanese, per cui non ci sono obiettivi da consuntivare											



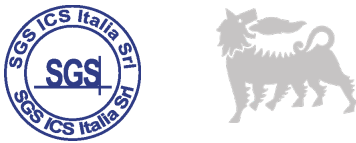
UFFICIO GESTIONE PROGRAMMAZIONE MSD - FERRARA											
Obiettivi in corso											
Aspetto ambientale/ Rischio/Opportunità	Priorità	Opportunità	Intervento previsto	Risultato atteso	Anno di inserimento nel piano	Stato avanzamento			Data completa mento prevista	Responsabile	Risorse
						2024	2025	2026			
Per il 2025 non sono stati lanciati obiettivi specifici per la sede uffici MSD di Ferrara, mentre ne sono stati avviati su altri siti.											

UFFICIO GESTIONE PROGRAMMAZIONE MSD - FERRARA											
Consuntivo obiettivi triennio in corso											
Aspetto ambientale/ Rischio/ Opportunità	Priorità	Opportunità	Intervento previsto	Risultato atteso	Stato	Data completamento	Valutazione della performance/consuntivo			Responsabile	Risorse
							2024	2025	2026		
Consumo di risorse naturali / Efficienza dei materiali	Bassa	Riduzione del consumo di carta da ufficio	Sensibilizzazione del personale e misurazione del consumo di carta negli uffici, definita come "Numero totale di fogli di carta da ufficio usati annualmente, diviso per il numero di dipendenti equivalenti a tempo pieno (FTE) e per il numero di giorni lavorativi"	Riduzione del consumo di carta rispetto alla baseline calcolata nel 2024 (22 risme, di fogli)	Completato 100%	Dic 25	6,23	6,22 Si registra un consumo stabile, segno che il sistema di gestione della carta uffici è già maturo, in linea con l'avvento ormai consolidato della trasformazione paperless		HSEQ	-



BOLGIANO											
Obiettivi in corso											
Aspetto ambientale/ Rischio/Opportunità	Priorità	Opportunità	Intervento previsto	Risultato atteso	Anno di inserimento nel piano	Stato avanzamento			Data completamento prevista	Responsabile	Risorse
						2024	2025	2026			
Per il 2025 non sono stati lanciati obiettivi specifici per il sito di Bolgiano, mentre ne sono stati avviati su altri siti.											

BOLGIANO											
Consuntivo obiettivi triennio in corso											
Aspetto ambientale/ Rischio/ Opportunità	Priorità	Opportunità	Intervento previsto	Risultato atteso	Stato	Data completamento	Valutazione della performance/consuntivo			Responsabile	Risorse
							2024	2025	2026		
Amianto	Media	Rimozione amianto	Rimozione dei tratti di tubazione TLR (16 m) con coibente contenente amianto	Rimozione di 176 kg di amianto presenti	Completato 100%			Rimossi e smaltiti tutti i tratti di tubazione con coibente contenente amianto.		HSEQ	50.000 €



BRINDISI											
Obiettivi in corso											
Aspetto ambientale/ Rischio/Opportunità	Priorità	Opportunità	Intervento previsto	Risultato atteso	Anno di inserimento nel piano	Stato avanzamento			Data completamento prevista	Responsabile	Risorse
						2024	2025	2026			
Consumo risorse naturali / Emissioni puntuali in atmosfera	Media	Riduzione del consumo di gas naturale e dell'effetto serra	Ottimizzazione estrazione condensato e reintegro demi CC1-CC2-CC3	Risparmio previsto di 700 tep/anno pari a 1.600 t/anno di CO ₂	2024		Progetto posticipato a dicembre 2026 per revisione delle priorità di intervento. In corso stima dei costi di intervento	Progetto posticipato a dicembre 2028 per revisione delle priorità di intervento causa fermata cracking Versalis. Aggiornata stima costi di intervento e risultati attesi.	dic-28	SETE	1.900.000 €
Consumo di risorse naturali / Emissioni puntuali in atmosfera	Media	Riduzione del consumo di gas naturale e dell'effetto serra	Part Load Efficiency CC1	Risparmio previsto di 1.000 tep/anno pari a 2.300 t/anno di CO ₂	2024		Progetto posticipato a dicembre 2026 per priorità di intervento sul gruppo CC3 (anticipato a dicembre 2025)	Progetto posticipato a dicembre 2027 per programmazione fermate. Aggiornata stima costi di intervento e risultati attesi.	dic-27	SETE	1.600.000 €
Consumo di risorse naturali / Emissioni puntuali in atmosfera	Media	Riduzione del consumo di gas naturale e dell'effetto serra	Part Load Efficiency CC2	Risparmio previsto di 1.000 tep/anno pari a 2.300 t/anno di CO ₂	2024		Sarà effettuato nel 2026 in occasione della prima fermata utile	Sarà effettuato in occasione della Major di settembre 2026. Aggiornata stima costi di intervento e risultati attesi.	dic-26	SETE	2.000.000 €



BRINDISI											
Consuntivo obiettivi triennio in corso											
petto ambientale/ ischio/Opportunità	Priorità	Opportunità	Intervento previsto	Risultato atteso	Stato	Data completamento	Valutazione della performance/consuntivo			Responsabile	Risorse
							2024	2025	2026		
Consumo di risorse naturali / Emissioni puntuali in atmosfera	Media	Riduzione del consumo di gas naturale e dell'effetto serra	Controllo avanzato APC reti vapore a media e bassa pressione (CTE Nord)	Risparmio previsto di 1.500 tep/anno pari a 3.501 t/anno di CO ₂	COMPLETATO 100%	giu-24	Evitate nel II semestre 2024 1.167 tep pari a circa 2.724 t di CO ₂	Evitate 234 tep pari a circa 550 t/anno di CO ₂	Intervento non più valorizzabile post fermata CTE NORD	SETE	330 €
Consumo di risorse naturali / Emissioni puntuali in atmosfera	Media	Riduzione del consumo di gas naturale e dell'effetto serra	Part Load Efficiency CC3	Risparmio previsto di 2.500 tep/anno pari a 5.585 t/anno di CO ₂	COMPLETATO 100%	mar-25	-	728 tep/anno pari a 1.700 t/anno di CO ₂		SETE	2.000.000 €
Consumo di risorse idriche	Media	Riduzione dei prelievi di acqua dolce	Ampliament o sistema di raccolta e trattamento acque meteoriche CTE/3	Riduzione prelievi acqua mare di 0,006 Mm ³ /anno	COMPLETATO 100%	dic-24	-	Nel 2025 sono stati recuperati 0,059 Mm ³		SETE	1.100.000 €



FERRERA ERBOGNONE											
Obiettivi in corso											
Aspetto ambientale/ Rischio/Opportunità	Priorità	Opportunità	Intervento previsto	Risultato atteso	Anno di inserimento nel piano	Stato avanzamento			Data completamento prevista	Responsabile	Risorse
						2024	2025	2026			
Consumo di risorse naturali / Emissioni puntuali in atmosfera	Media	Riduzione del consumo di gas naturale e dell'effetto serra	Inverter pompa alimento CC3 - Syngas	Risparmio previsto di 380 tep/anno pari a 887 t/anno di CO ₂	Importato da precedente programma ambientale	10% Studio CESI su inverter pompa alimento CC3 completato. Studio CESI su PEC completato	OBIETTIVO SOSPESO In funzione della prevedibile interruzione della fornitura di syngas da parte della raffineria di Sannazzaro, l'obiettivo è al momento sospeso	OBIETTIVO SOSPESO In funzione della incostante fornitura di syngas da parte della raffineria di Sannazzaro, l'obiettivo è al momento sospeso		SETE	0 €
Consumo risorse idriche	Media	Riduzione dei prelievi idrici	Recupero delle acque meteoriche per reintegro torre	Risparmio previsto di 0,05 Mm ³ (il dato è stimato e variabile in funzione della quantità di precipitazioni atmosferiche)	2025	-	30% Completato studio di fattibilità e ingegneria di dettaglio.	A seguito degli step 2025, aggiornata stima costi a rialzo (da 100k€ a 250k€). In corso di valutazione la stima costi-benefici.	dic-26	SETE	250.000 €



FERRERA ERBOGNONE											
Consuntivo obiettivi triennio in corso											
Aspetto ambientale/ Rischio/Opportunità	Priorità	Opportunità	Intervento previsto	Risultato atteso	Stato	Data completamento	Valutazione della performance/consuntivo			Responsabile	Risorse
							2024	2025	2026		
Consumo di risorse naturali / Emissioni puntuali in atmosfera	Alta	Riduzione del consumo di gas naturale e dell'effetto serra	Part Load Efficiency CC2	Risparmio previsto di 2.500 tep/anno pari a 5.585 t/anno di CO ₂	COMPLETATO 100%	Ottobre 2025		Risparmiati da ottobre a dicembre 2025 circa 160 tep pari a 370 t di CO ₂		SETE	2.000.000 €
Consumo risorse naturali / Emissioni puntuali in atmosfera	Media	Riduzione del consumo di gas naturale e dell'effetto serra	Ottimizzazione Impianti luce con sostituzione con sistemi a LED in alcune parti di impianto	Risparmio previsto di 23 tep/anno	COMPLETATO 100%	Ottobre 2025		Risparmiati da ottobre a dicembre 2025 circa 4 tep pari a 9 t di CO ₂		SETE	65.000 €



RAVENNA											
Obiettivi in corso											
Aspetto ambientale/ Rischio/Opportunità	Priorità	Opportunità	Intervento previsto	Risultato atteso	Anno di inserimento nel piano	Stato avanzamento			Data completamento prevista	Responsabile	Risorse
						2024	2025	2026			
Consumo di risorse idriche	Alta	Risparmio Idrico	Realizzare modifiche impiantistiche allo scopo di recuperare laddove possibile la risorsa acqua. In particolare lo studio si concentrerà sulla possibilità di recuperare le acque dalla vasca di raccolta acque meteoriche 40- S-004.	0,022 Mm³/anno	Importato da precedente programma ambientale	IN CORSO 5% Avviata revisione Ingegneria	OBIETTIVO SOSPESO	OBIETTIVO SOSPESO	L'obiettivo viene momentaneamente sospeso, in attesa degli sviluppi impiantistici e autorizzativi del nuovo ciclo H che renderebbero non più necessario il recupero della risorsa idrica nel circuito di raffreddamento (il ciclo H sarà raffreddato ad aria)	SETE	Saranno definite con lo sviluppo dell'ingegneria
Consumo di risorse idriche	Alta	Risparmio Idrico del polo industriale	Revamping impianto TAC gestito da RSI	0,4 Mm³/anno (quota parte indicativa di cui beneficerà Enipower)	Importato da precedente programma ambientale	Terminata gara d'appalto. Lavori affidati e inizio lavori civili. Nell'ultimo trimestre del 2024, è stato avviato l'impianto mobile propedeutico alle attività di demolizione delle linee esistenti.	IN CORSO 15% Avviati i lavori di demolizione che dovrebbero terminare entro settembre	IN CORSO 75% L'avviamento dell'impianto è previsto entro giugno 2026.	Posticipato da dicembre 2025 a dicembre 2026 per ritardi accumulati nella fase di procurement e approvvigionamento materiali.	REST	12.400.000 €



RAVENNA											
Consuntivo obiettivi triennio in corso											
Aspetto ambientale/ Rischio/Opportunità	Priorità	Opportunità	Intervento previsto	Risultato atteso	Stato	Data completamento	Valutazione della performance/consuntivo			Responsabile	Risorse
							2024	2025	2026		
Consumo di risorse naturali / Emissioni puntuali in atmosfera	Alta	Riduzione del consumo di gas naturale, dell'effetto serra e degli inquinanti in atmosfera	Nuova caldaia B600	Risparmio previsto di 64.300 tep/anno pari a 150.076 t/anno di CO ₂ . Risparmio previsto di 12,7 t/anno di NO _x e CO.	COMPLETATO 100%	Construction terminate a settembre 2023. Entrata in esercizio caldaia febbraio 2024	194.549 t di CO ₂ 71,85 t di NO _x 11,45 t di CO	65.000 t di CO ₂ 29,38 t di NO _x 1,06 t di CO	-	SETE	20.000.000 €
Rumore	Bassa	Riduzione Impatto acustico	Pannellatura fonoassorbente stazione riduzione CTE	Riduzione impatto acustico della stazione riduzione vapore di 3 dBA	COMPLETATO 100%	Dicembre 2025			Il reale beneficio sarà valutato in occasione della prossima campagna di monitoraggio acustico	SETE	100.000 €



Dichiarazione Ambientale 2025

Allegato 1 – Centrale di Bolgiano



Sommario

La società e l'assetto organizzativo	39
Descrizione della centrale.....	39
Interventi impiantistici.....	42
Principali accadimenti ambientali	42
Procedimenti ambientali	42
Inquadramento autorizzativo.....	42
Applicazione delle BAT	42
Gestione degli Stakeholder.....	43
Produzione	45
Aspetti ambientali	46
Emissioni in atmosfera.....	49
Emissioni di macroinquinanti	49
Emissioni gas serra.....	52
Impiego di risorse naturali ed energetiche	56
Ciclo dell'acqua.....	56
Prelievi idrici	56
Scarichi idrici	58
Consumo di combustibili ed efficienza energetica	60
Rifiuti	63
Rumore ambientale	65
Amianto.....	69

La società e l'assetto organizzativo

Nello Stabilimento di Bolgiano trovano occupazione in media 33 persone dedicate all'esercizio, alla manutenzione degli impianti e allo svolgimento di alcuni servizi a supporto della produzione. Inoltre, alcune attività, soprattutto quelle di tipo specialistico, vengono svolte da personale esterno attraverso appalti.

La struttura dello Stabilimento è suddivisa in quattro unità, alle dipendenze del Responsabile dello Stabilimento.

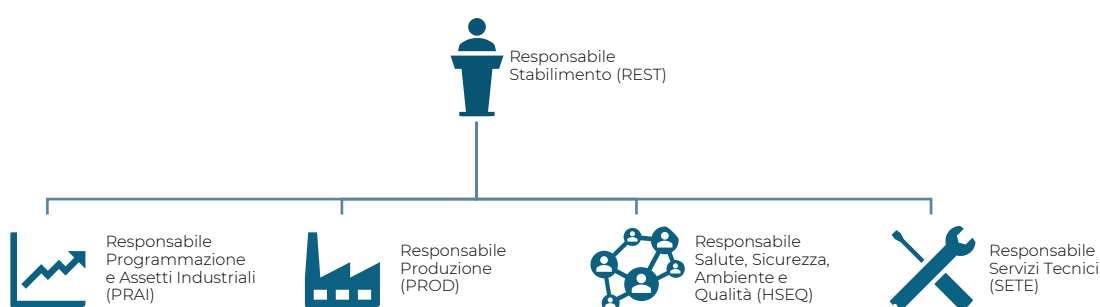


Figura 1 – Assetto organizzativo Enipower Bolgiano

Descrizione della centrale

La centrale Enipower di Bolgiano è situata nel Comune di San Donato Milanese (MI), alla periferia del centro abitato.



Figura 2 – La centrale nel territorio

Il sito è costituito da una centrale di cogenerazione e da due reti di distribuzione (termica ed elettrica) nella città di San Donato Milanese.

Nella configurazione attuale, la Centrale è composta da:

- una turbina a gas a ciclo combinato accoppiata ad una caldaia a recupero con sezione di post-combustione;
- due motori a combustione interna a gas, ciascuno accoppiato ad una caldaia a recupero;
- tre caldaie ausiliarie a gas.

L'energia termica prodotta è distribuita attraverso una rete di teleriscaldamento ad acqua surriscaldata per il riscaldamento invernale ed il raffrescamento estivo; l'energia elettrica cogenerata viene distribuita attraverso una rete privata in Media Tensione e relative cabine MT/BT. Un'eventuale eccedenza di energia elettrica viene immessa nella Rete di Trasmissione Nazionale.

A gennaio 2020 è stato completato l'allacciamento con la rete dell'ex FEN Energia (oggi Borromeo Calore) per la fornitura di calore per il comune di Peschiera Borromeo.

A dicembre 2022 è stato completato l'allacciamento con la rete di A2A per la fornitura di calore per il comune di Milano.

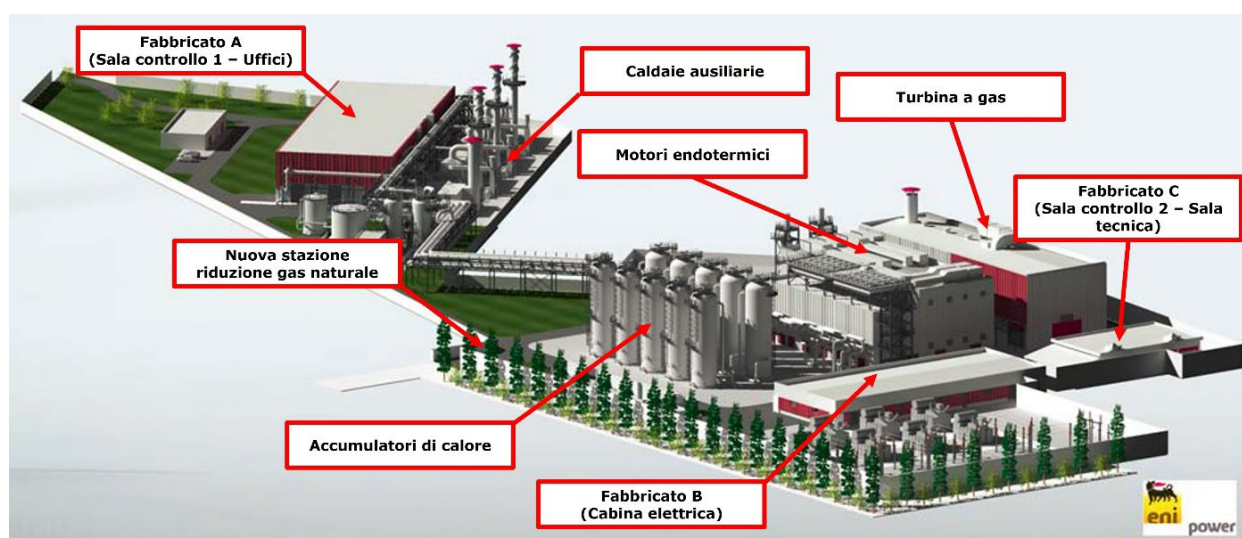


Figura 3 – La centrale nel territorio

Nella seguente immagine è riportato il flusso di massa ed energia della centrale di Bolgiano dell'anno 2025.



Interventi impiantistici

Nel 2025, non si sono avuti interventi che hanno variato il contesto produttivo/operativo e tecnologico della centrale.

Principali accadimenti ambientali

Nel 2025 la centrale di Bolgiano non ha vissuto eventi con dirette ricadute ambientali o emergenze.

Procedimenti ambientali

L'anno 2025 non è stato caratterizzato da novità in ambito autorizzativo e situazioni rilevanti ai fini del permitting ambientale.

Inquadramento autorizzativo

La Centrale di Bolgiano è in possesso delle seguenti autorizzazioni:

- Autorizzazione Integrata Ambientale (nel seguito AIA) rilasciata con Autorizzazione Dirigenziale R.G. n. 7334/2019 del 31/10/2019.
- Autorizzazione n. 150 del 13/4/2006 e successivi aggiornamenti ad emettere gas serra ai sensi della Direttiva Emission Trading System (ETS).
- CPI - pratica VVF n. 49160 rilasciata dal Comando Provinciale dei Vigili del fuoco della Provincia di Milano in data 11/10/2018 e rinnovata il 7/09/2023.

Nel corso del 2025 è stata assicurata la conformità agli obblighi normativi ambientali, compreso il rispetto delle prescrizioni riportate nell'AIA, anche mediante monitoraggi periodici svolti durante tutto l'anno.

Applicazione delle BAT

Il 31 luglio 2017, la Commissione Europea ha approvato, con direttiva 2010/75/UE, le "Conclusioni sulle BAT" (acronimo di "Best Available Techniques" ovvero "Migliori Tecniche Disponibili") per i "Grandi Impianti di Combustione" (GIC, centrali con potenza termica nominale pari o superiore a 50 MW).

A seguito di questo importante aggiornamento normativo, Enipower nel corso del 2018, ha istituito un gruppo di lavoro che ha svolto una gap analysis relativamente alle BAT di settore con lo scopo di verificarne lo stato di attuazione. Ai fini dello studio sono state considerate le "conclusioni generali sulle BAT" (BAT 1÷17) e le "conclusioni sulle BAT per la combustione di gas naturale" (BAT 40÷45) elencate nell'Allegato della Decisione di Esecuzione (UE) della Commissione del 31 luglio 2017.

A seguito di tale attività si è potuto verificare che le BAT GIC risultano applicate alla Centrale di Bolgiano.

L'analisi condotta da Enipower per la valutazione dello stato di applicazione delle Conclusioni sulle BAT relative ai grandi impianti di combustione (Decisione di esecuzione della Commissione europea n. 2017/1442/UE) ha mostrato la generale

conformità della centrale di Bolgiano ai requisiti delle BAT conclusions, pur rilevando potenziali criticità relative alle prestazioni in termini di efficienza energetica associati alla BAT (BAT-AEEL) per la combustione di gas naturale. Per tali prestazioni, comunque, l'autorità competente, in sede di rilascio dell'AIA, non ha ritenuto di prevedere dei limiti più restrittivi.

Gestione degli Stakeholder

Lo strumento di riferimento per la mappatura degli stakeholder nelle realtà operative Eni è l'SMS (Stakeholder Management System), una piattaforma web-based che consente di:

- Mappare, classificare e prioritizzare gli stakeholder;
- Archiviare le interazioni rilevanti (es. minute di incontri, lettere, e-mail, ecc.) con gli stakeholder, con focus su quelle focalizzate su temi di sostenibilità;
- Tracciare le richieste di sostenibilità e le eventuali lamentele (grievances) ricevute;
- Identificare gli stakeholder rilevanti e quelli eventualmente critici, con evidenza dei temi più richiesti;
- Tracciare le azioni di Eni (inclusi i progetti per il territorio locale) in risposta alle richieste degli stakeholder;
- Geolocalizzare gli stakeholder.

Tutti i principali stakeholders esterni dello stabilimento sono stati caricati all'interno del database ottenendone una matrice di rischio in termini di rilevanza e attitudine, visibile in figura seguente.

Nel corso del 2025 gli stakeholder dello stabilimento Enipower di Bolgiano non hanno subito variazioni sostanziali.

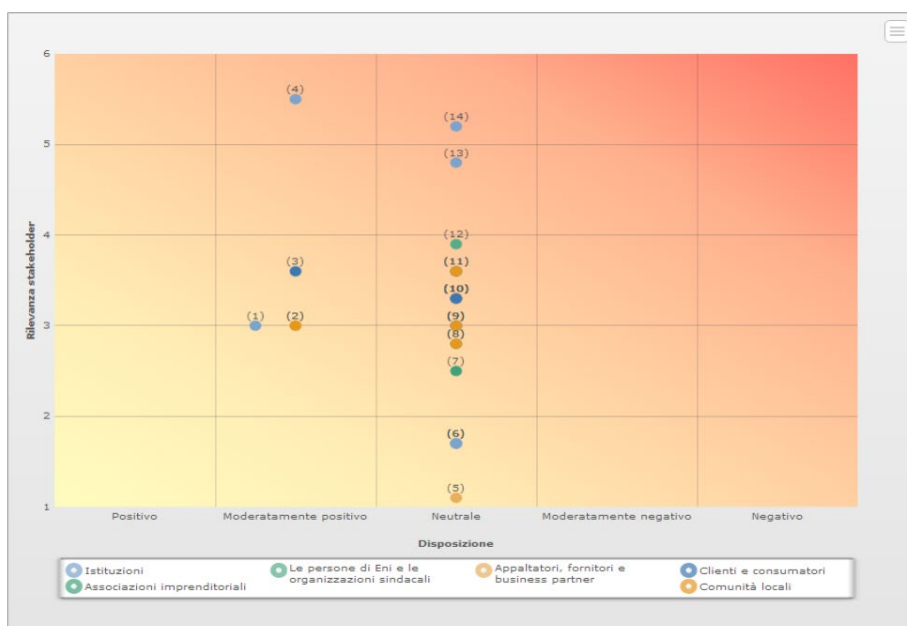


Figura 4 – Output del software SMS



Di seguito si riporta l'elenco dei principali stakeholder dello stabilimento:

- Sede Enipower;
- Direzioni e società Eni;
- Comune di San Donato Milanese;
- Città Metropolitana di Milano;
- A2A Calore e Servizi srl;
- Borromeo Calore srl;
- Duereti srl;
- SNAM;
- Contrattisti e fornitori;
- Dipendenti e relativi Rappresentanti (RLSA).

I principali contrattisti vengono coinvolti in occasione di campagne di sensibilizzazione HSE, Quality, Safety and Environment Day (ultimo avvenuto nel mese di ottobre 2025), campagne Safety Golden Rules, Environmental Golden Rules and Process Safety Fundamentals.

In generale, si osserva come nessuno stakeholder sia ritenuto con una disponibilità negativa o moderatamente negativa nei confronti dello stabilimento.

Nel periodo considerato dalla presente Dichiarazione Ambientale non ci sono stati reclami o segnalazioni da parte di stakeholder ed enti competenti in materia ambientale.

Produzione

La produzione dello stabilimento segue le richieste di domanda termica come previsto dall'AIA.

Nel 2025 non si sono registrati eventi non programmati che hanno comportato un'indisponibilità significativa dei gruppi di produzione.

Di seguito, sono indicate le produzioni dello stabilimento di Bolgiano, suddivise per tipologia per il triennio 2023-2025.

In particolare, vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi del ciclo produttivo:

Produzione energia elettrica lorda, con cui si intende tutta l'energia elettrica prodotta;

Produzione energia elettrica netta, con cui si intende l'energia elettrica prodotta, al netto degli autoconsumi;

Produzione energia termica netta, con cui si intende l'energia termica netta prodotta, misurata a bocca di centrale;

Produzione totale di energia, con cui si intende la somma degli indicatori "Produzione energia elettrica lorda" e "Produzione energia termica netta".

La seguente tabella riporta i valori degli indicatori descritti per il triennio 2023-2025, rappresentati nei due grafici successivi.

Indicatore	UdM	2023	2024	2025
Produzione energia elettrica lorda	MWh	234.903	245.900	258.386
Produzione energia elettrica netta	MWh	227.443	238.266	250.385
Produzione energia termica netta	MWh	218.513	245.703	266.561
Produzione totale di energia	MWh	453.416	491.603	524.947

Tabella 1 – Produzione di energia

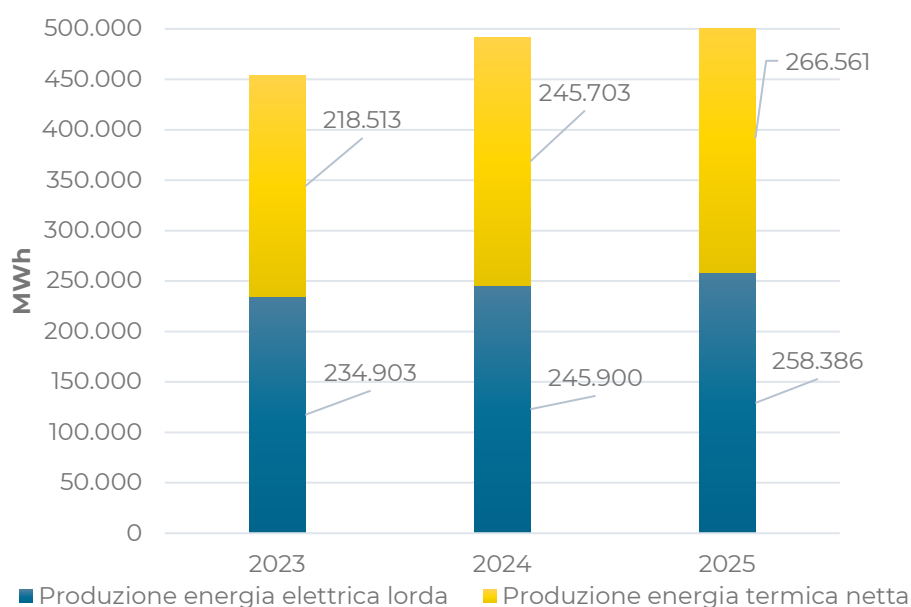


Figura 5 – Produzioni annue di energia elettrica lorda e termica netta

Si osserva che, la produzione termica nel 2025 ha registrato un progressivo aumento negli anni (circa 8,5% rispetto al 2024, circa 22% rispetto al 2023). Ciò è dovuto soprattutto alla richiesta in costante aumento di energia termica da parte della rete di teleriscaldamento di Milano, alla quale lo stabilimento cede parte del calore prodotto.

Anche la produzione di energia elettrica rispetto, di conseguenza, ai due anni precedenti è aumentata in maniera costante (+5% rispetto al 2024 e +10% rispetto al 2023).

Aspetti ambientali

Enipower ha effettuato un'analisi iniziale degli aspetti ambientali, pertinenti alle attività dell'organizzazione, che generano un impatto sull'ambiente.

Il documento di valutazione degli aspetti ambientali in vigore è stato emesso in data 04/02/2025 a seguito dell'avvicendamento del nuovo Datore di Lavoro e per revisione della normativa societaria di riferimento.

Dal 2022 la valutazione degli aspetti ambientali viene effettuata in accordo alla nuova metodologia Eni "Analisi degli aspetti ambientali e degli impatti/rischi per l'ambiente e l'organizzazione" (rif. opi-hse-008-eni spa) che prevede una metodologia unificata per la valutazione degli aspetti ambientali per tutte le società dell'Eni.

Nella tabella seguente si riportano gli aspetti ambientali caratterizzanti le attività dello stabilimento di Bolgiano con la relativa valutazione del loro livello di rischio residuo, individuati dall'ultimo aggiornamento della metodologia per la valutazione degli aspetti ambientali (04/02/2025).

Alcuni degli aspetti ambientali sottoelencati sono soggetti a limiti e prescrizioni normati dall'Autorizzazione Integrata Ambientale, cui si rinvia per approfondimenti.

Aspetti	Impatti/rischi	Rischio residuo
Consumo di risorse naturali	Depauperamento risorse naturali non rinnovabili/rinnovabili	alto
Consumo risorse energetiche	Depauperamento risorse naturali non rinnovabili/rinnovabili	basso
Consumo risorse idriche	Depauperamento risorse naturali non rinnovabili/rinnovabili	basso
Emissioni puntuali in atmosfera	Inquinamento atmosferico	medio
	Aumento effetto Serra	alto
Emissioni in atmosfera fuggitive/diffuse	Inquinamento atmosferico	basso
	Aumento effetto Serra	basso
Rifiuti	Inquinamento suolo/acque sotterranee e di falda	basso
Effluenti liquidi/scarichi idrici	Inquinamento delle acque	medio
Perdite e rilasci	Inquinamento suolo/acque sotterranee e di falda	basso
Rumore e Vibrazioni	Inquinamento acustico	basso
Odori	Impatto odorigeno	basso
Impatto visivo	Inquinamento luminoso, visivo e paesaggistico	basso
Elettromagnetismo	Inquinamento elettromagnetico	basso
Radioattività	Contaminazione radioattiva	basso
Rifiuti / Materiali contenenti Amianto	Inquinamento atmosferico	basso
	Danni alla salute	basso
Utilizzo di suolo	Depauperamento risorse naturali non rinnovabili/rinnovabili	basso

Tabella 2 – Lista degli aspetti ambientali, relativo grado di impatto/rischio e rischio residuo

Nella tabella seguente si riportano le opportunità caratterizzanti le attività dello stabilimento di Bolgiano identificate come prioritarie.

Aspetto ambientale	Opportunità	Interventi proposti
Amianto	Completa rimozione dell'amianto	Bonifica

Tabella 3 – Opportunità prioritarie

In merito agli indicatori ambientali si precisa che, rispetto a quanto previsto dall'Allegato IV del Regolamento n. 2026/2018, non sono stati definiti degli indicatori per i seguenti aspetti: produzione di rifiuti, uso del suolo in relazione alla biodiversità, consumo e produzione di energia rinnovabile e consumo di additivi/chemicals.

La produzione di rifiuti non si ritiene un aspetto prioritario, in quanto non è direttamente connessa al processo di produzione dell'energia elettrica e termica, ma deriva principalmente dalle attività di manutenzione.

Sull'uso del suolo in relazione alla biodiversità, quanto previsto dal regolamento 2026/2018 risulta non correlabile al processo produttivo della centrale e inoltre poco rappresentativo considerate le dimensioni ridotte della centrale, rapportate alla sua funzione strategica per il Comune di S. Donato Milanese. Più in dettaglio, l'unico dato che potrebbe essere preso in considerazione, tra quelli proposti dal regolamento, è la superficie totale impermeabilizzata, ove però tale condizione è richiesta nell'ambito dell'Autorizzazione Integrata Ambientale come strumento di protezione verso le matrici ambientali. Tutte le aree non pavimentate della centrale sono comunque destinate a verde e/o piantumante con alberi, così come anche il perimetro esterno dello stabilimento, sia per mitigazione visiva che per attenuazione dell'impatto acustico (quest'ultima, condizione imposta nell'ambito dell'AIA). L'aspetto si ritiene quindi di scarsa significatività.

Nello Stabilimento Enipower di Bolgiano non sono al momento impiegate fonti di energia rinnovabile, mentre i prelievi di energia elettrica dalla rete sono considerati occasionali o legati ad interventi di manutenzione ordinaria/straordinaria ed in ogni caso trascurabili rispetto ai volumi di energia elettrica immessa in rete.

Gli additivi/chemicals vengono utilizzati principalmente per trattare le acque demineralizzate utilizzate nella produzione di vapore e le acque di raffreddamento che circolano nelle torri evaporative. Pertanto, il consumo di additivi/chemicals non è ritenuto un aspetto significativo, in quanto non è direttamente connesso al processo di produzione dell'energia elettrica e termica.

Per quanto riguarda gli indici specifici riportati nei seguenti paragrafi, si precisa che questi sono calcolati considerando al denominatore (Dato B) l'indicatore "Produzione totale di energia" come definito al precedente paragrafo.

Emissioni in atmosfera

Emissioni di macroinquinanti

Le emissioni in atmosfera sono generate dalla combustione del gas naturale nelle unità produttive dell'impianto di cogenerazione.

Di seguito vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi delle emissioni in atmosfera:

Emissioni di macroinquinanti: concentrazioni di CO, NO_x e NH₃, con cui si riportano le concentrazioni medie calcolate in funzione dei VLE autorizzati in AIA, alle condizioni di normal funzionamento.

Emissioni di macroinquinanti: quantità di NO_x, con cui si riporta la quantità massica annua di NO_x emessa. Il dato fa riferimento alle emissioni totali (regime + transitori).

Indicatore di emissione NO_x, con cui si intende il rapporto tra l'indicatore "Quantità di NO_x" e l'indicatore "Produzione totale di energia".

Emissioni di macroinquinanti: quantità di CO, con cui si riporta la quantità massica annua di CO emessa. Il dato fa riferimento alle emissioni totali (regime + transitori).

Indicatore di emissione CO, con cui si intende il rapporto tra l'indicatore "Quantità di CO" e l'indicatore "Produzione totale di energia".

Nella tabella seguente vengono riportati i VLE autorizzati in AIA confrontati con i valori massimi delle medie giornaliere e i valori delle medie annuali.



Indicatore	Impianto	UdM	2023		2024		2025		VLE mg/Nm ³
			Max media giornaliera	Media annuale	Max media giornaliera	Media annuale	Max media giornaliera	Media annuale	
Emissioni di macroinquinanti: concentrazione di CO e NO_x	M21	mg/Nm ³ NO _x	26,01	22,48	27,08	22,34	29,76	21,56	30 giornalieri 30 annuali
	M21	mg/Nm ³ CO	43,07	32,03	42,05	33,93	39,11	29,62	50 giornalieri 45 annuali
	M22	mg/Nm ³ NO _x	21,59	18,10	22,55	19,58	33,32	19,17	30 giornalieri 28 annuali
	M22	mg/Nm ³ CO	18,99	9,78	37,39	22,05	26,14	14,67	40 giornalieri 40 annuali
	M23	mg/Nm ³ NO _x	23,44	18,40	23,83	19,14	30,34	18,64	30 giornalieri 28 annuali
	M23	mg/Nm ³ CO	21,05	14,35	35,37	22,30	36,55	15,50	40 giornalieri 40 annuali
	M24	mg/Nm ³ NO _x	75,23	66,15	74,30	67,99	82,19	69,24	100 giornalieri 100 annuali
	M24	mg/Nm ³ CO	11,72	7,58	6,90	6,12	32,32	6,84	100 giornalieri 40 annuali
	M25	mg/Nm ³ NO _x	65,99	61,94	66,61	62,14	80,21	64,63	100 giornalieri 100 annuali
	M25	mg/Nm ³ CO	3,88	2,83	6,89	4,16	22,26	4,35	100 giornalieri 40 annuali
	M26	mg/Nm ³ NO _x	67,83	55,67	61,76	57,41	70,99	57,71	100 giornalieri 100 annuali
	M26	mg/Nm ³ CO	13,31	7,39	6,50	5,52	15,35	5,05	100 giornalieri 40 annuali
Emissioni di macroinquinanti: concentrazione di NH₃	M22	mg/Nm ³ NH ₃	0,21	n.a.	0,35	0,15	1,02	n.a.	2 giornalieri
	M23	mg/Nm ³ NH ₃	0,47	n.a.	0,43	0,19	1,58	n.a.	2 giornalieri

Tabella 4 – Max Medie giornaliere e medie annuali delle concentrazioni dei macroinquinanti in CC1 e CC2

Nota: per “Max media giornaliera” si intende il valore massimo della media oraria registrato tra le sole ore che rientrano nella media giorno valida, mentre per “Media annuale” si intende il valore medio tra le ore con stato impianto a regime.

Di seguito si riportano gli andamenti massici delle emissioni di CO e NO_x ed NH₃.

Indicatore	UdM	2023	2024	2025
Emissioni di macroinquinanti: Quantità di NO_x	t/anno	34,86	40,33	40,27
Emissioni di macroinquinanti: Quantità di CO	t/anno	37,43	52,96	45,67
Emissioni di macroinquinanti: Quantità di NH₃	t/anno	0,12	0,15	0,13
Indicatore emissione NO_x	g/kWh	0,077	0,082	0,077
Indicatore emissione CO	g/kWh	0,083	0,108	0,087

Tabella 5 – Emissioni massiche dei macroinquinanti e indicatori di emissione

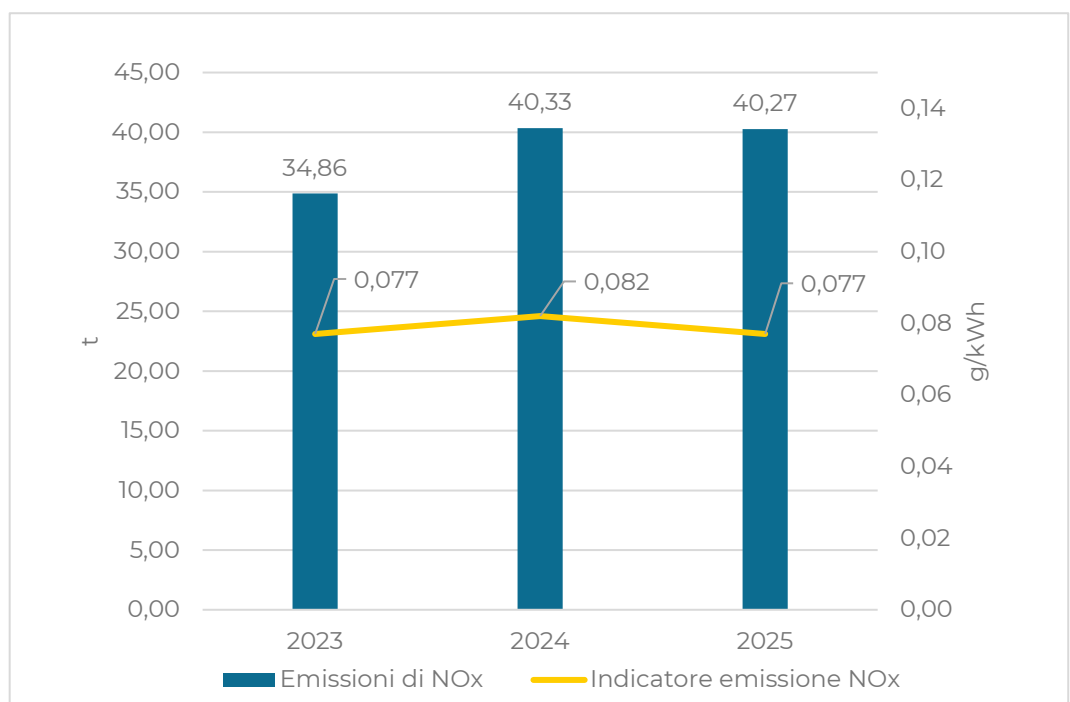


Figura 6 – Emissioni in atmosfera di NO_x: quantità e indicatore di emissione

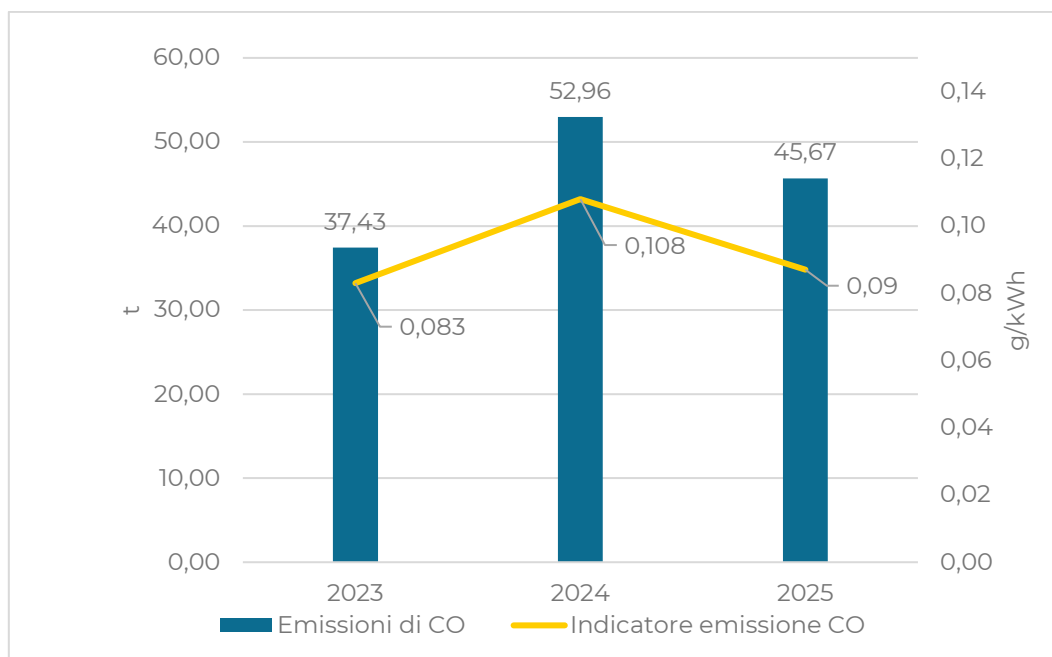


Figura 7 – Emissioni in atmosfera di CO: quantità e indicatore di emissione

Si riscontra una generale diminuzione delle emissioni di CO e NO_x, in controtendenza rispetto alla produzione. Tale variazione è dovuta principalmente al numero inferiore di fermate/avviamenti dei motori principali rispetto al 2024 e ad alcune migliorie apportate ai motori.

Emissioni gas serra

La centrale di Bolgiano è in possesso dell'autorizzazione n. 150 ad emettere gas serra ai sensi della Direttiva Emission Trading System (ETS).

Nell'ambito della partecipazione al quarto periodo di adempimento del Sistema Europeo di Emission Trading relativo allo scambio di quote di emissione di CO₂ ai sensi della Direttiva 2003/87/CE, la centrale di Bolgiano nel 2025 ha ottenuto, nei tempi previsti, la certificazione delle emissioni dell'anno precedente da parte dell'ente esterno di verifica.

Per il 2025 le emissioni di CO₂ certificate sono state 137.157 tonnellate.

Relativamente all'assegnazione di quote di CO₂ gratuite per il periodo 2026÷2030, nel 2025 non sono intervenuti aggiornamenti rispetto all'assegnazione preliminare di quote avvenuta a settembre 2024.

Altre emissioni di gas a effetto serra, non soggette al regolamento ETS, sono riconducibili alle seguenti sostanze:

- Esafluoruro di zolfo;
- Idrofluorocarburi;
- Protossido di azoto;
- Metano.

A partire da gennaio 2024, per la rappresentazione dei dati in linea con i requisiti CSRD, sono stati aggiornati i valori dei potenziali di riscaldamento globale GWP e sono stati utilizzati i valori adottati dal 6th Assessment Report IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change – Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Reporting Instructions – in accordo al sistema normativo Eni. Per omogeneità con gli anni precedenti sono stati aggiornati anche i dati relativi all'anno 2023.

Di seguito vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi delle emissioni di GHG:

- **Emissioni di GHG totali**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissioni di CO₂ e CO₂ equivalente da CH₄, N₂O e gas fluorurati.
- **Emissioni di CO₂**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissione totale di CO₂ da combustione e processo, ottenuto sommando la CO₂ certificata (ETS) e quella proveniente da mobility.
- **Emissioni di CH₄**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissioni totali di CH₄, espresse in tCO₂eq/anno, e dovute a combustione e processo, fuggitive e venting.
- **Emissioni di N₂O**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissioni totali di N₂O, espresse in tCO₂eq/anno, e dovute a combustione e processo.
- **Emissione totale fluorurati**, con cui si indica la somma, espressa in tCO₂eq/anno, delle emissioni di idrofluorocarburi ed esafluoruro di zolfo.
- **Emissioni di HFC**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissione totale di idrofluorocarburi (espresso in kg/anno) contenuti negli impianti HVAC.
- **Emissioni di SF₆**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissione totale di esafluoruro di zolfo (espresso in kg/anno) contenuto nei commutatori elettrici.
- **Indicatore di emissione CO₂**, con cui si indica il rapporto tra l'indicatore "Emissioni CO₂" e l'indicatore "Produzione totale di energia".
- **Indicatore di emissione GHG**, con cui si indica il rapporto tra "Emissioni GHG totali" e l'indicatore "Produzione totale di energia".

Nella tabella, di seguito riportata, sono rappresentate le emissioni di gas serra derivanti dalle attività dello stabilimento di Bolgiano.

Indicatore		UdM	2023	2024	2025
Emissioni GHG totali		tCO ₂ eq/anno	119.572 ⁽¹⁾	130.180	138.025
Emissioni CO₂		t/anno	118.706	129.316	137.157
Emissioni CH₄	Totali	tCO ₂ eq/anno	792 ⁽¹⁾	751	651
	Da combustione e processo	tCH ₄ /anno	2,119 ⁽¹⁾	2,310	2,470
	Fuggitive	tCH ₄ /anno	0,750 ⁽¹⁾	0,700	0,370

Indicatore		UdM	2023	2024	2025
	Venting	tCH ₄ /anno	23,700 ⁽¹⁾	22,200	19,0
Emissioni N ₂ O		tCO ₂ eq/anno	58 ⁽¹⁾	63	67
		tN ₂ O/anno	0,212 ⁽¹⁾	0,230	0,247
Totale fluorurati		tCO ₂ eq	17 ⁽¹⁾	50	150
HFC		Kg/anno	3,000 ⁽¹⁾	32,570	98,000
SF ₆		Kg/anno	0,500 ⁽¹⁾	0	0

Tabella 6 – Emissioni gas serra
⁽¹⁾ GWP aggiornati come indicato sopra.

Rispetto al 2024, le emissioni di GHG, che dipendono per oltre il 99% dalla combustione del gas naturale, sono aumentate in linea con i dati di produzione di energia elettrica e termica.

Nel complesso, il peso della CO₂ equivalente di derivazione dalle 4 sostanze a effetto serra sopra citate, risulta esiguo rispetto alla CO₂ prodotta dalla combustione del gas naturale per la produzione di energia elettrica. Infatti, si hanno 138.025t di CO₂ equivalente totale contro 137.157t di CO₂ da combustione e processo.

Indicatore	UdM	2023	2024	2025
Indicatore emissione CO ₂	gCO ₂ /kWh	262	263	261
Indicatore emissione GHG	gCO ₂ /kWh	264 ⁽¹⁾	265	263

Tabella 7 – Indicatori di emissione di CO₂ e GHG

Nei grafici sottostanti è riportata la variazione dell'indicatore emissivo di CO₂ e GHG, rapportati alla produzione di totale di energia nel triennio di riferimento. In entrambi non si notano scostamenti rispetto agli anni precedenti e comunque le variazioni sono in linea con l'andamento della produzione e degli assetti impiantistici adottati.

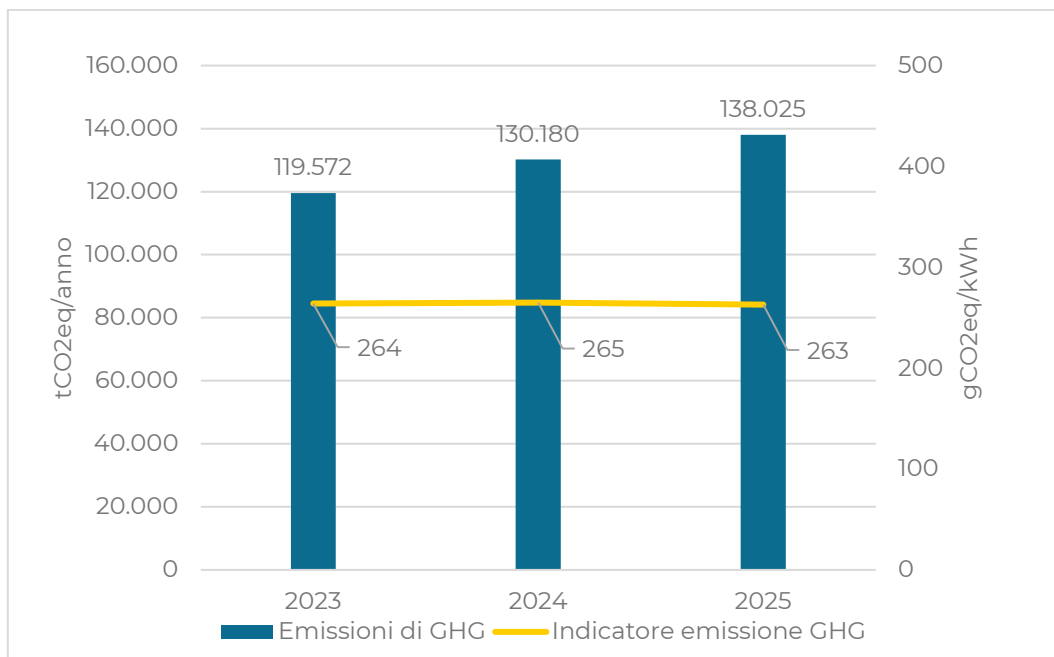


Figura 8 – Emissioni in atmosfera di GHG totali: quantità e indicatore di emissione

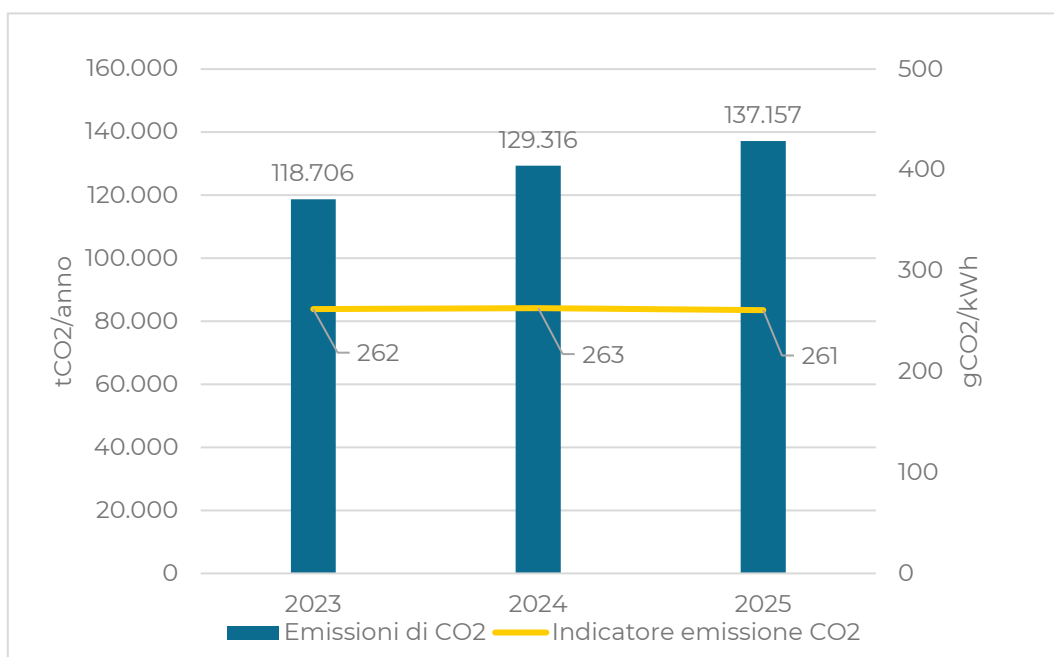


Figura 9 – Emissioni in atmosfera di CO₂: quantità e indicatore di emissione

Impiego di risorse naturali ed energetiche

Nel sito di Bolgiano non vi sono attività di sfruttamento del suolo, le risorse naturali impiegate sono acqua e combustibili fossili.

Ciclo dell'acqua

Prelievi idrici

Lo Stabilimento utilizza le seguenti tipologie di acqua:

Acqua potabile, legato all'utilizzo del personale aziendale e di quello terzo che si avvale dei servizi Enipower, pertanto il valore annuo varia anche in funzione delle tipologie di interventi effettuati e quindi dalla presenza del personale di imprese terze. Questa tipologia di acqua arriva allo stabilimento, attraverso acquedotto di proprietà di terzi, fornita da Amiacque. L'acqua prelevata dall'acquedotto viene utilizzata per usi civili quali servizi igienici e docce (l'acqua calda sanitaria viene preventivamente trattata con addolcitore) e per usi di processo, come l'impianto ad osmosi inversa (alimentato prevalentemente con acqua non potabile, anche se in modalità automatica può commutare l'alimentazione dalla rete acqua potabile, qualora il sensore di rilevazione della misura del contenuto di nitrati rilevasse un valore superiore al set point preimpostato) e acque destinate ai presidi di sicurezza (es. lavaocchi, docce etc.).

Acqua non potabile (o industriale), proveniente dal sottosuolo attraverso una rete di distribuzione alimentata da pozzi di proprietà di terzi (Eni Servizi) e utilizzata per:

- rete idrica antincendio;
- impianto ad osmosi inversa dedicato alla produzione di acqua demineralizzata utilizzata principalmente per: reintegri rete TLR e circuiti raffreddamento motori, sistema "Sprint" della turbina e lavaggio compressore turbina;
- raffreddamento dello spillamento (fluido di processo) utilizzato per l'analisi acqua rete teleriscaldamento, e raffreddamento del fluido di processo scarico SIP.

Il sito non preleva direttamente acqua dal sottosuolo o da acque superficiali.

Di seguito vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi dei prelievi idrici.

- **Totale acqua dolce prelevata:** indica il quantitativo totale di acqua dolce prelevata, come somma dei seguenti contributi:
 - **Acqua dolce prelevata da acquedotto o cisterna:** indica il quantitativo annuo di acqua dolce prelevata da acquedotto ad uso civile;
 - **Acqua dolce prelevata da sottosuolo:** indica il quantitativo annuo di acqua non potabile prelevata dalla falda attraverso la rete pozzi gestita da Eniservizi;
- **Acqua demineralizzata prodotta:** indica il quantitativo annuo di acqua demineralizzata prodotta.
- **Prelievo specifico di acqua dolce:** indica il rapporto tra l'indicatore "Totale acqua dolce prelevata" e l'indicatore "Produzione totale di energia".

Indicatore	UdM	2023	2024	2025
Totale acqua dolce prelevata	Mm ³	0,011	0,016	0,022
Acqua dolce prelevata da acquedotto o cisterna	Mm ³	0,00037	0,00042	0,00032
Acqua dolce prelevata da sottosuolo	Mm ³	0,011	0,016	0,022
Acqua demineralizzata prodotta	Mm ³	0,00580	0,00853	0,01154
Prelievo specifico di acqua dolce	m ³ /GWh	25	33	42

Tabella 8 – Volumi di acqua prelevata e indicatore di consumo

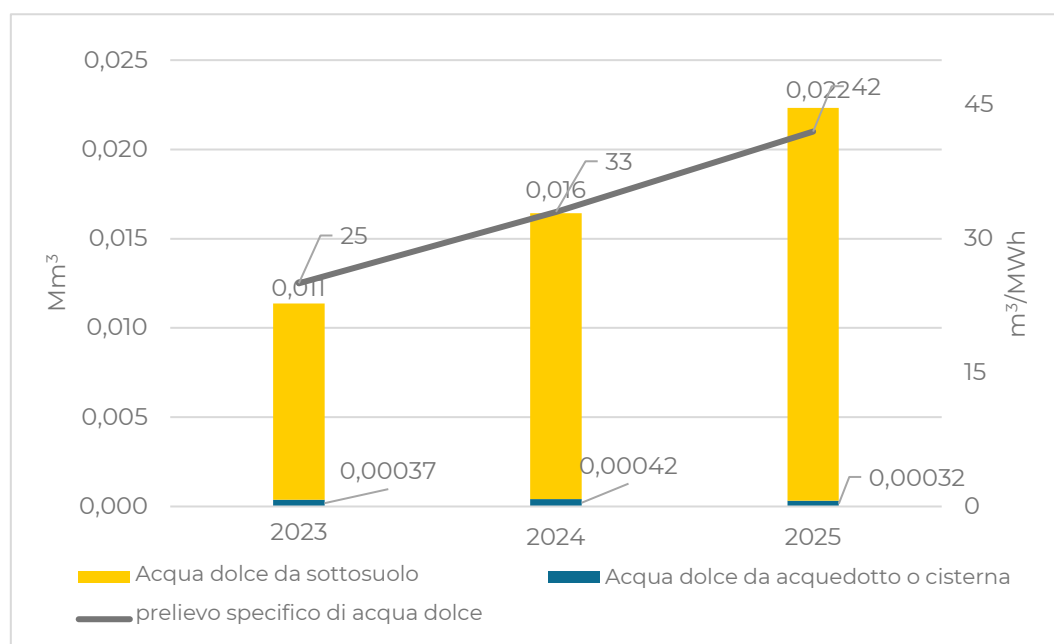


Figura 10 – Prelievi idrici di acqua dolce

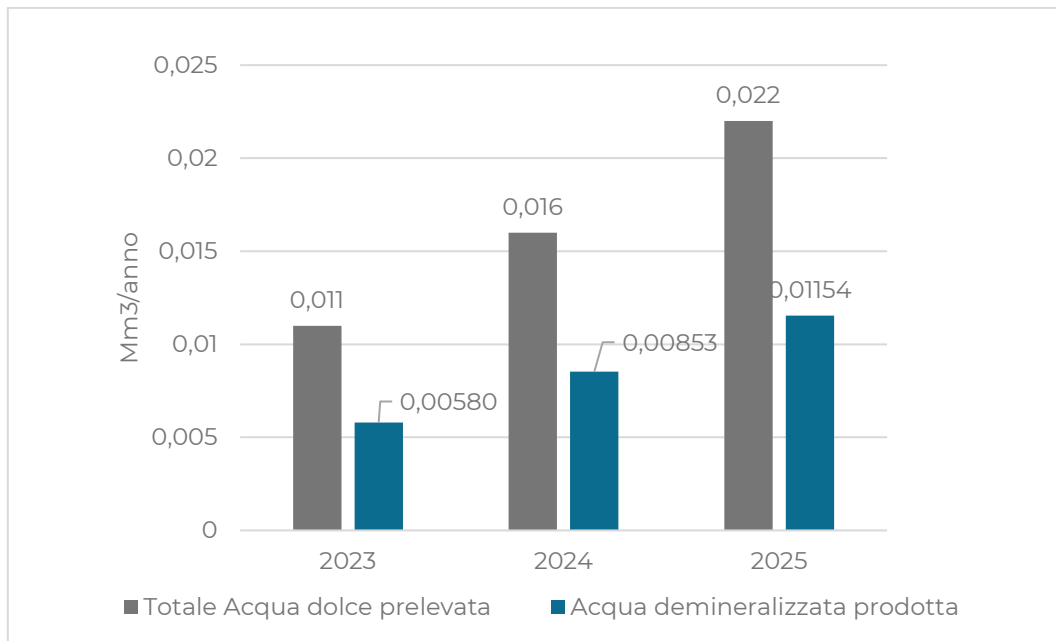


Figura 11 – Prelievi idrici totali e produzione acqua demineralizzata

Sebbene si segnali un lieve decremento delle acque prelevate da acquedotto rispetto all'annata precedente, l'andamento dei consumi registrati di acqua potabile resta comunque in linea con il trend dell'ultimo triennio.

L'aumento dei consumi di acqua non potabile, ovvero dell'acqua dolce prelevata da sottosuolo, è invece dovuto ad una maggiore necessità di reintegro della rete TLR.

Scarichi idrici

In Figura 12 sono indicate le posizioni degli scarichi idrici di stabilimento.

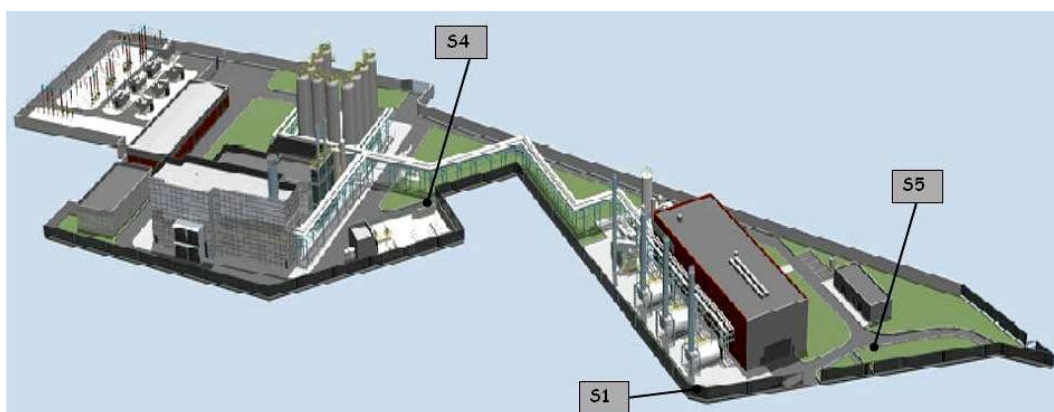


Figura 12 – Scarichi idrici di stabilimento

All'interno della centrale di cogenerazione sono presenti tre reti separate per la gestione degli scarichi idrici:

La rete fognaria acque meteoriche raccoglie le acque bianche di prima e seconda pioggia, provenienti dalle aree scoperte e dalle coperture degli edifici, con esclusione delle aree che prevedono presenza di acque accidentalmente oleose. Le acque raccolte raggiungono il pozzetto di scarico denominato SIM dotato di misuratore di portata.

La rete fognaria acque di processo raccoglie i seguenti fluidi:

- acque provenienti dagli scarichi delle caldaie;
- acque provenienti dagli scarichi derivanti dai dreni di serbatoi, vasi di espansione e scambiatori;
- acque provenienti dagli scarichi derivanti dal processo di trattamento ad osmosi;
- acque di raffreddamento.

Le acque raccolte vengono inviate al pozzetto di scarico denominato S1P. Gli scarichi S1P e SIM confluiscono nel punto di scarico S1.

Le acque nere o acque reflue domestiche, ovvero gli scarichi civili dello stabilimento, vengono scaricate in pubblica fognatura attraverso due punti di scarico, S4 e S5.

I due scarichi raccolgono:

- le acque reflue provenienti dai bagni;
- gli scarichi provenienti dalle vasche disoleatrici.

Nell'ultimo triennio, non si sono mai registrati superamenti dei valori limite allo scarico per ognuno dei parametri riportati nel piano di monitoraggio e controllo (vedi allegato tecnico dell'AIA).

Di seguito vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi degli scarichi idrici.

Acqua dolci scaricate in fogna: indica il quantitativo annuo di acqua dolce di origine civile scaricata in fogna.

Acque dolci scaricate in acque superficiali: indica il quantitativo annuo di acqua di processo e di acque meteoriche scaricate in acque superficiali.

Indicatore	UdM	2023	2024	2025
Acqua dolci scaricate in fogna	Mm ³	0,00039	0,00045	0,00044
Acque dolci scaricate in acque superficiali	Mm ³	0,0058	0,0389	0,0136

Tabella 9 – Scarichi idrici

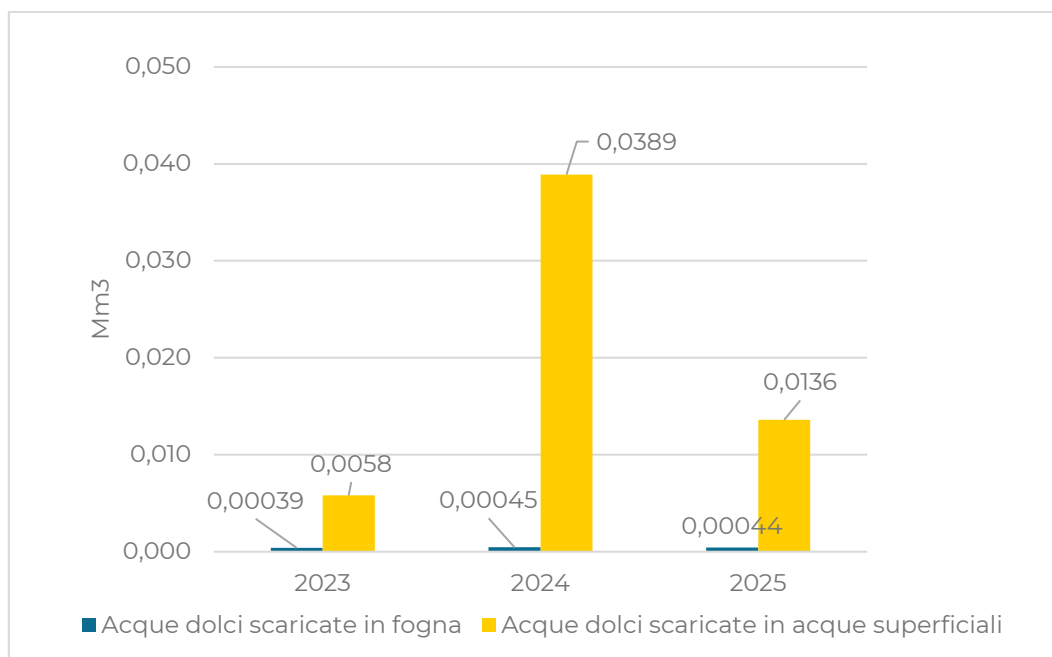


Figura 13 – Scarichi idrici

Per l'acqua dolce scaricata in fogna i valori rilevati sono in leggera diminuzione rispetto a quelli dello scorso anno ma restano comunque in linea con il trend dell'ultimo triennio.

L'andamento degli scarichi in acque superficiali mostrano valori in diminuzione rispetto al 2024 per effetto delle minori precipitazioni registrate nell'anno.

Consumo di combustibili ed efficienza energetica

Le centrali Enipower nel mese di giugno 2025 hanno rinnovato la certificazione ai sensi della norma UNI EN ISO 50001:2018 sul sistema di gestione dell'energia, mentre nel corso del 2023 è stata condotta la diagnosi energetica che non ha evidenziato ulteriori interventi rispetto a quanto già proposto nella precedente, ad eccezione degli interventi di ottimizzazione delle performance dei turbogas a carico parziale e del potenziale inserimento di impianti fotovoltaici sulle coperture degli edifici di servizio delle centrali, al fine di ridurre la quota di autoconsumo di energia prodotta da fonte fossile.

Nel presente paragrafo vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi del consumo di combustibili e dell'efficienza energetica:

- **Consumo di combustibili – Gas naturale**, con cui si riporta il quantitativo annuo di gas naturale utilizzato dallo Stabilimento, espresso in Tonnellate di Petrolio Equivalenti ("TEP").

- **Consumo di combustibili – Gasolio**, con cui si riporta il quantitativo annuo di gasolio utilizzato nel gruppo elettrogeno dello Stabilimento, espresso in TEP.
- **Consumo di additivi/chemicals**, con cui si riporta il quantitativo annuo di prodotti chimici utilizzati dallo Stabilimento.
- **Indicatore di consumo combustibile – Gas naturale**, con cui si intende il rapporto tra l'indicatore "Consumo di combustibili – Gas naturale" e l'indicatore "Produzione totale di energia".
- **Fuel utilization**, con cui si intende un indice di rendimento calcolato dal rapporto tra l'energia prodotta al netto degli autoconsumi (pari quindi alla somma degli indicatori "Produzione energia elettrica netta" e "Produzione energia termica") e la quantità di energia primaria introdotta. La fuel utilization equivale al rendimento di primo principio della produzione complessiva.
- **Performance cogenerazione**, con cui si riporta il rapporto tra l'energia termica prodotta con le macchine cogenerative (TG senza postcombustione e motori) e l'energia termica totale prodotta.

La tabella seguente evidenzia i consumi, mentre il grafico seguente riporta gli andamenti.

Indicatore	UdM	2023	2024	2025
Consumo combustibili: Gas naturale	TEP	50.382	54.908	58.373
Consumo di combustibili: Gasolio	TEP	0,09	1,05	0,10
Consumo di additivi/chemicals	t	286	280,3	272,3
Indicatore di consumo combustibile	TEP/MWh	0,11	0,11	0,11
Fuel utilization	% TG	84,7	84,6	83,4
	% M21	71,2	69,9	68,8
	% M22	71,1	70,4	70,4
Performance cogenerazione	%	97,9	93,3	91,9

Tabella 10 – Consumo di combustibili

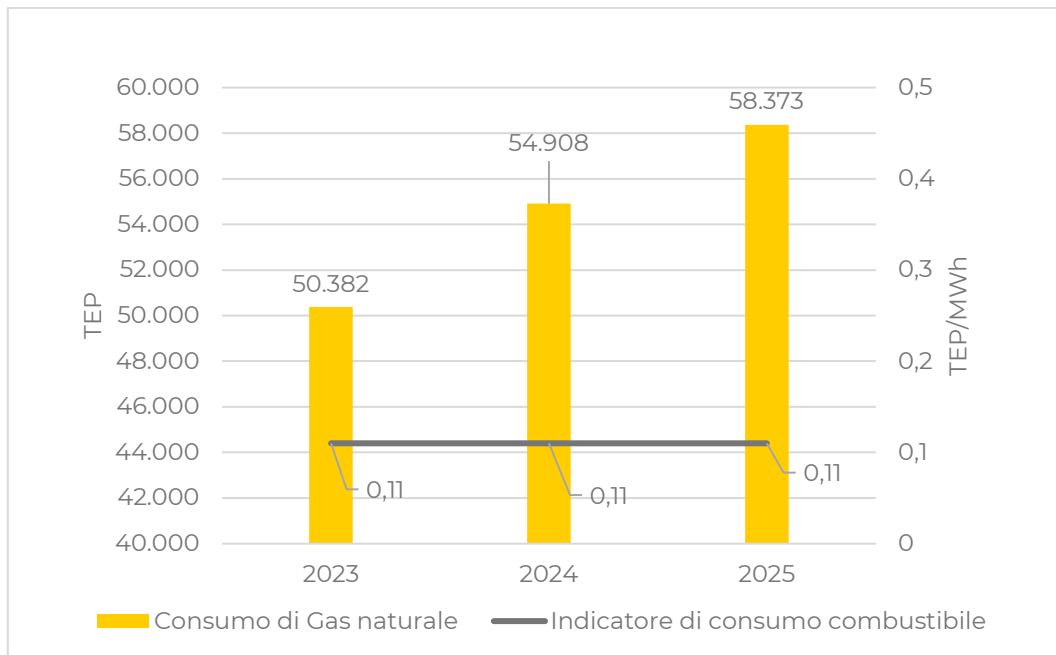


Figura 14 – Consumo di gas naturale

Il consumo di gas naturale è funzione della produzione di energia termica ed elettrica e degli assetti impiantistici, perciò il suo andamento riflette, qualitativamente, l'andamento delle produzioni di energia termica ed elettrica.

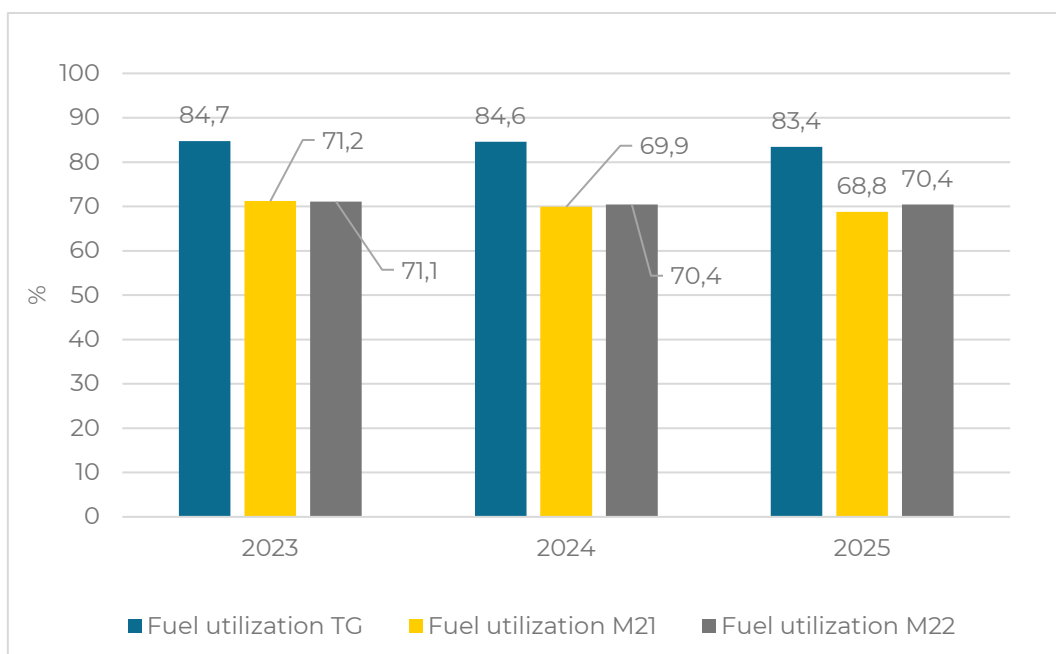


Figura 15 – Fuel utilization

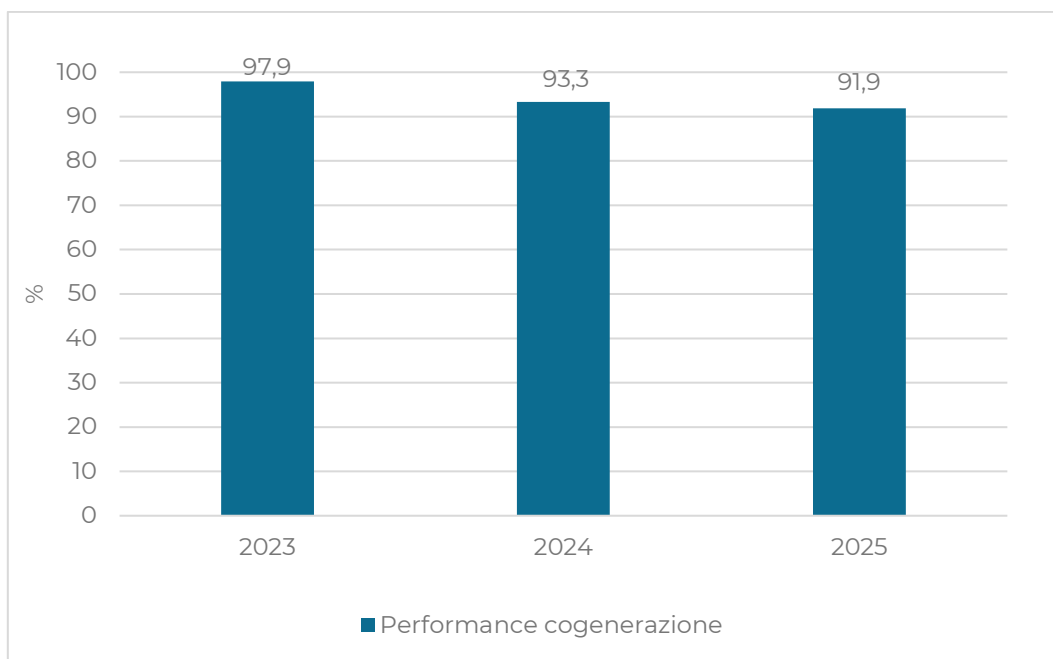


Figura 16 – Performance di cogenerazione

Rifiuti

I rifiuti prodotti da Bolgiano sono per la maggior parte derivanti dalle attività di manutenzione effettuate, nonché investimenti/dismissioni che comportano operazioni di demolizione/costruzione presso lo stabilimento. Lo sforzo della società è quello di perseguire il più alto conferimento a recupero rispetto lo smaltimento.

Nel presente paragrafo vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi della gestione dei rifiuti:

- **Rifiuti pericolosi prodotti**, con cui si indica il quantitativo annuo di rifiuti pericolosi prodotti da attività produttiva, manutenzione/demolizione e bonifica;
- **Rifiuti non pericolosi prodotti**, con cui si indica il quantitativo annuo di rifiuti non pericolosi prodotti da attività produttiva, manutenzione/demolizione e bonifica;
- **Rifiuti recuperati**, con cui si intende un indice ottenuto dal rapporto tra i rifiuti avviati a recupero e il totale dei rifiuti conferiti nel corso dell'anno;
- **Rifiuti smaltiti**, con cui si intende un indice ottenuto dal rapporto tra i rifiuti avviati a smaltimento e il totale dei rifiuti conferiti nel corso dell'anno.

Indicatore	UdM	2023	2024	2025
Rifiuti pericolosi prodotti	t	31	87	83
Rifiuti non pericolosi prodotti	t	121	179	243

Indicatore	UdM	2023	2024	2025
Rifiuti recuperati	%	28	53	15
Rifiuti smaltiti	%	72	47	85

Tabella 11 – Produzione e gestione dei rifiuti

Nelle figure seguenti sono riportati i rifiuti prodotti nel triennio di riferimento suddivisi tra pericolosi e non pericolosi, quindi le modalità di gestione con l'indicazione di quanto conferito a smaltimento e a recupero.

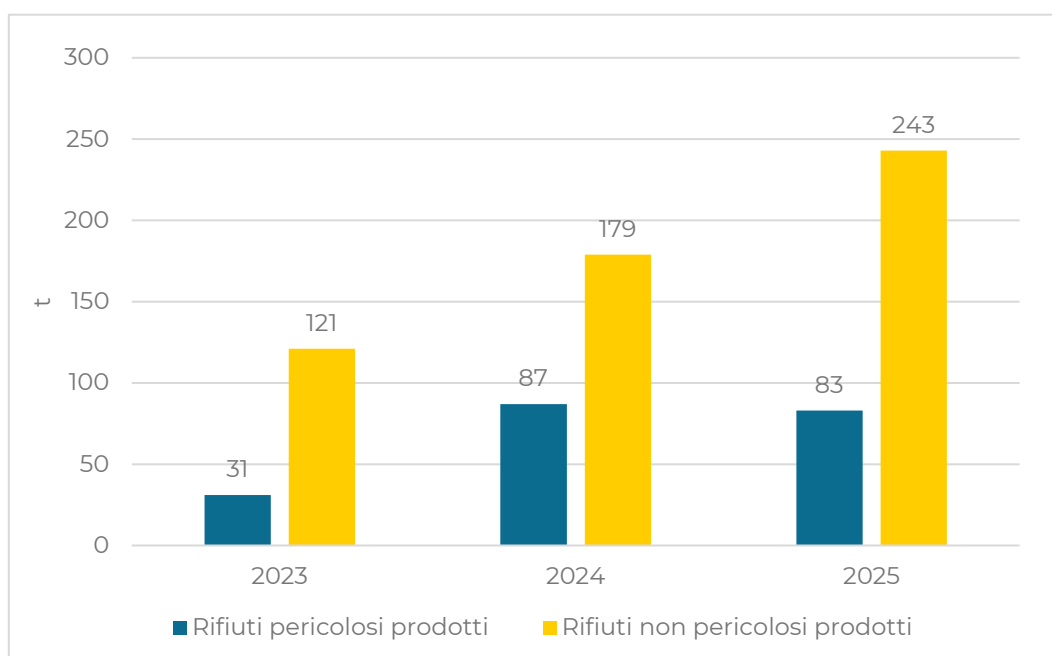


Figura 17 – Produzione rifiuti, differenziati tra pericolosi e non pericolosi

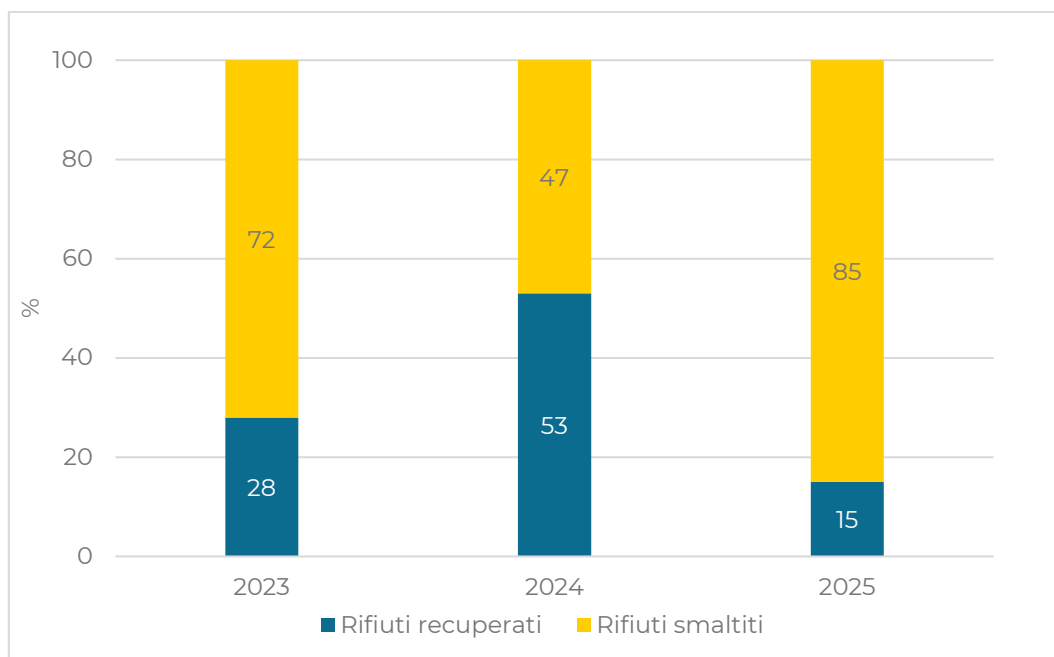


Figura 18 – Modalità di gestione dei rifiuti

Rispetto all'anno precedente, nel 2025 si evidenzia:

- un generale aumento della produzione di rifiuti dovuto alle attività di manutenzione effettuate;
- Una diminuzione della percentuale di recupero, per tipologia e caratteristiche dei rifiuti prodotti e delle attività manutentive svolte.

Si è ritenuto di non indicizzare la produzione di rifiuti all'energia elettrica e termica prodotta, in quanto non direttamente connessa a tale processo, ma derivante principalmente da attività di manutenzione.

Rumore ambientale

La centrale di cogenerazione è un "impianto a ciclo produttivo continuo", come definito dal DM 11 dicembre 1996.

Il progetto di ammodernamento della centrale ha previsto la realizzazione di una serie di misure di mitigazione dell'impatto acustico, finalizzate a permettere il pieno rispetto dei limiti previsti:

- fabbricati tecnici con pareti e serramenti fonoassorbenti;
- caldaie a recupero interamente inserite nei fabbricati tecnici;
- barriere fonoassorbenti su sistema di combustione caldaie a fuoco diretto.

Nel 2025 non sono state effettuate modifiche impiantistiche, pertanto resta valida la campagna di monitoraggio acustico ambientale per la verifica di conformità con i limiti vigenti, effettuata nel 2018, che aveva previsto:

- il monitoraggio al confine della centrale in marcia regolare;

- il monitoraggio presso i ricettori circostanti con Centrale in marcia regolare e con Centrale spenta per l'individuazione del rumore residuo.

Per la campagna di monitoraggio acustico ambientale con la Centrale in marcia regolare e spenta (per l'individuazione del rumore residuo), sono state utilizzate le postazioni presso i ricettori residenziali circostanti, considerati più critici, coincidenti con quelle utilizzate nelle precedenti campagne di monitoraggio acustico eseguite.

L'Amministrazione del Comune di San Donato Milanese con delibera n. 42 del 18/11/2014 ha approvato il nuovo Piano di Classificazione Acustica (PCA) del territorio comunale.

Secondo il PCA vigente l'area della centrale di cogenerazione di Bolgiano è classificata in classe V (area prevalentemente industriale), con una fascia di rispetto circostante in classe IV (Area di intensa attività umana).

I limiti acustici di immissione prescritti nel D.P.C.M. 14/11/97, fissati per le varie aree, sono rappresentati nella tabella seguente.

Classe di destinazione d'uso del territorio	Periodo diurno (6-22)	Periodo notturno (22-6)
Classe I – Aree particolarmente protette	50 dBA	40 dBA
Classe II – Aree prevalentemente residenziali	55 dBA	45 dBA
Classe III – Aree di tipo misto	60 dBA	50 dBA
Classe IV – Aree di intensa attività umana	65 dBA	55 dBA
Classe V – Aree prevalentemente industriali	70 dBA	60 dBA
Classe VI – Aree esclusivamente industriali	70 dBA	70 dBA

Tabella 12 – Limiti massimi di immissione per le diverse aree

Relativamente al monitoraggio presso i ricettori esterni circostanti si evince quanto segue:

- I rilievi acustici non hanno riscontrato presenza di componenti tonali e impulsive in nessuna postazione di misura presso i ricettori confinanti. Anche nella postazione P3 in periodo notturno non sono state riscontrate componenti tonali a differenza della precedente campagna di misura eseguita nel 2015.
- Le postazioni presso i ricettori P1 – P2 – P4 – P5 sono inquinate dal traffico stradale ed aereo circostante e non risentono del rumore provocato dalla Centrale anche per effetto della distanza.
- I valori rilevati, superiori ai limiti di immissione previsti, non sono imputabili alla Centrale. Questo è riscontrabile verificando i valori rilevati vicino alla sorgente al confine della Centrale, notevolmente più bassi rispetto a quelli rilevati presso i ricettori esterni, anche a grandi distanze.

- La postazione presso il ricevitore P3 “Cascina Monticello”, isolata dal traffico stradale, risente della rumorosità della Centrale per effetto della vicinanza. In tale postazione i limiti di immissione e differenziali sono rispettati.

Postazione (Classe acustica)	Rumore Ambientale Misurato Leq(A) (L90)		Limiti Assoluti di Immissione PCA San Donato		Rispetto Limite di Immissione	
	Periodo Diurno	Periodo Notturno	Periodo Diurno	Periodo Notturno	Periodo Diurno	Periodo Notturno
P1 (II)	58,5 (45,0)	53,0 (41,5)	55	45	SI*	SI*
P2 (IV)	60,5 (53,0)	54,5 (45,0)	65	55	SI	SI
P3 (III)	55,5 (45,0)	49,5 (44,0)	60	50	SI	SI
P4 (III)	62,0 (51,5)	56,0 (42,0)	60	50	SI*	SI*
P5 (IV)	62,5 (54,5)	56,0 (45,0)	65	55	SI*	SI*

Tabella 13 – Verifica limiti assoluti di immissione presso i ricettori circostanti

I valori rilevati al confine della Centrale sono conformi ai limiti di immissione previsti in periodo diurno ed in periodo notturno.



Figura 19 – Posizione delle postazioni a confine della centrale

Postazione	Rumore Ambientale Misurato (Leq(A))	Limiti Assoluti di Immissione PCA San Donato		Rispetto Limite di Immissione	
	Periodo Diurno	Periodo Diurno	Periodo Notturno	Periodo Diurno	Periodo Notturno
C1	49.5	70	60	SI	SI
C2	49.5	70	60	SI	SI
C3	44.0	70	60	SI	SI
C4	43.5	70	60	SI	SI
C5	54.0	70	60	SI	SI
C6	54.0	70	60	SI	SI
C7	56.0	70	60	SI	SI
C8	57.0	70	60	SI	SI
C9	48.5	70	60	SI	SI
C10	45.0	70	60	SI	SI
C11	52.0	70	60	SI	SI
C12	51.0	70	60	SI	SI
C13	46.5	70	60	SI	SI
C14	47.5	70	60	SI	SI
C15	45.5	70	60	SI	SI
C16	47.5	70	60	SI	SI
C17	51.0	70	60	SI	SI
C18	54.5	70	60	SI	SI
C19	45.0	70	60	SI	SI
C20	44.0	70	60	SI	SI
C21	45.0	70	60	SI	SI
C22	45.0	70	60	SI	SI
C23	44.0	70	60	SI	SI

Figura 20 – Verifica limiti di immissione al confine di centrale



Amianto

Nel corso del 2024 è stato completato il decommissioning della caldaia B04, con la contestuale rimozione dell’amianto presente nelle coibentazioni e nei rivestimenti interni.

Nel corso del 2025 sono state invece rimosse le tubazioni della rete del teleriscaldamento che presentavano una coibentazione contenente amianto.

Nel presente paragrafo vengono presentati gli andamenti relativi al seguente indicatore:

- **Amianto:** indica il quantitativo di amianto presente in stabilimento.

Indicatore	UdM	2023	2024	2025
Amianto	kg	8.380	176	0

Tabella 14 – Quantità di amianto presente in stabilimento



Dichiarazione Ambientale 2025

Allegato 2 – Centrale di Brindisi



Sommario

La società e l'assetto organizzativo	72
Descrizione della centrale.....	73
Interventi impiantistici.....	77
Principali accadimenti ambientali	77
Procedimenti ambientali	77
Inquadramento autorizzativo	77
Applicazione delle BAT	78
Gestione degli Stakeholder	78
Produzione	81
Aspetti ambientali	83
Emissioni in atmosfera.....	86
Emissioni di macroinquinanti	86
Emissioni gas serra.....	88
Impiego di risorse naturali ed energetiche.....	92
Ciclo dell'acqua.....	92
Prelievi idrici.....	92
Acqua demineralizzata	94
Scarichi idrici	95
Consumo di combustibili ed efficienza energetica.....	97
Rifiuti.....	100
Rumore ambientale.....	102
Amianto.....	106

La società e l'assetto organizzativo

Nello Stabilimento di Brindisi trovano occupazione 103 persone dedicate all'esercizio, alla manutenzione degli impianti e allo svolgimento di alcuni servizi a supporto della produzione. Inoltre, alcune attività, soprattutto quelle di tipo specialistico, vengono svolte da personale esterno attraverso appalti.

La struttura dello Stabilimento è suddivisa in quattro unità, alle dipendenze del Responsabile dello Stabilimento.

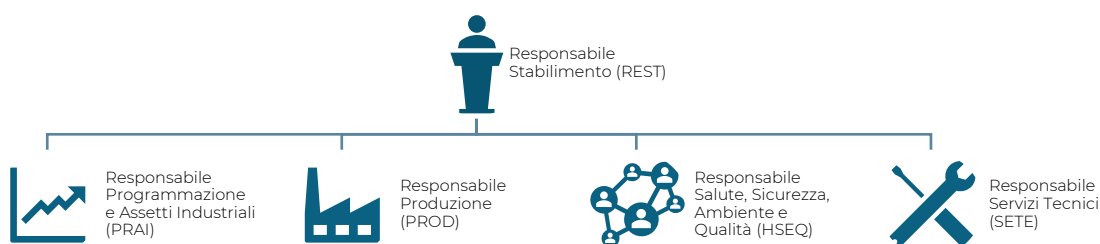


Figura 1 – Assetto organizzativo Enipower Brindisi

Descrizione della centrale

La centrale Enipower, inserita nel sito multisocietario di Brindisi (Figura 2), soddisfa, con le proprie produzioni, i fabbisogni energetici del sito stesso nonché parte dei consumi elettrici nazionali.

Limitatamente alle aziende operanti nel sito multisocietario di Brindisi, Enipower assicura, tramite contratti di servizio, il servizio di distribuzione di energia elettrica a livello di cabine primarie, fornisce vapore tecnologico e acqua demineralizzata.



Figura 2 – Planimetria del sito multisocietario di Brindisi

Il sistema produttivo dello Stabilimento Enipower di Brindisi è attualmente costituito da due centrali, la CTE/NORD e la CTE3 e dagli impianti di produzione di acqua demineralizzata.

CTE/NORD

Si compone delle seguenti unità:

- Gruppi a contropressione GT2 e GT3 (turbine a vapore).
- Gruppi a condensazione GT1 e GT6 (turbine a vapore).

CTE3

Si compone delle seguenti unità:

- N. 1 ciclo combinato alimentato a gas naturale (CC1).

- N. 2 cicli combinati alimentati a gas naturale o da un mix gas naturale/gas da petrolchimico (CC2 e CC3).

In Figura 3 si riporta uno schema semplificato del processo produttivo cogenerativo ad alto rendimento e basso impatto ambientale.

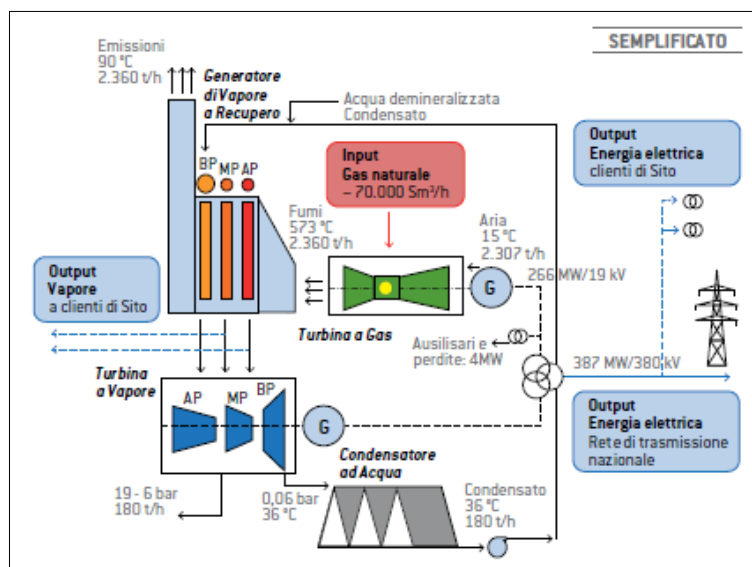


Figura 3 – Schema semplificato del processo produttivo cogenerativo

Impianti di produzione acqua demineralizzata

Si compone delle seguenti unità:

- Impianto a membrane ad osmosi inversa e finissaggio ad elettrodeionizzazione alimentato ad acqua di mare miscelata ad acqua prelevata dalla falda inquinata e trattata da impianto TAF di terzi;
- Impianto ad osmosi inversa alimentato ad acqua dolce;
- Impianto di dissalazione termica alimentato ad acqua di mare;
- Impianto di trattamento delle condense recuperate.

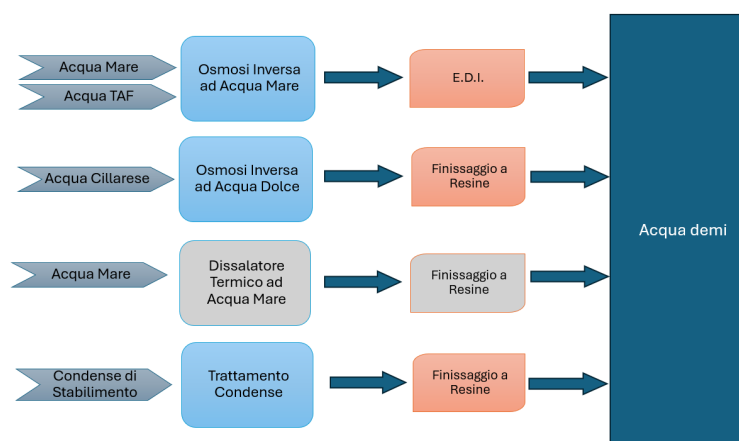


Figura 4 – Schema produzione acqua demi

Nella seguente immagine è riportato il flusso di massa ed energia della centrale di Brindisi dell'anno 2025.



(*) Il vapore KS è prodotto nelle convettive dei forni dell'impianto cracking di Versalis (130 bar - 520°C) e utilizzato nelle turbine a vapore di Enipower per la produzione di Energia Elettrica

La Centrale è situata all'interno di un Sito di Interesse Nazionale, istituito con Legge 426/1998 e perimetrato dal ministero dell'Ambiente con DM 10 gennaio 2000. Il sito si estende per un'area pari a 11.000 ettari e comprende anche 5.500 ettari di aree marine. Si riporta di seguito la mappatura prevista dal Decreto, con l'indicazione dell'ubicazione del Petrolchimico di Brindisi.

Perimetrazione del sito di interesse nazionale

«BRINDISI»

Scala 1:100.000

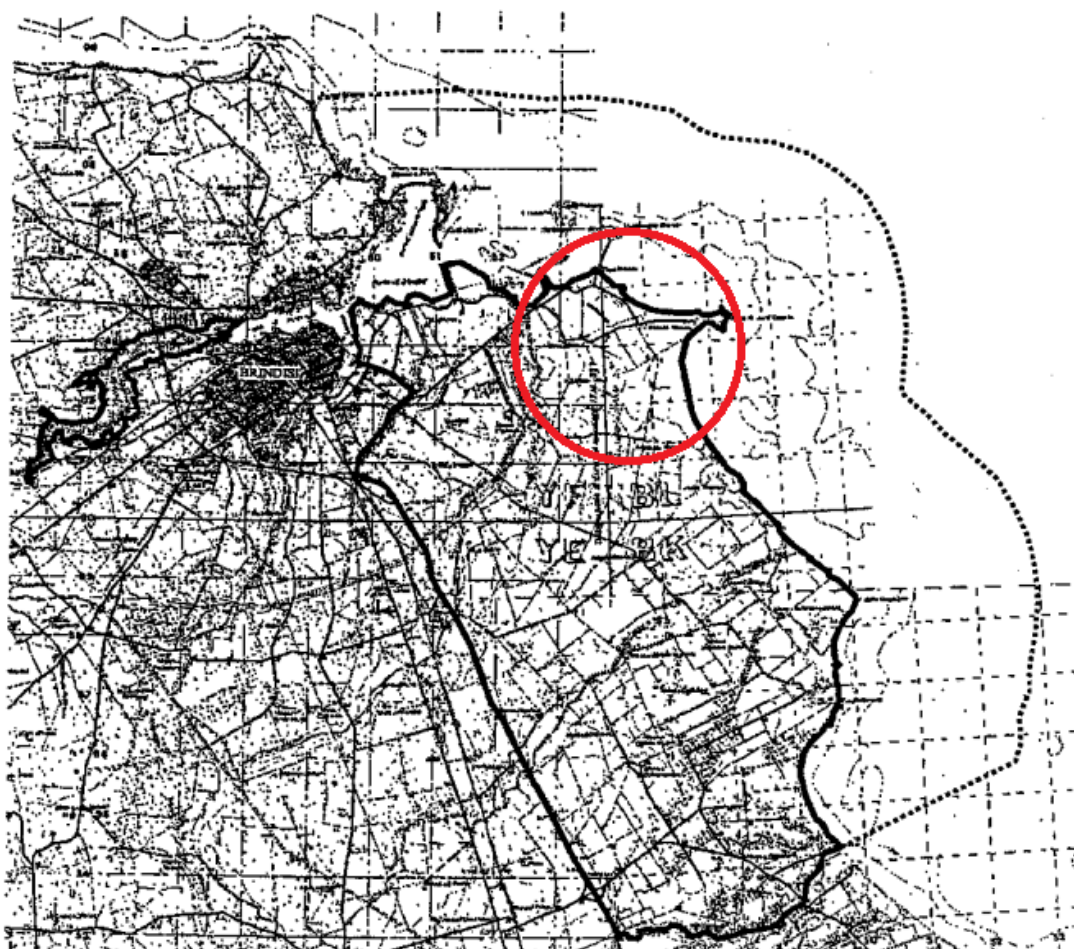


Figura 5 – Allegato 1 DM 10 gennaio 2000 Perimetrazione SIN di Brindisi

Interventi impiantistici

Nessun intervento impiantistico nel corso del 2025.

Principali accadimenti ambientali

Per il 2025 non si segnalano eventi ambientali di rilievo o emergenze.

Procedimenti ambientali

Lo stabilimento Enipower di Brindisi si trova all'interno del Sito di Interesse Nazionale (SIN) di Brindisi. L'area in cui ricade lo stabilimento Enipower risulta interessata da contaminazione del suolo e della falda dovuta ad attività pregresse svolte sul sito. Per tale ragione, in qualità di proprietario dell'area, Enipower porta avanti, in accordo con gli Enti competenti e con le altre società coinsediate nel petrolchimico, le attività di bonifica e messa in sicurezza del sito per le matrici ambientali suolo e falda.

Oltre alle attività di bonifica e messa in sicurezza, Enipower ha provveduto alla rimozione delle sorgenti primarie di contaminazione, eliminando lo stoccaggio di olio combustibile mediante la demolizione dei serbatoi e della linea olio combustibile ed implementando misure tecnologiche ed organizzative per l'utilizzo dei prodotti chimici tali per cui il rischio di contaminazione delle matrici ambientali è minimo.

Per quanto concerne le acque, la contaminazione della falda del sito multisocietario di Brindisi è contenuta da un sistema di Messa in Sicurezza di Emergenza (MISE) esercito e gestito da Eni Rewind su mandato di tutte le società coinsediate e assicurato attraverso un sistema di sbarramento idraulico, che prevede monitoraggi trimestrali i cui risultati sono regolarmente comunicati al MASE.

Il progetto operativo di bonifica della falda, che prevede un potenziamento del sistema idraulico di sbarramento, è stato approvato con Decreto del MATTM prot. 0000373/STA del 13 luglio 2016 ed è attualmente in corso di realizzazione da parte di Eni Rewind.

Le attività di monitoraggio condotte nell'anno 2025 sono state svolte in accordo sia con quanto previsto dal *"Nuovo protocollo di monitoraggio del sistema di sbarramento idraulico"*, di febbraio 2014, sia in riferimento al *"Piano di monitoraggio degli interventi di Bonifica della falda del sito multisocietario di Brindisi"* di giugno 2020 (approvato in sede di Tavolo Tecnico del 03/12/2021 – cfr. verbale in Nota ARPA Puglia Prot. 88179 del 17/12/2021).

Inquadramento autorizzativo

Lo Stabilimento di Enipower di Brindisi è in possesso delle autorizzazioni descritte nel seguito:

- Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA), rilasciata dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, con Decreto DEC-MIN-0000005_2021, pubblicato in Gazzetta Ufficiale il 4 febbraio 2021.
- Autorizzazione ad emettere gas serra (GHG) n. 764 del 28/12/2004 ai sensi della Direttiva Emission Trading (ETS).

- CPI - pratica VVF n.15005 rilasciata dal Comando Provinciale dei Vigili del Fuoco Brindisi in data 06/12/2019 e rinnovata il 23/01/2025.
- In data 29 aprile 2026 è stata trasmessa la Relazione Annuale AIA relativa al 2025, dalla quale si evince il rispetto, da parte del Gestore, di tutte le prescrizioni dell'autorizzazione vigente.

Applicazione delle BAT

Il 31 luglio 2017, la Commissione Europea ha approvato, con direttiva 2010/75/UE, le “Conclusioni sulle BAT” (acronimo di “Best Available Techniques” ovvero “Migliori Tecniche Disponibili”) per i “Grandi Impianti di Combustione” (GIC, centrali con potenza termica nominale pari o superiore a 50 MW).

A seguito di questo importante aggiornamento normativo, Enipower nel corso del 2018, ha istituito un gruppo di lavoro che ha svolto una gap analysis relativamente alle BAT di settore con lo scopo di verificarne lo stato di attuazione. Ai fini dello studio sono state considerate le “conclusioni generali sulle BAT” (BAT 1÷17) e le “conclusioni sulle BAT per la combustione di gas naturale” (BAT 40÷45) elencate nell’Allegato della Decisione di Esecuzione (UE) della Commissione del 31 luglio 2017.

A seguito di tale attività si è potuto verificare che le BAT GIC risultano applicate alla Centrale di Brindisi, come evidente anche dal Riesame AIA DEC-MIN-0000005_2021, pubblicato in Gazzetta Ufficiale il 4 febbraio 2021.

Gestione degli Stakeholder

Lo strumento di riferimento per la mappatura degli stakeholder nelle realtà operative Eni è l'SMS (Stakeholder Management System), una piattaforma web-based che consente di:

- Mappare, classificare e prioritizzare gli stakeholder;
- Archiviare le interazioni rilevanti (es. minute di incontri, lettere, e-mail, ecc.) con gli stakeholder, con focus su quelle focalizzate su temi di sostenibilità;
- Tracciare le richieste di sostenibilità e le eventuali lamentele (grievances) ricevute;
- Identificare gli stakeholder rilevanti e quelli eventualmente critici, con evidenza dei temi più richiesti;
- Tracciare le azioni di Eni (inclusi i progetti per il territorio locale) in risposta alle richieste degli stakeholder;
- Geolocalizzare gli stakeholder.

Tutti i principali stakeholder esterni dello stabilimento sono stati caricati all'interno del database ottenendone una matrice di rischio in termini di rilevanza e attitudine, visibile in Figura 6.

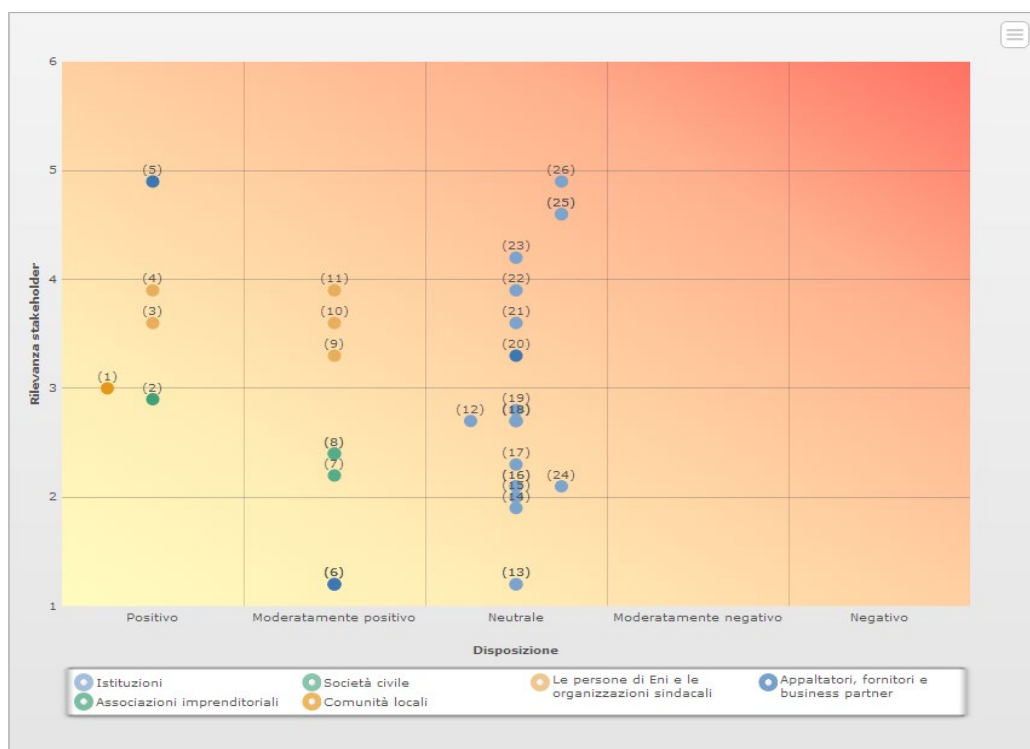


Figura 6 – Output del software SMS

Si riporta di seguito l'elenco dei principali Stakeholder e le relative interazioni occorse nell'anno:

- MINISTERO DELL'AMBIENTE – AIA: Nessuna interazione nell'anno di riferimento.
- MINISTERO DELL'AMBIENTE – BONIFICHE: Nessuna interazione nell'anno di riferimento.
- REGIONE PUGLIA: La Regione ha manifestato il suo interesse, in occasione dei vari procedimenti autorizzativi, alla salvaguardia delle risorse idriche. Lo stabilimento continua ad adoperarsi a minimizzare l'uso di risorsa idrica pregiata.
- PREFETTURA: Nessuna interazione nell'anno di riferimento.
- Confindustria: Partecipazione alle iniziative e alle cariche sociali.
- PROVINCIA DI BRINDISI: La convenzione per il monitoraggio marino e costiero è al momento attiva dal 2021 con validità operativa quinquennale.
- COMUNE DI BRINDISI: Per quanto riguarda il pagamento della tassa sui rifiuti (TARI) è stata corretta la base imponibile sulla quale calcolare l'imposta.
- ARPA Puglia: Prosegue il monitoraggio della qualità dell'aria anche grazie alle due cabine di proprietà Enipower, che non hanno registrato superamenti dei limiti di qualità dell'aria imposti dal D.Lgs. 155/10. Nel 2021 è stata rinnovata la convenzione per la gestione delle centraline. Le interazioni con ARPA Puglia sono frequenti in merito alla gestione del Sistema di Monitoraggio delle

Emissioni in aria. La convenzione scade nel 2026 e sarà rinnovata; la revisione della nuova convenzione sarà discussa nei prossimi mesi.

- **ISPRA:** Dal 17/04/2025 al 30/07/2025 ISPRA ha svolto, congiuntamente con ARPA Puglia, l'attività di controllo ordinaria ex art. 29-decies, comma 3 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. In data 22/09/2025 è stato emesso il Rapporto Conclusivo della suddetta attività. Non sono emerse criticità ma solo n.17 Condizioni che il Gestore ha preso in carico e sta risolvendo.
- **CAPITANERIA DI PORTO:** La Capitaneria nel 2023 ha eseguito la visita triennale ex art. 49 del Codice della Navigazione. Nessuna criticità emersa. Il 3 febbraio 2026 la Capitaneria ha eseguito nuovamente la visita triennale sempre con tutte le aziende coinsediate.
- **IMPRESE APPALTATRICI:** A febbraio 2025 si è verificato un infortunio che ha coinvolto un lavoratore Enipower e un appaltatore. L'indagine sulle cause dell'infortunio è ancora in corso.
- **LAVORATORI E RELATIVI RAPPRESENTANTI (RLSA):** Le interazioni sono continue nell'ottica di migliorare continuamente la gestione della sicurezza e dell'ambiente. Nel mese di maggio è stato organizzato l'HSE Day a cui sono stati invitati tutti i lavoratori e gli appaltatori.
- **ORGANISMO DI VIGILANZA:** non si rilevano criticità in merito al rapporto 2025 dell'OdV.
- **AZIENDE COINSEDIATE:** L'industria chimica sta attraversando un periodo di profonda trasformazione. Le aziende petrolchimiche coinsediate nello stabilimento di Brindisi hanno comunicato la chiusura di diversi impianti. In data 24/03/2025 la società Versalis Brindisi ha comunicato lo stato di inoperosità dell'impianto Cracker P1CR per ragione di mercato a partire dal 31 marzo. Per Enipower il cambiamento più significativo della chiusura del cracking dell'etilene, è stata l'interruzione di produzione del vapore, con il quale venivano alimentati GT2, GT3 e GT1, e del gas da petrolchimico che costituisce parte dell'alimentazione del CC2 e del CC3. La fermata del Cracker P1CR ha comportato anche la fermata dell'unità K7001 di compressione Fuel Gas ubicata presso l'impianto Butadiene P30B. Tale nuovo assetto dell'impianto di Versalis ha comportato l'impossibilità di utilizzare da parte di Enipower il Fuel Gas come combustibile da miscelare con il Gas Naturale per i gruppi CC2 e CC3. A partire dal 31 marzo 2025 tutti i cicli combinati CC1, CC2 e CC3 sono alimentati esclusivamente con Gas Naturale. Inoltre, nel periodo di riferimento, il petrolchimico di Brindisi è stato interessato anche dalla cessazione definitiva dell'esercizio dell'impianto P9T dello stabilimento Basell con conseguente riduzione della capacità produttiva. Questa riduzione ha comportato una diminuzione delle richieste di risorse da parte di Basell a Enipower.

Nel periodo di riferimento non sono pervenute segnalazioni o reclami, inoltre non sono emerse controversie, contenziosi e multe.

Produzione

L'assetto tipico degli impianti tenuto nel 2025 è stato il seguente:

- Ciclo Combinato 1 in marcia con disponibilità a spegnimento
- Ciclo Combinato 2 in marcia senza disponibilità a spegnimento (must run)
- Ciclo Combinato 3 in marcia senza disponibilità a spegnimento (must run)
- GT2 o GT3 in marcia (fino ad aprile, poi fermi)
- GT1 fermo
- Impianto osmosi ad acqua di mare in marcia con integrazione di acqua da TAF
- Impianto osmosi ad acqua dolce fermo
- Dissalatore termico fermo

Si riporta di seguito l'elenco delle fermate di manutenzione programmate effettuate nel 2025:

- Minor CC1 30/09 ÷ 11/10
- Minor CC2 06/05 ÷ 17/05
- Major CC3 07/01 ÷ 20/02

Di seguito, sono indicate le produzioni dello stabilimento di Brindisi, suddivise per tipologia per il triennio 2023-2025.

In particolare, vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi del ciclo produttivo:

- **Produzione energia elettrica lorda**, con cui si intende tutta l'energia elettrica prodotta attraverso i cicli combinati e le turbine a vapore.
- **Produzione energia elettrica netta**, con cui si intende l'energia elettrica prodotta, al netto degli autoconsumi.
- **Equivalente exergetico dell'energia termica prodotta**, con cui si intende la quantità di energia elettrica che si sarebbe prodotta qualora il vapore distribuito ai clienti venisse utilizzato completamente in turbina per produrre solamente energia elettrica. Il dato di vapore considerato è al lordo degli autoconsumi.
- **Energia elettrica equivalente (produzione totale)**, con cui si intende la somma degli indicatori "Produzione energia elettrica lorda" e "Equivalente exergetico dell'energia termica prodotta".

La seguente tabella riporta i valori degli indicatori descritti per il triennio 2023-2025, rappresentati nel grafico successivi.

Indicatore	UdM	2023	2024	2025
Produzione energia elettrica lorda	MWh	6.094.625	6.153.659	5.505.805

Indicatore	UdM	2023	2024	2025
Produzione energia elettrica netta	MWh	5.932.564	5.992.080	5.366.453
Equivalente exergetico dell'energia termica prodotta (vapore di Media e Bassa Pressione)	MWheq	338.857	315.149	147.121
Energia elettrica equivalente (produzione totale)	MWheq	6.433.482	6.468.808	5.648.675
Vapore di Bassa Pressione (4,5 ate)	t	663.630	624.753	287.758
	MWheq	119.586	112.581	51.853
Vapore di Media Pressione (20 ate)	t	880.605	836.888	382.599
	MWheq	219.271	208.385	95.267

Tabella 1 – Produzione di energia

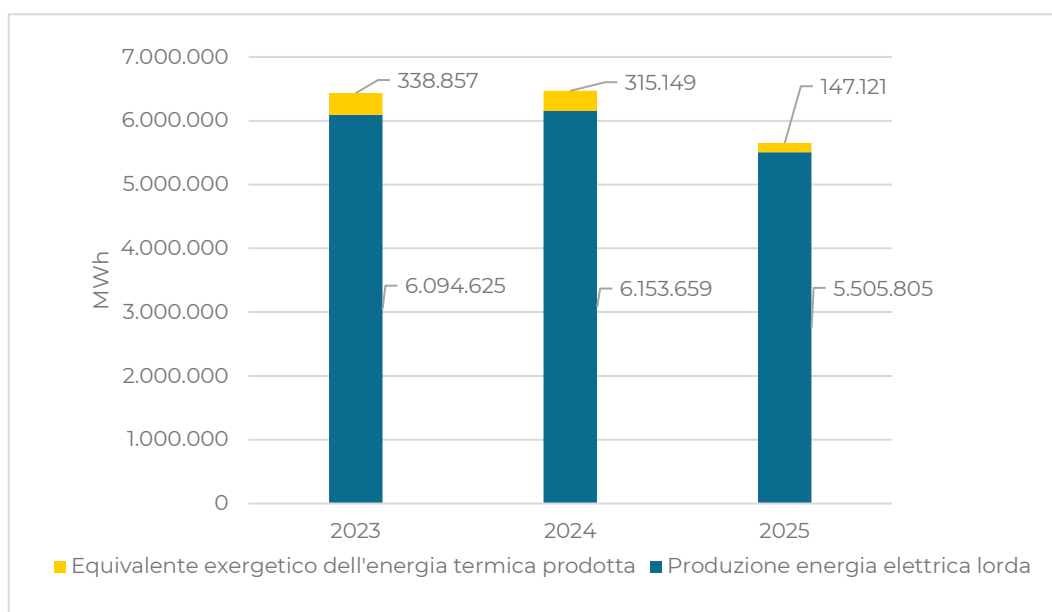


Figura 7 – Produzioni annue di energia elettrica lorda ed equivalente exergetico dell'energia termica prodotta

Aspetti ambientali

Enipower ha effettuato un'analisi iniziale degli aspetti ambientali, pertinenti alle attività dell'organizzazione, che generano un impatto sull'ambiente. La significatività degli aspetti ambientali viene valutata ogni anno.

Dal 2022 la valutazione degli aspetti ambientali viene effettuata in accordo alla nuova metodologia Eni *"Analisi degli aspetti ambientali e degli impatti/rischi per l'ambiente e l'organizzazione"* (rif. opi-hse-008-eni spa) che prevede una metodologia unificata per la valutazione degli aspetti ambientali per tutte le società dell'Eni.

Nella tabella seguente si riportano gli aspetti ambientali caratterizzanti le attività dello stabilimento di Brindisi con la relativa valutazione del loro livello di rischio residuo, individuati dall'ultimo aggiornamento della metodologia per la valutazione degli aspetti ambientali (11/02/2025).

Alcuni degli aspetti ambientali sottoelencati sono soggetti a limiti e prescrizioni normati dall'Autorizzazione Integrata Ambientale, cui si rinvia per approfondimenti.

Aspetti	Impatti/rischi	Rischio residuo
Consumo di risorse naturali	Depauperamento risorse naturali non rinnovabili/rinnovabili	medio alto
Consumo risorse energetiche	Depauperamento risorse naturali non rinnovabili/rinnovabili	basso
Consumo risorse idriche	Depauperamento risorse naturali non rinnovabili/rinnovabili	basso
Emissioni puntuali in atmosfera	Inquinamento atmosferico	medio
	Aumento effetto Serra	alto
Emissioni in atmosfera fuggitive/diffuse	Inquinamento atmosferico	basso
	Aumento effetto Serra	basso
Rifiuti	Inquinamento di suolo/acque sotterranee e di falda	basso
Effluenti liquidi/scarichi idrici	Inquinamento delle acque	basso
Perdite e rilasci	Inquinamento di suolo/acque sotterranee e di falda	basso
Rumore e Vibrazioni	Inquinamento acustico	medio
Odori	Impatto odorigeno	basso
Impatto visivo	Inquinamento luminoso, visivo e paesaggistico	basso

Aspetti	Impatti/rischi	Rischio residuo
Elettromagnetismo	Inquinamento elettromagnetico	basso
Radioattività	Contaminazione radioattiva	basso
Rifiuti/ Materiali contenenti amianto	Inquinamento atmosferico	basso
	Danni alla salute	basso
Utilizzo di suolo	Depauperamento risorse naturali non rinnovabili/rinnovabili	basso

Tabella 2 – Lista degli aspetti ambientali, relativo grado di impatto/rischio e rischio residuo

Nella tabella seguente si riportano le opportunità caratterizzanti le attività dello stabilimento di Brindisi identificate come prioritarie.

Aspetto ambientale	Opportunità	Interventi proposti
Emissioni puntuali in atmosfera – consumo di materie prime	Riduzione del consumo di gas naturale e dell'effetto serra	Part Load Efficiency CC2 e CC1
Emissioni puntuali in atmosfera – consumo di materie prime	Riduzione del consumo di gas naturale e dell'effetto serra	Ottimizzazione estrazione condensato e reintegro demi CC1-CC2-CC3

Tabella 3 – Opportunità prioritarie

In merito agli indicatori ambientali si precisa che, rispetto a quanto previsto dall'Allegato IV del Regolamento n. 2026/2018 non sono stati definiti degli indicatori per i seguenti aspetti: produzione di rifiuti, uso del suolo in relazione alla biodiversità, consumo e produzione di energia rinnovabile e consumo di additivi/chemicals.

La produzione di rifiuti non si ritiene un aspetto prioritario, in quanto non è direttamente connessa al processo di produzione dell'energia elettrica e termica, ma deriva principalmente dalle attività di manutenzione.

Sull'uso del suolo in relazione alla biodiversità, quanto previsto dal regolamento 2026/2018 risulta non correlabile al processo produttivo della centrale e inoltre poco rappresentativo considerato il posizionamento della centrale Enipower di Brindisi all'interno di un sito petrolchimico multisocietario, in aree destinate ad insediamenti industriali. Più in dettaglio, l'unico dato che potrebbe essere preso in considerazione,

tra quelli proposti dal regolamento, è la superficie totale impermeabilizzata, ove però tale condizione è richiesta nell'ambito dell'Autorizzazione Integrata Ambientale come strumento di protezione verso le matrici ambientali, o dai regolamenti regionali per consentire la raccolta e il riutilizzo delle acque meteoriche. L'aspetto si ritiene quindi di scarsa significatività.

La chiusura dei procedimenti storici di bonifica dei terreni ha reso potenzialmente utilizzabili dei suoli che rimangono comunque vincolati dalla necessità di completare la bonifica della falda.

Per quanto riguarda l'analisi dell'ecosistema marino, dai risultati della valutazione degli aspetti ambientali si evince che i possibili effetti derivanti dagli scarichi idrici sull'ambiente marino non risultano caratterizzanti, come anche evidenziato dai risultati delle campagne di monitoraggio dell'ambiente marino e costiero finora condotte dall'Università del Salento per conto della Provincia di Brindisi, con il supporto di un gruppo di aziende delle quali Enipower fa parte.

Nella Centrale Enipower di Brindisi non sono al momento impiegate fonti di energia rinnovabile mentre i prelievi di energia elettrica dalla rete sono considerati occasionali o legati ad interventi di manutenzione ordinaria/straordinaria ed in ogni caso trascurabili rispetto ai volumi di energia elettrica immessa in rete.

Gli additivi/chemicals vengono utilizzati principalmente per trattare le acque demineralizzate utilizzate nella produzione di vapore e le acque di raffreddamento che circolano nelle torri evaporative. Pertanto, il consumo di additivi/chemicals non è ritenuto un aspetto significativo, in quanto non è direttamente connesso al processo di produzione dell'energia elettrica e termica.

Per quanto attiene l'identificazione delle opportunità di miglioramento, l'applicazione delle migliori BAT consente di raggiungere livelli prestazionali elevati, difficilmente superabili, in quanto rappresentano ciò che allo stato attuale la tecnologia consente di raggiungere. Per tale ragione, la Centrale individua, tra le opportunità di miglioramento, attività inerenti anche aspetti che sono già valutati come non significativi, per i quali si ritiene di poter efficientare ulteriormente la gestione.

Per quanto riguarda gli indicatori specifici riportati nei seguenti paragrafi, si precisa che questi sono calcolati considerando al denominatore (Dato B) l'indicatore "Produzione totale di energia" come definito al precedente paragrafo.

Emissioni in atmosfera

Emissioni di macroinquinanti

Le emissioni in atmosfera sono generate dalla combustione del gas naturale (CC1) e della miscela gas naturale/gas da petrolchimico (CC2 e CC3) nelle unità produttive dell'impianto a ciclo combinato.

La combustione del gas da petrolchimico comporta un minor impiego di gas naturale, inoltre, grazie al suo elevato contenuto di idrogeno, a parità di produzione di energia elettrica, determina una minore emissione di CO₂ rispetto al gas naturale.

Di seguito vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi delle emissioni in atmosfera:

- **Emissioni di macroinquinanti: concentrazioni di CO e NO_x**, con cui si riportano le concentrazioni medie calcolate in funzione dei VLE autorizzati in AIA, alle condizioni di normal funzionamento.
- **Emissioni di macroinquinanti: quantità di NO_x**, con cui si riporta la quantità massica annua di NO_x emessa. Il dato fa riferimento alle emissioni totali (regime + transitori).
- **Indicatore di emissione NO_x**, con cui si intende il rapporto tra l'indicatore "Quantità di NO_x" e l'indicatore "Energia elettrica equivalente (produzione totale)".
- **Emissioni di macroinquinanti: quantità di CO**, con cui si riporta la quantità massica annua di CO emessa. Il dato fa riferimento alle emissioni totali (regime + transitori).
- **Indicatore di emissione CO**, con cui si intende il rapporto tra l'indicatore "Quantità di CO" e l'indicatore "Energia elettrica equivalente (produzione totale)".

Come si evince dalla tabella seguente, che riporta il confronto tra i valori medi annuali delle emissioni registrati nelle ore di normale funzionamento nell'ultimo triennio ed il limite autorizzato, le prestazioni del triennio si attestano sempre su valori inferiori ai limiti stessi. I limiti riportati in tabella sono entrati in vigore il 18 agosto 2021 e risultano più stringenti rispetto a quelli precedentemente in vigore.

Indicatore	CC	UdM	2023	2024	2025	VLE
Emissioni di macroinquinanti: concentrazioni di CO e NO_x	CC1	mg/Nm ³ NO _x	19,43	17,09	18,93	25
	CC1	mg/Nm ³ CO	0,27	0,49	0,32	20
	CC2	mg/Nm ³ NO _x	19,5	20,16	22,12	25
	CC2	mg/Nm ³ CO	2,91	2,62	2,51	20
	CC3	mg/Nm ³ NO _x	19,43	19,07	17,65	25
	CC3	mg/Nm ³ CO	1,64	1,90	0,76	20

Tabella 4 – Medie annuali delle concentrazioni dei macroinquinanti in CC1, CC2 e CC3

I limiti di concentrazione imposti dall'AIA sono stati sempre rispettati.

Di seguito si riportano gli andamenti massici delle emissioni di CO e NO_x.

Indicatore	UdM	2023	2024	2025
Emissioni di macroinquinanti: quantità di NO_x	t/anno	732	667	804
Emissioni di macroinquinanti: quantità di CO	t/anno	225	357	471
Indicatore emissione NO_x	g/kWheq	0,114	0,103	0,142
Indicatore emissione CO	g/kWheq	0,035	0,055	0,083

Tabella 5 – Emissioni massiche dei macroinquinanti e indicatori di emissione

Oltre ai limiti di concentrazione da rispettare durante l'esercizio a regime, lo Stabilimento ha anche il vincolo di non superare il quantitativo annuo di 1.300 t di NO_x, calcolato tenendo in considerazione tutti i flussi di massa comprensivi anche dei transitori.

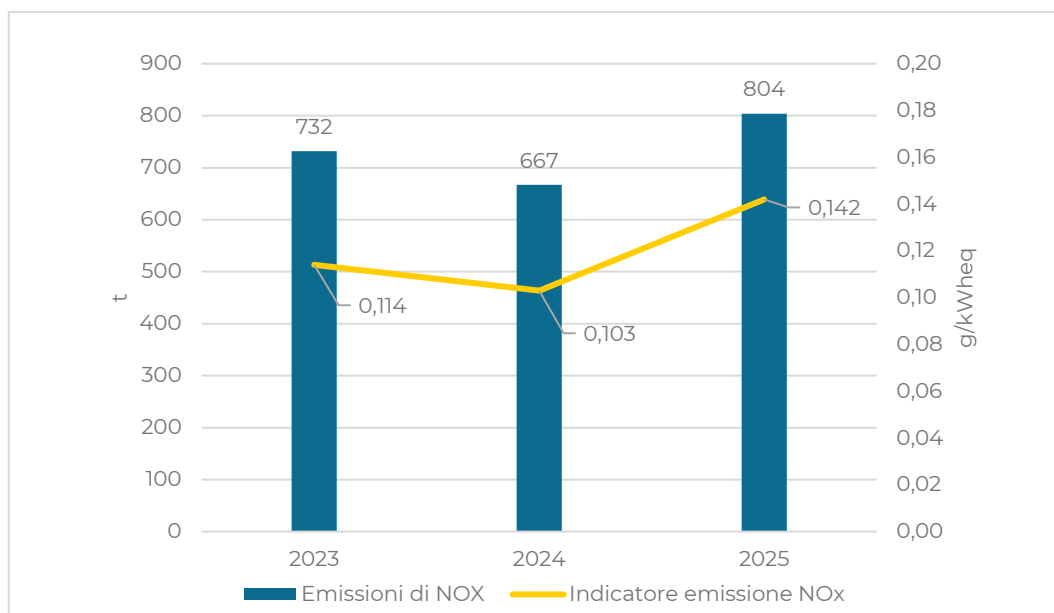


Figura 8 – Emissioni in atmosfera di NO_x: quantità e indicatore di emissione

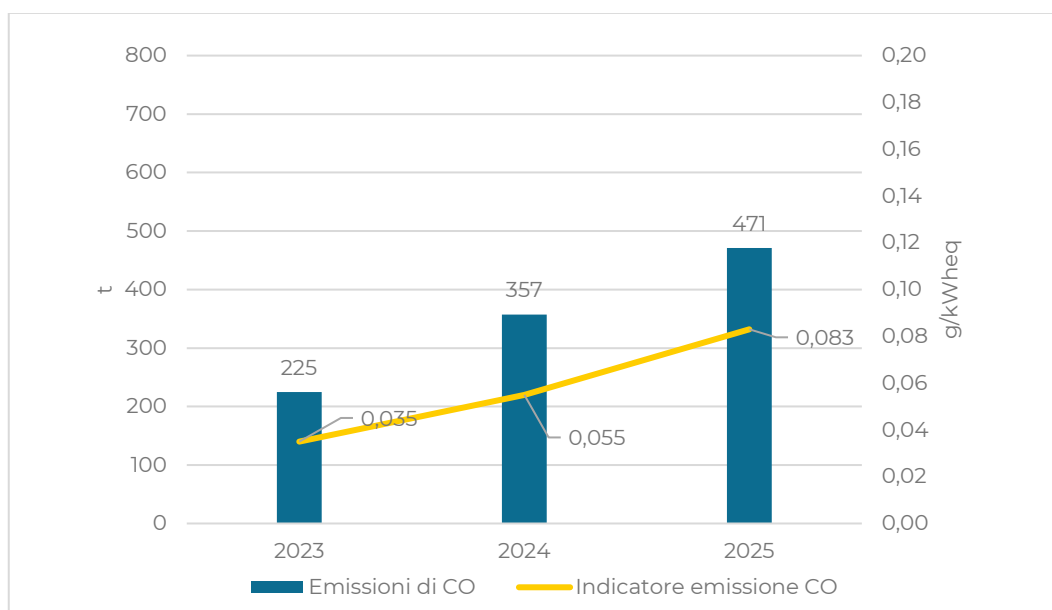


Figura 9 – Emissioni in atmosfera di CO: quantità e indicatore di emissione

Le emissioni di NO_x risultano superiori rispetto all'anno precedente (+10% circa), così come le emissioni di CO. Oltre il 50% delle emissioni di CO risultano dovute ai transitori generati dal ciclaggio degli impianti, fermati frequentemente per lasciare spazio al consumo di energie rinnovabili.

Emissioni gas serra

Lo Stabilimento Enipower di Brindisi è in possesso dell'autorizzazione n. 764 del 28/12/2004 ad emettere gas serra ai sensi della Direttiva Emission Trading System (ETS) e ha inviato all'Autorità Competente l'aggiornamento del piano di monitoraggio secondo il Regolamento UE 2018/2066 relativo al periodo di scambio 2021-2030 al fine di renderlo coerente con l'aggiornamento della strumentazione.

Nell'ambito della partecipazione al quarto periodo di adempimento del Sistema Europeo di Emission Trading relativo allo scambio di quote di emissione di CO₂ ai sensi della Direttiva 2003/87/CE, la Centrale di Brindisi nel 2025 ha ottenuto, nei tempi previsti, la certificazione delle emissioni dell'anno precedente da parte dell'ente esterno di verifica. Per il 2025 le emissioni di CO₂ certificate sono state 2.114.543 t.

Altre emissioni di gas a effetto serra, non soggette al regolamento ETS, sono riconducibili alle seguenti sostanze:

- Esafluoruro di zolfo;
- Idrofluorocarburi;
- Protossido di azoto;
- Metano.

A partire da gennaio 2024, per la rappresentazione dei dati in linea con i requisiti CSRD, sono stati aggiornati i valori dei potenziali di riscaldamento globale GWP e sono stati utilizzati i valori adottati dal 6th Assessment Report IPCC – Intergovernmental

Panel on Climate Change – Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Reporting Instructions – in accordo al sistema normativo Eni. Per omogeneità con gli anni precedenti, nella Dichiarazione Ambientale 2024, sono stati aggiornati anche i dati relativi agli anni 2022-2023. Queste sostanze possono essere emesse in occasione di perdite o attività di manutenzione sulle apparecchiature che le contengono e non incidono significativamente sulle emissioni complessive della centrale. Di seguito vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi delle emissioni di GHG:

- **Emissioni di GHG totali**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissioni di CO₂ e CO₂ equivalente da CH₄, N₂O e gas fluorurati.
- **Emissioni di CO₂**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissione totale di CO₂, ottenuto dalla somma della CO₂ certificata (ETS) e quella dovuta alla mobility.
- **Emissioni di CH₄**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissioni totali di CH₄, espresse in tCO₂eq/anno e dovute a combustione e processo, fuggitive e venting.
- **Emissioni di N₂O**, con cui si indica annuo di emissioni totali di N₂O, espresse in tCO₂eq/anno, e dovute a combustione e processo.
- **Emissione totale fluorurati**, con cui si indica la somma delle emissioni di idrofluorocarburi e esafluoruro di zolfo, espresse in tCO₂eq/anno.
- **Emissione di HCF**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissione totale di idrofluorocarburi (espresso in kg/anno) contenuti negli impianti HVAC.
- **Emissione di SF₆**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissione totale di esafluoruro di zolfo (espresso in kg/anno) contenuto nei commutatori elettrici.
- **Indicatore di emissione CO₂**, con cui si indica il rapporto tra l'indicatore "Emissioni CO₂" e l'indicatore "Energia elettrica equivalente (produzione totale)".
- **Indicatore di emissione GHG**, con cui si indica il rapporto tra "Emissioni GHG totali" e l'indicatore "Energia elettrica equivalente (produzione totale)".

Indicatore		UdM	2023	2024	2025
Emissioni GHG totali		tCO ₂ eq/anno	2.300.281 ⁽¹⁾	2.343.094	2.117.266
Emissioni CO₂		t/anno	2.297.327	2.339.870	2.114.543
Emissioni CH₄	Totali	tCO ₂ eq/anno	1.375 ⁽¹⁾	1.408	1.355
	Da combustione e processo	t/anno	40,419	41,287	37,661
	Fuggitive	t/anno	2,995	3,359	3,339
	Venting	t/anno	2,729	2,598	4,476



Indicatore	UdM	2023	2024	2025
Emissioni N ₂ O	tCO ₂ eq/anno	1.446 ⁽¹⁾	1.401	1.079
	tN ₂ O/anno	5,295	5,131	3,951
Totale fluorurati	tCO ₂ eq	134 ⁽¹⁾	415	289
HFC	kg/anno	0	33,000	30,600
SF ₆	kg/anno	5,500	15,000	10,000

Tabella 6 – Emissioni gas serra
(1) GWP aggiornati come indicato sopra.

Nel complesso, il peso della CO₂ equivalente di derivazione dalle 4 sostanze citate, risulta esiguo rispetto alla CO₂ prodotta dalla combustione del gas naturale per la produzione di energia elettrica.

Nell’anno 2025 le emissioni di CH₄ e di N₂O risultano in calo rispetto al 2024.

Indicatore	UdM	2023	2024	2025
Indicatore emissione CO ₂	gCO ₂ /kWheq	357	362	374
Indicatore emissione GHG	gCO ₂ eq/kWheq	358	362	375

Tabella 7 – Indicatori di emissione di CO2 e GHG

L’andamento degli indici emissivi risulta coerente con quello degli anni precedenti.

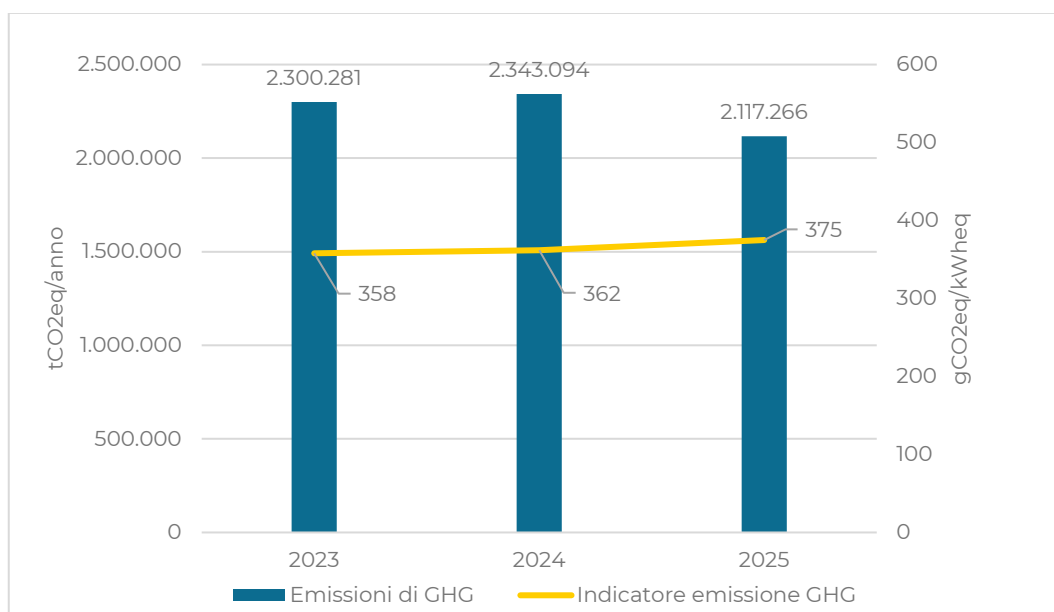


Figura 10 – Emissioni in atmosfera di GHG totali: quantità e indicatore di emissione

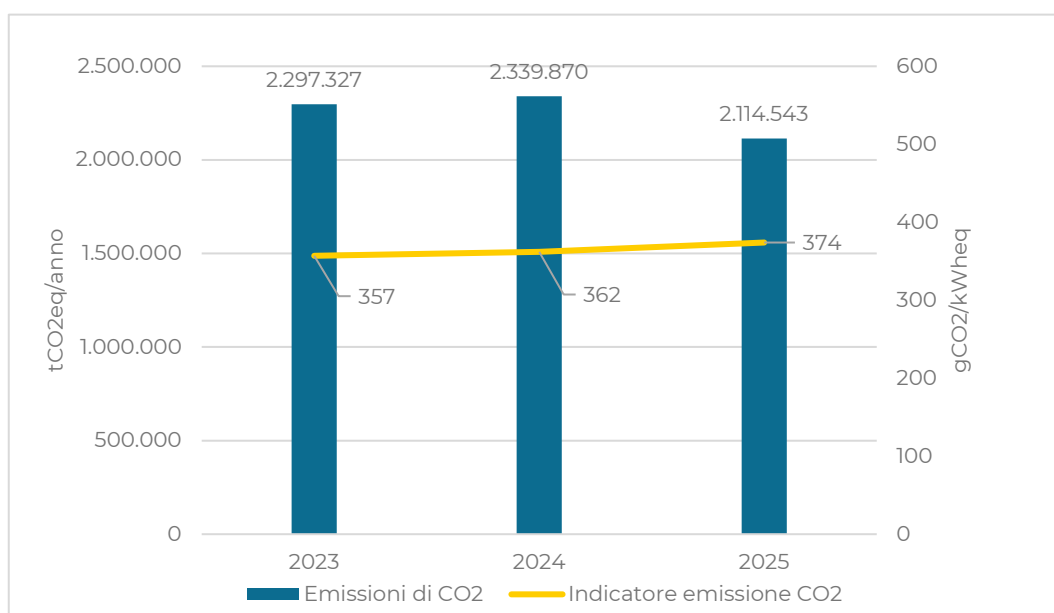


Figura 11 – Emissioni in atmosfera di CO2: quantità e indicatore di emissione

Impiego di risorse naturali ed energetiche

Nello Stabilimento Enipower Brindisi non vi sono attività di sfruttamento del suolo, le risorse naturali impiegate sono acqua e combustibili fossili.

Ciclo dell'acqua

Prelievi idrici

Lo Stabilimento utilizza le seguenti tipologie di acqua:

- Acqua dolce industriale, utilizzata per produzione acqua demineralizzata e raffreddamento. Viene fornita dalla coinsediata Versalis che, a sua volta, la preleva da corpi idrici superficiali (Cillarese/Fiume Grande).
- Acqua in uscita dall'impianto di trattamento delle acque di falda (TAF).
- Acqua di mare, utilizzata per produzione acqua demineralizzata e raffreddamento.
- Acqua potabile da acquedotto, utilizzata per servizi igienici.

Di seguito vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi dei prelievi idrici.

- **Totale acqua dolce prelevata:** indica il quantitativo totale di acqua dolce prelevata, come somma dei seguenti contributi:
 - **Acqua dolce prelevata da acque superficiali:** indica il quantitativo annuo di acqua prelevata da corpi idrici superficiali;
 - **Acqua dolce prelevata da acquedotto:** indica il quantitativo annuo di acqua potabile prelevata da acquedotto e utilizzata per i servizi igienici.
 - **Acqua da TAF:** indica il quantitativo annuo di acqua di falda inquinata prelevata e trattata da TAF di terzi prima di essere utilizzata nel proprio ciclo produttivo;
- **Prelievo specifico di acqua dolce:** indica il rapporto tra l'indicatore "Totale acqua dolce prelevata" e l'indicatore "Produzione totale di energia".
- **Acqua di mare prelevata:** indica il quantitativo annuo di acqua prelevata per le produzioni demi e il raffreddamento.

Indicatore	UdM	2023	2024	2025
Totale acqua dolce prelevata	Mm ³	1,28	1,27	0,858
Acqua dolce prelevata da acque superficiali	Mm ³	0,900	0,600	0,151
Acqua da TAF	Mm ³	0,376	0,666	0,701
Acqua dolce prelevata da acquedotto	Mm ³	0,0035	0,0054	0,006

Indicatore	UdM	2023	2024	2025
Prelievo specifico di acqua dolce	m ³ /GWheq	199	197	152
Acqua di mare prelevata	Mm ³	322,8	310,2	199,2

Tabella 8 – Volumi di acqua prelevata

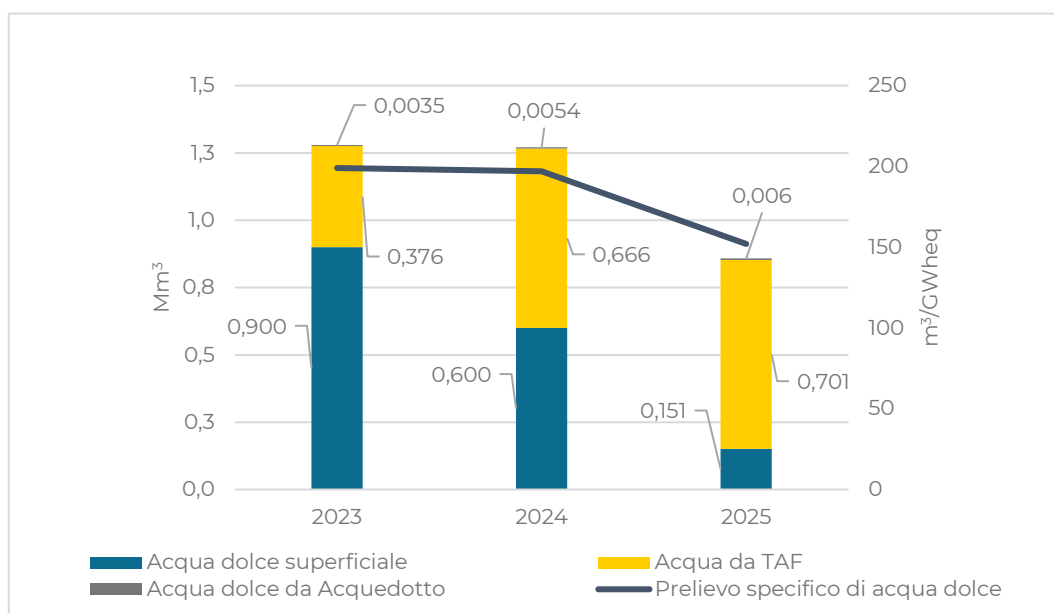


Figura 12 – Prelievi idrici di acqua dolce

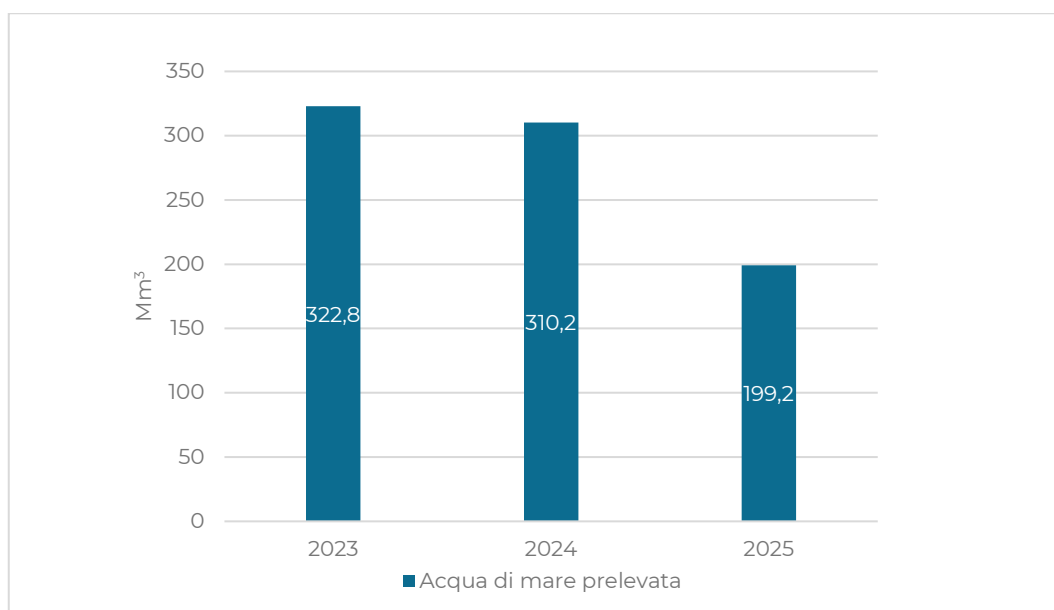


Figura 13 – Prelievi idrici acqua mare

Rispetto agli anni precedenti, i prelievi idrici sono diminuiti essenzialmente per effetto della riduzione della richiesta di acqua demineralizzata da parte delle coinsediate, alla fermata dell'impianto cracking di Versalis, che ha comportato una riduzione delle esigenze di raffreddamento nella CTE Nord, e ad una differente modalità di calcolo del dato.

Acqua demineralizzata

La centrale di Brindisi produce acqua demineralizzata che utilizza nel proprio processo produttivo e fornisce alle aziende operanti nel sito multisocietario di Brindisi attraverso le seguenti unità:

- Impianto a membrane ad osmosi inversa e finissaggio ad elettrodeionizzazione alimentato ad acqua di mare e acqua da TAF;
- Impianto ad osmosi inversa alimentato ad acqua dolce;
- Impianto di dissalazione termica alimentato ad acqua di mare;
- Impianto di trattamento delle condense recuperate.

Nella produzione di acqua demineralizzata da impianto a membrane ad osmosi inversa e finissaggio ad elettrodeionizzazione, il quantitativo di acqua da TAF impiegato non è distinguibile da quello di acqua di mare in quanto i due flussi sono alimentati all'impianto già miscelati tra di loro. L'acqua da TAF, pur essendo assimilabile qualitativamente all'acqua dolce, non è da considerarsi un consumo di risorsa naturale di alta qualità in quanto rappresenta il recupero di uno stream destinato ad essere scaricato in mare ed il suo utilizzo è condizionato al buon esito del trattamento di depurazione e quindi dalle caratteristiche chimico-fisiche dello stream.

Nel 2025 la fermata di alcuni impianti petrolchimici, importanti consumatori di acqua demineralizzata, ha consentito di non utilizzare l'impianto di produzione da acqua dolce per gran parte dell'anno.

Di seguito vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi della produzione di acqua demineralizzata:

- **Acqua da TAF per demi:** indica il quantitativo annuo di acqua da TAF utilizzata nella produzione di acqua demineralizzata.
- **Acqua di mare per demi:** indica il quantitativo annuo di acqua di mare utilizzata nella produzione di acqua demineralizzata.
- **Acqua superficiale per demi:** indica il quantitativo annuo di acqua dolce superficiale utilizzata nella produzione di acqua demineralizzata.
- **Acqua demi prodotta:** indica il quantitativo annuo di acqua demineralizzata prodotta, suddivisa tra le varie unità produttive.
- **Rendimento di produzione:** con cui si indica il rapporto tra l'acqua demi prodotta e l'acqua in ingresso all'impianto di demineralizzazione, suddiviso tra le varie unità produttive.

Indicatore		UdM	2023	2024	2025
Acqua da TAF per demi		Mm ³	0,376	0,666	0,701
Acqua di mare per demi		Mm ³	4,062	3,996	2,704
Acqua superficiale per demi		Mm ³	0,745	0,402	0,00814
Acqua demi prodotta:	da impianto alimentato ad acqua da TAF e acqua di mare:	Mm ³	1,621	1,792	1,286
	da impianto alimentato ad acqua superficiale:	Mm ³	0,173	0,201	0,00314
Rendimento:	di impianto alimentato ad acqua da TAF e acqua di mare:	%	36,5	38,43	37,77
	di impianto alimentato ad acqua superficiale:	%	23,22	49,92	38,60

Tabella 9 – Volumi di acqua trattata

Scarichi idrici

I processi produttivi della centrale generano le seguenti tipologie di acque reflue:

- acque di raffreddamento e meteoriche convogliate alla rete di fognatura bianca dello Stabilimento e successivamente scaricate in mare;
- acque accidentalmente oleose, che vengono inviate al trattamento acque effluenti di Versalis e successivamente scaricate in mare.

Gli scarichi vengono convogliati al sistema fognario del sito multisocietario, nel rispetto del “Regolamento Fognario”, documento condiviso tra il Gestore della rete fognaria e degli scarichi finali e le aziende utenti operanti all'interno del sito.

Nel presente paragrafo vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi degli scarichi idrici:

- **Acque dolci scaricate in fogna per successivo trattamento**, con cui si intende il quantitativo annuo di acque inviate al trattamento acque effluenti di Versalis e successivamente scaricate in mare.
- **Acque dolci scaricate in fogna per successivo scarico a mare**, con cui si intende il quantitativo annuo di acqua dolce utilizzata per il raffreddamento e scaricata in mare.
- **Acque di mare scaricate**, con cui si intende il quantitativo annuo di acqua di mare utilizzata per raffreddamento e nuovamente scaricata in mare.

La tabella seguente evidenzia la suddivisione per tipologia delle acque scaricate, mentre il grafico seguente riporta gli andamenti.

Indicatore	UdM	2023	2024	2025
Acque dolci scaricate in fogna per successivo trattamento	Mm ³	0,054	0,122	0,064
Acque dolci scaricate in fogna per successivo scarico a mare	Mm ³	0,727	0,207	0,09
Acque di mare scaricate	Mm ³	315,755	304,565	196,13

Tabella 10 – Scarichi idrici

Le quantità di acque scaricate riflettono quelle in ingresso. Dal punto di vista qualitativo non è stato registrato alcun superamento nei parametri analitici monitorati nel periodo di riferimento.

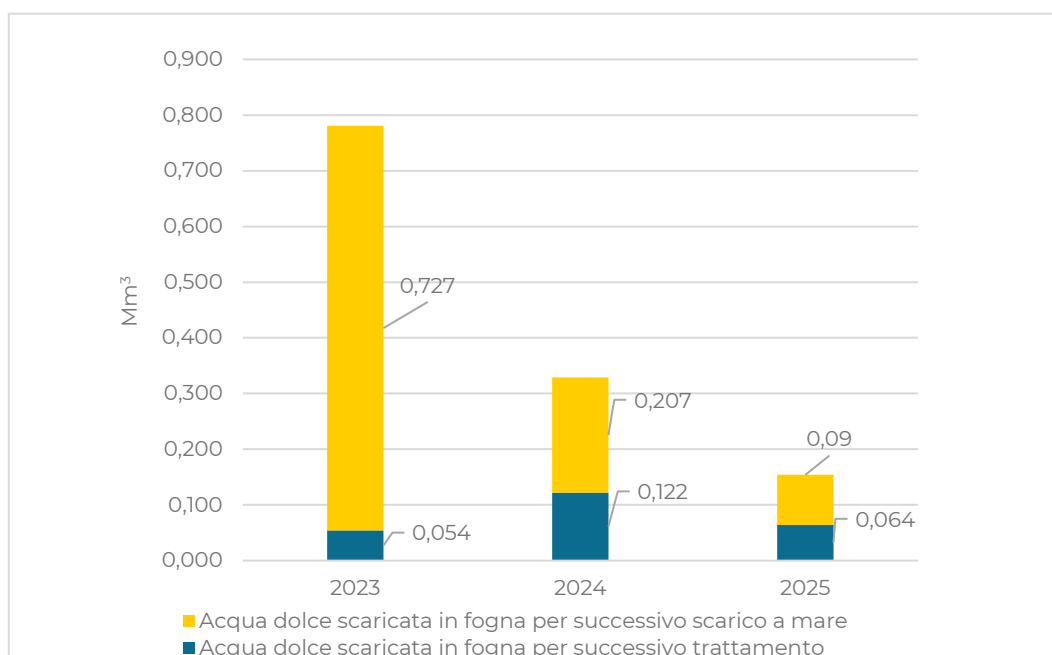


Figura 14 – Scarichi idrici di acqua dolce

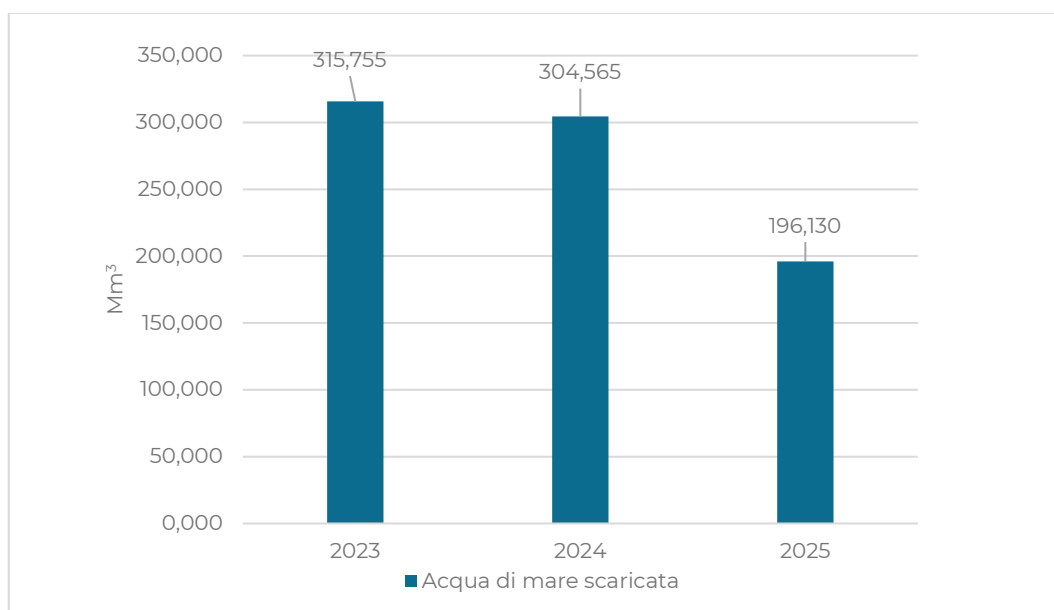


Figura 15 – Scarichi idrici di acqua mare

Consumo di combustibili ed efficienza energetica

Le centrali Enipower, nel mese di giugno 2025, hanno rinnovato la certificazione ai sensi della norma UNI EN ISO 50001:2018 sul sistema di gestione dell'energia, mentre nel corso del 2023 è stata condotta la diagnosi energetica che non ha evidenziato ulteriori interventi rispetto a quanto già proposto nella precedente, ad eccezione degli interventi di ottimizzazione delle performance dei turbogas a carico parziale e del potenziale inserimento di impianti fotovoltaici sulle coperture degli edifici di servizio delle centrali, al fine di ridurre la quota di autoconsumo di energia prodotta da fonte fossile.

I benefici che si ottengono dall'efficienza energetica hanno sia un impatto diretto sul risparmio di risorse naturali (materia prima combustibile), sia un impatto indiretto in termini di minori emissioni di CO₂ e di macroinquinanti.

Nel presente paragrafo vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi del consumo di combustibili e chemicals e dell'efficienza energetica:

- **Consumo di combustibili – Gas naturale**, con cui si riporta il quantitativo annuo di gas naturale utilizzato dallo Stabilimento, espresso in Tonnellate di Petrolio Equivalenti ("TEP").
- **Consumo di combustibili – Gas Petrolchimico**, con cui si riporta il quantitativo annuo di gas petrolchimico utilizzato nei cicli combinati dello Stabilimento, espresso in Tonnellate di Petrolio Equivalenti ("TEP").
- **Consumo di combustibili – Gasolio**, con cui si riporta il quantitativo annuo di gasolio utilizzato nel gruppo elettrogeno dello Stabilimento, espresso in TEP.



- **Consumo di additivi/chemicals**, con cui si riporta il quantitativo annuo di prodotti chimici utilizzati dallo Stabilimento.
- **Fuel utilization**, con cui si intende un indice di rendimento calcolato dal rapporto tra l'energia prodotta al netto degli autoconsumi (pari quindi alla somma degli indicatori "Produzione energia elettrica netta" e "Produzione energia termica") e la quantità di energia primaria introdotta. La fuel utilization equivale al rendimento di primo principio della produzione complessiva dello Stabilimento.
- **Rendimento exergetico**, con cui si intende un indice del rendimento del ciclo completo. È dato dal rapporto tra la somma della produzione netta (Elettrica ed equivalente exergetico) e la somma dei contenuti energetici dei prodotti combustibili utilizzati.

La tabella seguente evidenzia i consumi, mentre il grafico seguente riporta gli andamenti.

Indicatore	UdM	2023	2024	2025
Consumo combustibili: Gas naturale	TEP	957.749	981.328	900.876
Consumo combustibili: Gas petrolchimico	TEP	37.628	30.154	5.492
Consumo di combustibili: Gasolio	TEP	0,232	0,252	0,129
Consumo di additivi/chemicals	t	544	594	483
Fuel utilization	%	56,92	56,72	54,74
Rendimento exergetico	%	52,18	52,14	51,95

Tabella 11 – Consumo di combustibili e chemicals

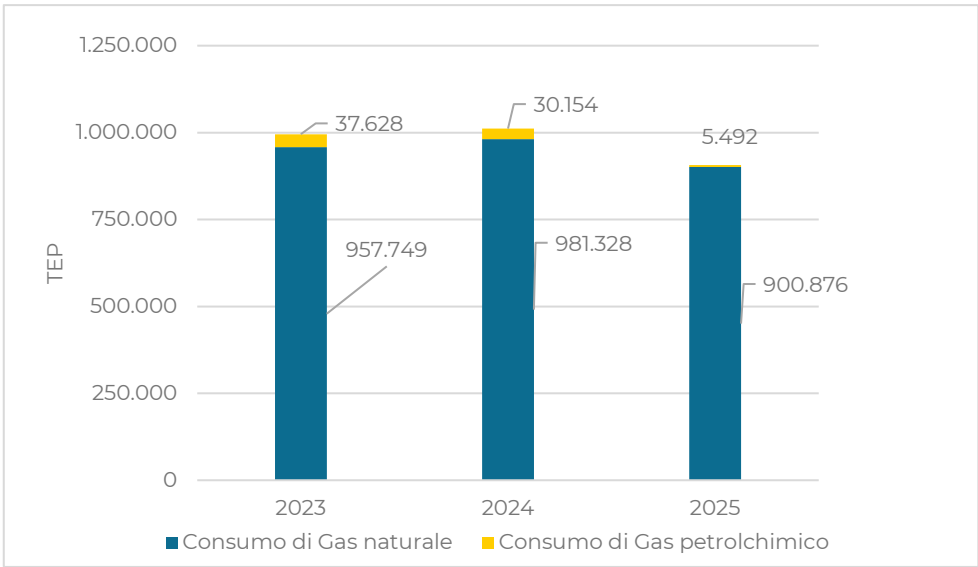


Figura 16 – Consumo di gas naturale

Il consumo di gas naturale è funzione della produzione di energia elettrica e degli assetti impiantistici, perciò il suo andamento riflette, qualitativamente, l'andamento delle produzioni di energia elettrica.

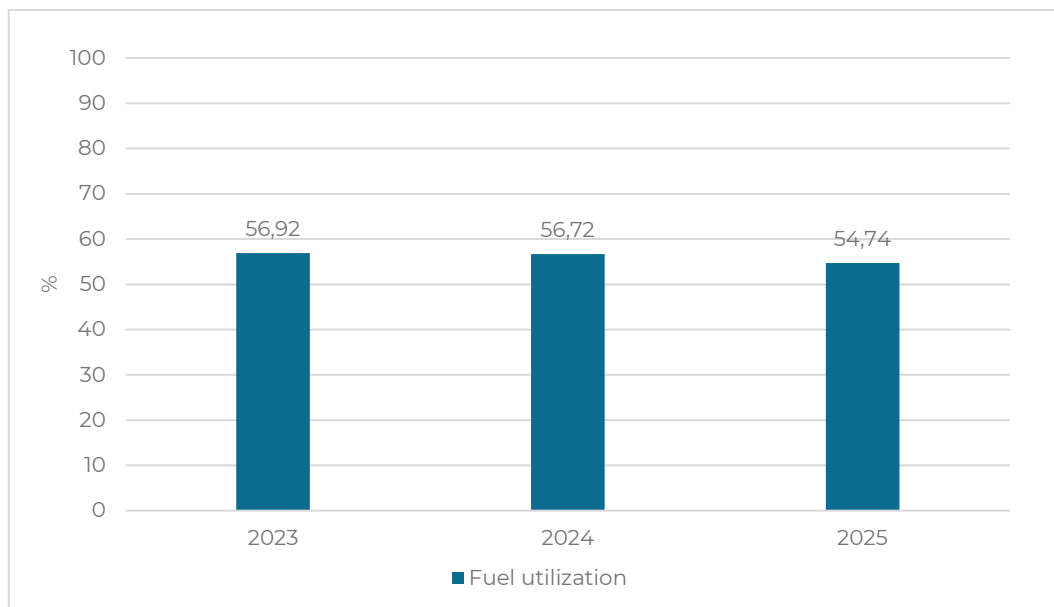


Figura 17 – Fuel utilization

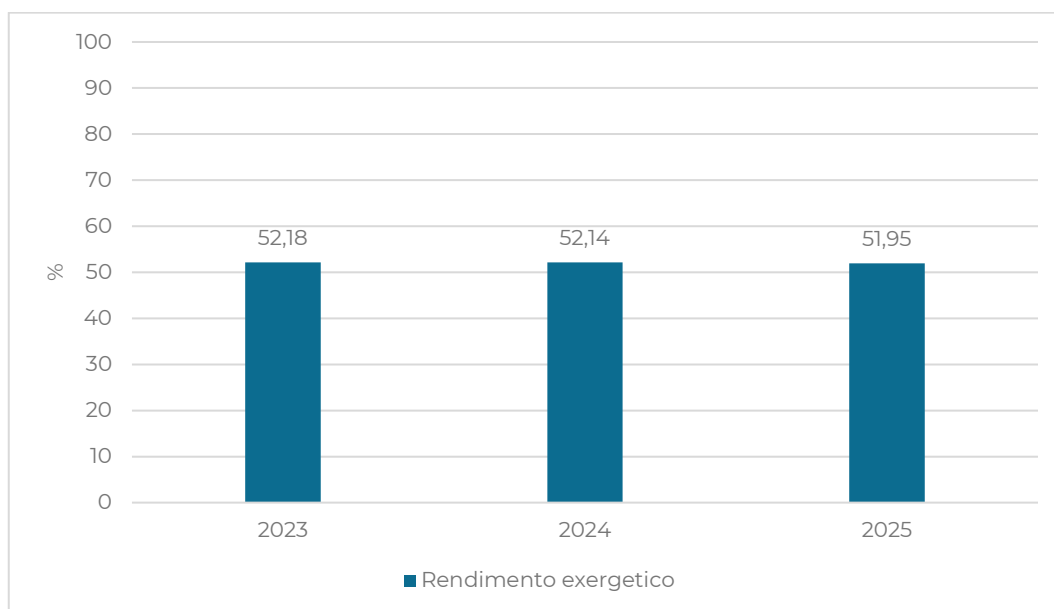


Figura 18 – Rendimento exergetico

Rifiuti

I rifiuti prodotti da Enipower Brindisi derivano da attività produttive e da attività di manutenzione, bonifica e decommissioning. Lo sforzo della società è quello di perseguire il più alto conferimento a recupero rispetto lo smaltimento.

Nel presente paragrafo vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi della gestione dei rifiuti:

- **Rifiuti pericolosi prodotti**, con cui si indica il quantitativo annuo di rifiuti pericolosi prodotti da attività produttiva, manutenzione/demolizione e bonifica.
- **Rifiuti non pericolosi prodotti**, con cui si indica il quantitativo annuo di rifiuti non pericolosi prodotti da attività produttiva, manutenzione/demolizione e bonifica.
- **Rifiuti recuperati**, con cui si intende un indice ottenuto dal rapporto tra i rifiuti avviati a recupero e il totale dei rifiuti conferiti nel corso dell'anno.
- **Rifiuti smaltiti**, con cui si intende un indice ottenuto dal rapporto tra i rifiuti avviati a smaltimento e il totale dei rifiuti conferiti nel corso dell'anno.

Indicatore	UdM	2023	2024	2025
Rifiuti pericolosi prodotti	t	206	157	266
Rifiuti non pericolosi prodotti	t	4.094	2.025	501
Rifiuti recuperati	%	88	80	48
Rifiuti smaltiti	%	12	20	52

Tabella 12 – Rifiuti prodotti e gestiti

Nelle figure seguenti sono riportati i rifiuti prodotti nel triennio di riferimento suddivisi tra pericolosi e non pericolosi, quindi le modalità di gestione con l'indicazione di quanto conferito a smaltimento e a recupero.

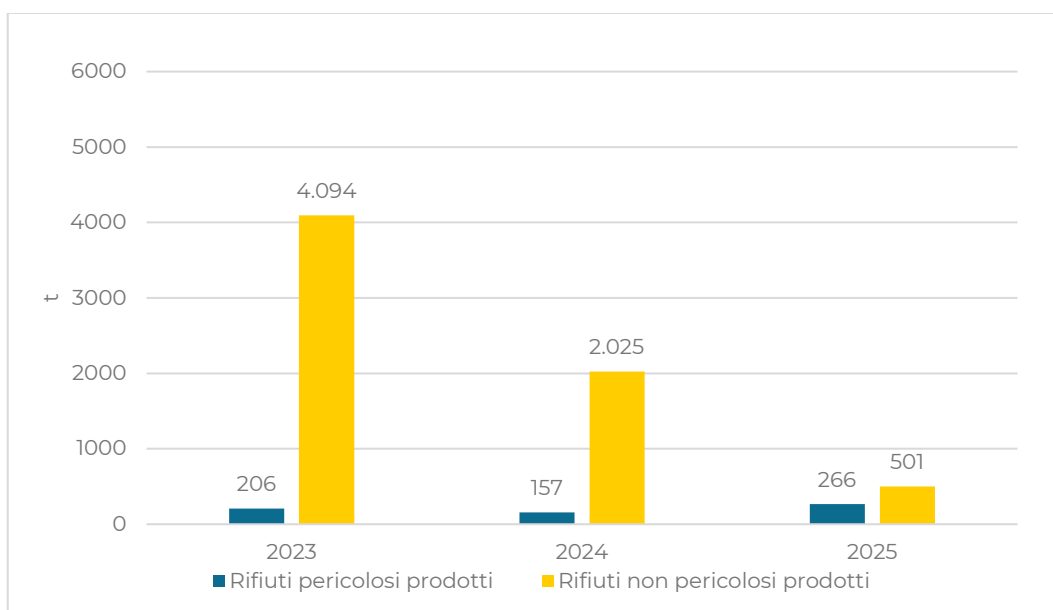


Figura 19 – Produzione rifiuti, differenziati tra pericolosi e non pericolosi

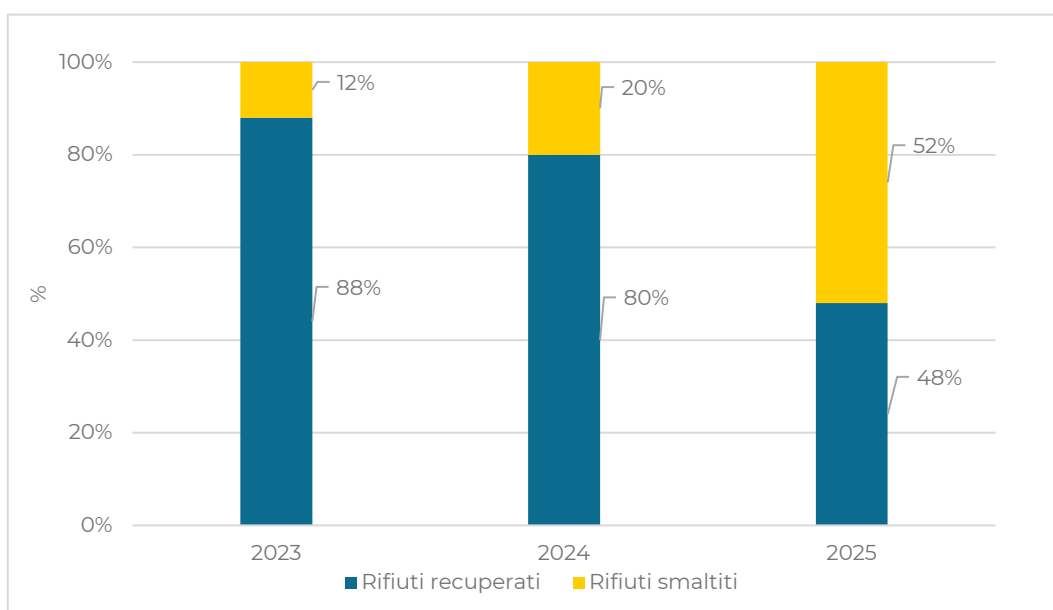


Figura 20 – Modalità di gestione dei rifiuti

Enipower persegue sempre l'obiettivo di recuperare la massima quantità possibile di rifiuti; tuttavia, tale criterio è fortemente influenzato dalla tipologia di rifiuto non sempre recuperabile.

Si è ritenuto di non indicizzare la produzione di rifiuti all'energia elettrica e termica prodotta, in quanto non direttamente connessa a tale processo ma derivante principalmente da attività di manutenzione.

Rumore ambientale

Lo Stabilimento di Brindisi si trova all'interno del contesto di un sito petrolchimico multisocietario ove operano più aziende, il quale a sua volta si trova in un'area industriale ad elevata antropizzazione. Lo Stabilimento Enipower confina con aree esterne allo stabilimento petrolchimico solo per piccole porzioni della recinzione nella parte sud, come evidenziato in Figura 21.

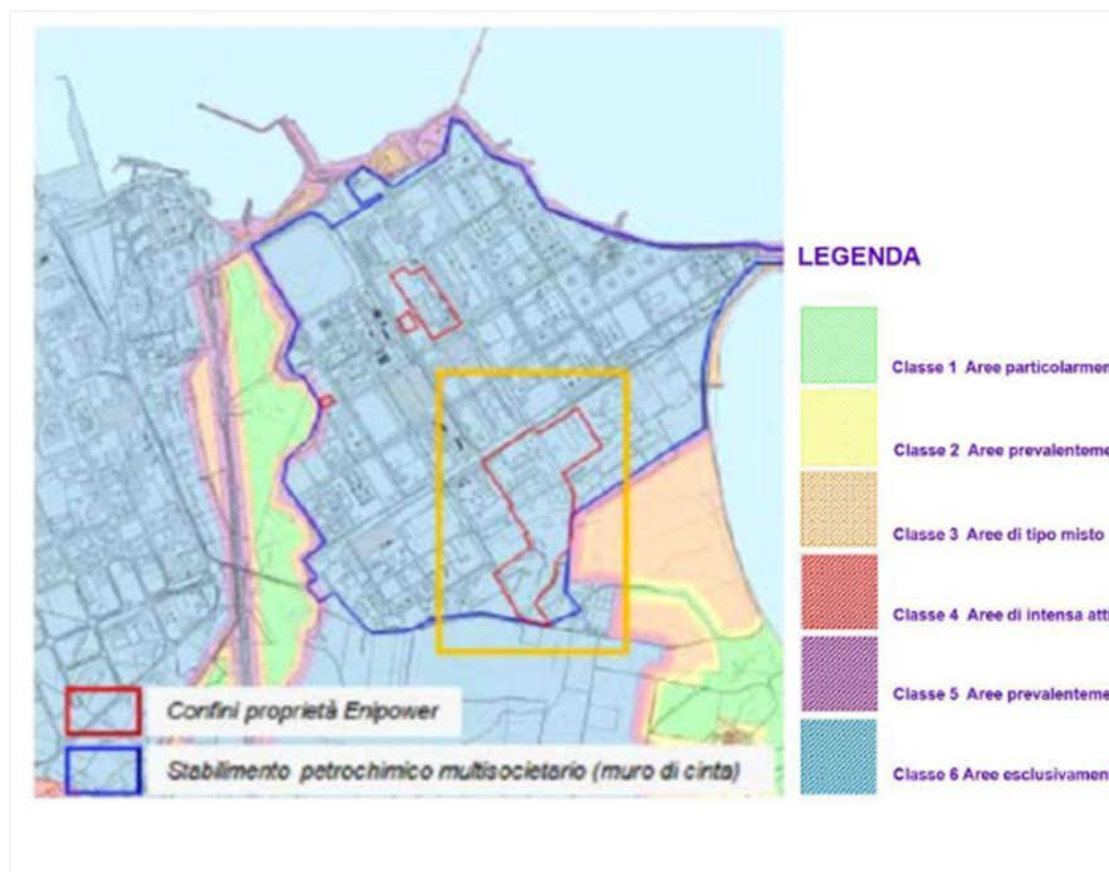


Figura 21 – Zonizzazione acustica del Comune di Brindisi

In ottemperanza a quanto previsto dall'Autorizzazione Integrata Ambientale, DEC-MIN- 0000005_2021, Enipower ha svolto nel 2023 una campagna di misura del rumore ambientale (periodicità quadriennale), che non ha evidenziato criticità.



Figura 22 – Punti di misura del monitoraggio acustico.

Nella seguente tabella si riporta una sintesi dei risultati ottenuti:

Posizione	Localizzazione	Rumore Ambientale misurato LAeq TDR notturno	Rumore Ambientale misurato LAeq TDR diurno	LA fermata [dBA]	LA avviamento [dBA]	Limite di immissione diurno e notturno dB(A)
1	Area CTE Nord, Confine Nord, bordo carreggiata viabilità di stabilimento in corrispondenza area verde	60.5	60.0			70.0
2	Area CTE Nord, Confine Est, area interna impianti in prossimità tubazioni in uscita verso impianto cracking Versalis	69.0	69.0			
3	Area CTE Nord, Confine Sud, bordo carreggiata viabilità	67.5	67.5			

Posizione	Localizzazione	Rumore Ambientale misurato LAeq TDR notturno	Rumore Ambientale misurato LAeq TDR diurno	LA fermata [dBA]	LA avviamento [dBA]	Limite di immissione diurno e notturno dB(A)
	interna del polo davanti impianto dissalatore					
4	Area CTE Nord, Confine Ovest, bordo carreggiata viabilità					
	interna del polo davanti parcheggio automezzi della palazzina principale	64.5	64.5			
5	Area Sud, Confine Nord Est davanti torre di raffreddamento					
	lungo la recinzione che costituisce il confine di proprietà EniPower	65.5	64.5	65.5	66.0	
6	Area Sud, Confine Nord, limite binari ferroviari in corrispondenza CC3					
		53.5	53.5	64.5	65.5	
7	Area Sud, sul confine Nord Ovest di proprietà, lungo					
	viabilità di servizio davanti impianto PE1/2	60.0	58.0	55.0	60.5	
8	Area Sud, Confine Ovest di proprietà, vicinanze torcia Sud					
	Versalis	56.0	56.0	58.0	58.0	
9	Area Sud, Confine Sud di	59.5	60.0	56.5	58.5	



Posizione	Localizzazione	Rumore Ambientale misurato LAeq TDR notturno	Rumore Ambientale misurato LAeq TDR diurno	LA fermata [dBA]	LA avviamento [dBA]	Limite di immissione diurno e notturno dB(A)
	proprietà, vicinanze cancello di accesso (chiuso)					
10	Area Sud, Confine Sud Est di proprietà, bordo carreggiata viabilità di servizio davanti CC3	61.0	58.5	69.0	68.0	

Amianto

Nello Stabilimento Enipower di Brindisi, in ottemperanza alle normative vigenti, è annualmente effettuato il censimento dei materiali contenenti amianto (MCA) corredato di relativa mappatura.

L'indicatore rappresentativo per il monitoraggio dell'amianto ancora presente è il seguente:

- **Amianto**, che rappresenta la stima del quantitativo di materiali contenenti amianto ancora presenti in Stabilimento.

Indicatore	UdM	2023	2024	2025
Amianto	kg	2	0	0

Tabella 13 – Quantità di amianto presente in stabilimento

Nel 2025 i monitoraggi quadrimestrali condotti per il rilievo delle fibre aereodisperse non hanno mostrato criticità.



Dichiarazione Ambientale 2025

Allegato 3 – Centrale di Ferrera Erbognone



Sommario

La società e l'assetto organizzativo	109
Descrizione della centrale.....	109
Interventi impiantistici.....	113
Principali accadimenti ambientali	113
Procedimenti ambientali	113
Inquadramento autorizzativo.....	113
Applicazione delle BAT	114
Gestione degli Stakeholder.....	114
Produzione	116
Aspetti ambientali	118
Emissioni in atmosfera.....	121
Emissioni di macroinquinanti	121
Emissioni gas serra	125
Impiego di risorse naturali ed energetiche	129
Ciclo dell'acqua.....	129
Prelievi idrici	129
Scarichi idrici	131
Consumo di combustibili ed efficienza energetica	132
Rifiuti	136
Rumore ambientale	138
Amianto.....	141

La società e l'assetto organizzativo

Nello Stabilimento di Ferrera Erbognone trovano occupazione 48 persone dedicate all'esercizio, alla manutenzione degli impianti e allo svolgimento di alcuni servizi a supporto della produzione. Inoltre, alcune attività, soprattutto quelle di tipo specialistico, vengono svolte da personale esterno attraverso appalti.

La struttura dello Stabilimento è suddivisa in quattro unità, alle dipendenze del Responsabile dello Stabilimento.



Figura 1 – Assetto organizzativo Enipower di Ferrera Erbognone

Descrizione della centrale

La centrale Enipower è situata nel comune di Ferrera Erbognone (PV) e confina con il Green Data Center di Eni e la raffineria Eni di Sannazzaro dè Burgondi. Con le proprie produzioni, copre i fabbisogni energetici del comparto industriale locale e parte dei consumi elettrici nazionali.

La centrale termoelettrica a ciclo combinato Enipower è costituita da tre gruppi cogenerativi:

- due gruppi gemelli, denominati CC1 e CC2, le cui turbine a gas TG11 e TG12 sono alimentate con gas naturale;
- un gruppo, denominato CC3, la cui turbina a gas TG13 è alimentabile sia con un mix di gas di sintesi/gas naturale sia con solo gas naturale.

La fornitura del gas naturale è assicurata da Eni attraverso il metanodotto di Snam Rete Gas, mentre il gas di sintesi (syngas), utilizzato a partire da marzo 2006 per il solo gruppo CC3, è prodotto nell'impianto di gassificazione degli idrocarburi pesanti presso la raffineria Eni di Sannazzaro dè Burgondi.

I tre gruppi di produzione a ciclo combinato sono caratterizzati dalle seguenti potenze elettriche e termiche di combustione:

- Gruppo di produzione CC1: potenza elettrica di progetto pari a 390 MWe, potenza termica di progetto pari a 683 MWt;
- Gruppo di produzione CC2: potenza elettrica di progetto pari a 390 MWe, potenza termica di progetto pari a 683 MWt;

- Gruppo di produzione CC3: potenza elettrica di progetto pari a 250 MWe, potenza termica di progetto pari a 462 MWt.

Le sezioni impiantistiche dei tre gruppi cogenerativi a ciclo combinato comprendono:

- Tre turbine a gas:
 - Turbina a gas TG11 (del CC1) alimentata con gas naturale, alla quale è accoppiato il relativo generatore elettrico;
 - Turbina a gas TG12 (del CC2) alimentata con gas naturale, alla quale è accoppiato il relativo generatore elettrico;
 - Turbina a gas TG13 (del CC3) alimentabile sia con mix syngas/gas naturale sia con solo gas naturale, alla quale è accoppiato il relativo generatore elettrico.
- Tre caldaie a recupero:
 - Ognuna delle tre caldaie a recupero (generatori di vapore a recupero GVR31, GVR32 e GVR33) è composta da una serie di scambiatori di calore attraversati da fumi di scarico della turbina a gas che consentono di recuperare una grande quantità di energia termica producendo vapore ad alta, media e bassa pressione. I fumi così raffreddati sono inviati al camino con una temperatura di circa 100°C. Dalla sezione di media pressione dei GVR 31 e 32, tutto il vapore estratto viene esportato alla raffineria Eni, mentre per l'unità GVR 33 parte del vapore estratto viene reimpresso in camera di combustione per l'abbattimento degli NO_x.
- Tre turbine a vapore:
 - Ognuna delle tre turbine a vapore (TV21, TV22, TV23) sfrutta il vapore prodotto dal relativo GVR, producendo energia elettrica mediante il generatore elettrico accoppiato.
- Tre condensatori a ventilazione forzata dell'aria:
 - Il vapore che non viene esportato per la cogenerazione alla raffineria Eni (o quello avviato al CC3 per l'abbattimento degli NO_x) viene espanso, fino a condizioni di pressione prossime al vuoto assoluto, e condensato. Il vapore condensato, infine, viene estratto con apposite pompe a circa 40°C per essere nuovamente inviato in caldaia.
- Tre trasformatori elevatori:
 - Per mezzo di un trasformatore, l'energia prodotta a due diversi livelli di tensione dalle sezioni gas e vapore del ciclo combinato viene elevata al livello di rete (380 kV). Nella sottostazione di alta tensione l'energia elettrica prodotta viene smistata su due linee a 380 kV, che connettono la centrale alla rete di trasmissione nazionale.
- Due autotrasformatori 380/132 kV:
 - Per mezzo dei due trasformatori e due linee in cavo si alimenta la raffineria Eni S.p.A. di Sannazzaro dè Burgondi.
- Due Stazioni GIS a 132 kV:
 - Le sottostazioni 132 kV sono connesse alla stazione 380 kV tramite due stalli equipaggiati di cavi 400 kV che alimentano due autotrasformatori direttamente collegati alle stazioni GIS. Le stazioni GIS alimentano due

trasformatori 132/20 kV che attraverso i rispettivi cavi alla medesima tensione forniscono energia al Green Data Center.

- Torri evaporative:
 - Per il raffreddamento in ciclo chiuso dei macchinari principali, la centrale è dotata di torri evaporative del tipo WET-DRY. Tali sistemi sono progettati per raffreddare di circa 8°C una portata di acqua pari a 3.300 m³/h.

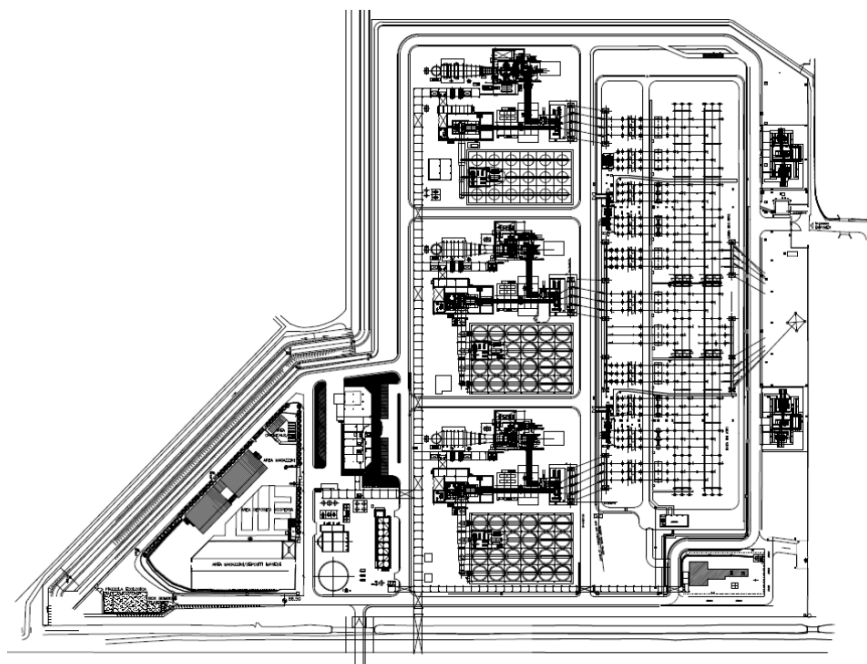
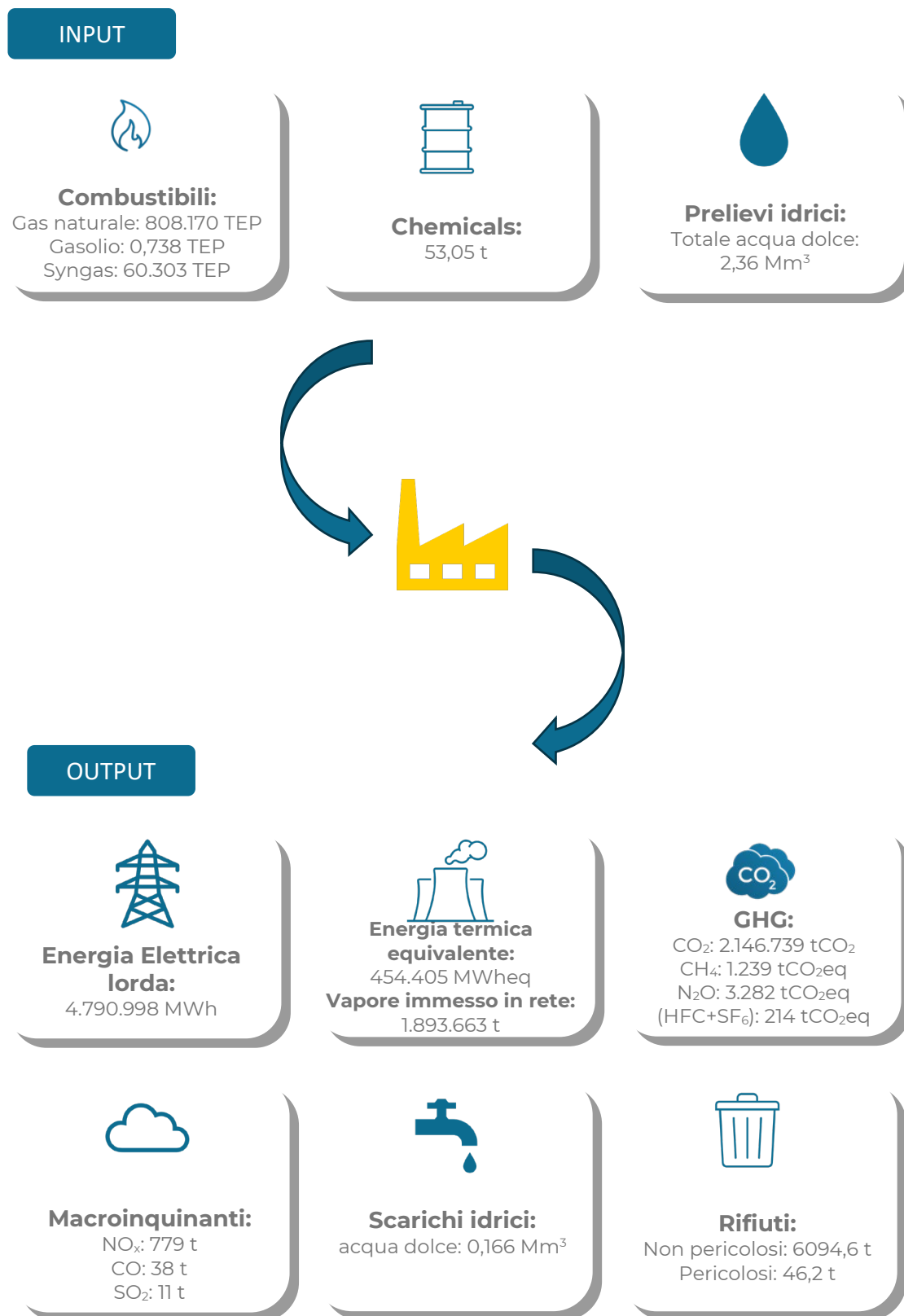


Figura 2 – Planimetria dello stabilimento

Nella seguente immagine è riportato il flusso di massa ed energia della centrale di Ferrera Erbognone dell'anno 2025.



Interventi impiantistici

Nel corso della fermata Major CC1 svolta dal 2 giugno al 20 luglio 2023 sono stati effettuati gli interventi di efficientamento energetico della turbina a gas, oggetto di istanza di Modifica non sostanziale AIA approvata dal MITE il 05/09/2022.

A gennaio 2024, con lettera prot. 004/2024, si è provveduto a dare comunicazione agli Enti del completamento dell'intervento e dell'esecuzione delle prescrizioni inerenti alla suddetta modifica non sostanziale AIA relativa agli interventi di efficientamento energetico della turbina a gas del CC1.

Nel corso della fermata major CC2 svolta settembre 2025, è stato installato il sistema PLE (Part Load Efficiency), che ha permesso un efficientamento energetico della turbina a gas.

Principali accadimenti ambientali

Nel 2025 la centrale di Ferrera Erbognone non ha vissuto eventi con dirette ricadute ambientali. Nel corso dell'anno, infatti, non si sono verificati dei superamenti significativi (per frequenza e gravità) delle soglie di allarme e/o dei limiti normativi rispetto alle matrici ambientali, o emergenze.

Procedimenti ambientali

Nel sito non vi è la presenza di terreni contaminati e non sono in corso procedimenti di bonifica.

Lo stato dei terreni, della gestione delle matrici ambientali, e degli asset analizzati non presentano criticità.

Le analisi sui 4 piezometri presenti in stabilimento effettuate a febbraio 2025 sono in linea con i valori storici e non hanno riportato anomalie.

Inquadramento autorizzativo

Lo Stabilimento di Ferrera Erbognone è in possesso delle seguenti autorizzazioni:

- Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) rilasciata con Decreto DVA-2012-0000235 del 21/12/2012, riesaminata con DM 364 del 07/09/2021 pubblicato in Gazzetta Ufficiale in data 29/09/2021;
- Autorizzazione n. 222 ad emettere gas serra approvata con Decreto Direttoriale DEC/RAS/2179/2004 e SMI ai sensi della Direttiva Emission Trading System (ETS);
- Certificato di Prevenzione Incendi (CPI) rilasciato da parte del Comando dei Vigili del Fuoco di Pavia; il CPI è stato rinnovato in data 1 aprile 2022, con scadenza nel 2027.

Entro la fine di aprile 2026 (in linea con i tempi richiesti dall'Autorizzazione Integrata Ambientale) sarà inviata agli Enti competenti la relazione annuale AIA, in cui si riporta il rispetto dei limiti autorizzativi prescritti dall'AIA, per l'esercizio di impianto 2025.

Nell'anno 2025 si è data attuazione del Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) relativo al riesame dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) approvato nel 2021 (DM 364

del 07/09/2021, pubblicata in Gazzetta Ufficiale in data 29/09/2021) e discusso con ISPRA nella videoconferenza tenutasi il 24/03/2022 (controdeduzioni ISPRA a seguito della riunione ricevute il 05/05/2022).

Nel corso del II trimestre 2024 (maggio 2024) è stato eseguito il controllo ordinario AIA previsto, con verifica SME campionamento sul punto di emissione E2 (camino CC2) e sugli scarichi idrici.

A gennaio 2025 si è provveduto a dare comunicazione agli Enti del completamento dell'implementazione delle azioni richieste come da Rapporto Conclusivo ISPRA a seguito del controllo ordinario del 2024. Contestualmente è stato anche inviato l'aggiornamento del manuale SME.

Applicazione delle BAT

La Commissione Europea, con decisione di esecuzione 31 luglio 2017, n. 2017/1442/UE, ha adottato, a norme della direttiva 2010/75/UE, le "Conclusioni sulle BAT" (acronimo di "Best Available Techniques" ovvero "Migliori Tecniche Disponibili") per i "Grandi Impianti di Combustione" (GIC, centrali con potenza termica nominale pari o superiore a 50 MW).

A seguito di questo importante aggiornamento normativo, Enipower, nel corso del 2018, ha istituito un gruppo di lavoro che ha svolto una gap analysis relativamente alle BAT di settore con lo scopo di verificarne lo stato di attuazione. Ai fini dello studio sono state considerate le "conclusioni generali sulle BAT" (BAT 1÷17) e le "conclusioni sulle BAT per la combustione di gas naturale" (BAT 40÷45) elencate nell'Allegato della Decisione di Esecuzione (UE) della Commissione del 31 luglio 2017.

A seguito di tale attività si è potuto verificare che le BAT GIC risultano applicate alla Centrale di Ferrera Erbognone, come evidente anche dal Riesame AIA DM 364 del 07/09/2021, pubblicato in Gazzetta Ufficiale il 29/09/2021.

Gestione degli Stakeholder

Lo strumento di riferimento per la mappatura degli stakeholder nelle realtà operative Eni è l'SMS (Stakeholder Management System), una piattaforma web-based che consente di:

- Mappare, classificare e prioritizzare gli stakeholder;
- Archiviare le interazioni rilevanti (es. minute di incontri, lettere, e-mail, ecc.) con gli stakeholder, con focus su quelle focalizzate su temi di sostenibilità;
- Tracciare le richieste di sostenibilità e le eventuali lamentele (grievances) ricevute;
- Identificare gli stakeholder rilevanti e quelli eventualmente critici, con evidenza dei temi più richiesti;
- Tracciare le azioni di Eni (inclusi i progetti per il territorio locale) in risposta alle richieste degli stakeholder;
- Geolocalizzare gli stakeholder.

Tutti i principali stakeholders esterni dello stabilimento sono stati caricati all'interno del database ottenendone una matrice di rischio in termini di rilevanza e attitudine, visibile nella Figura 3.

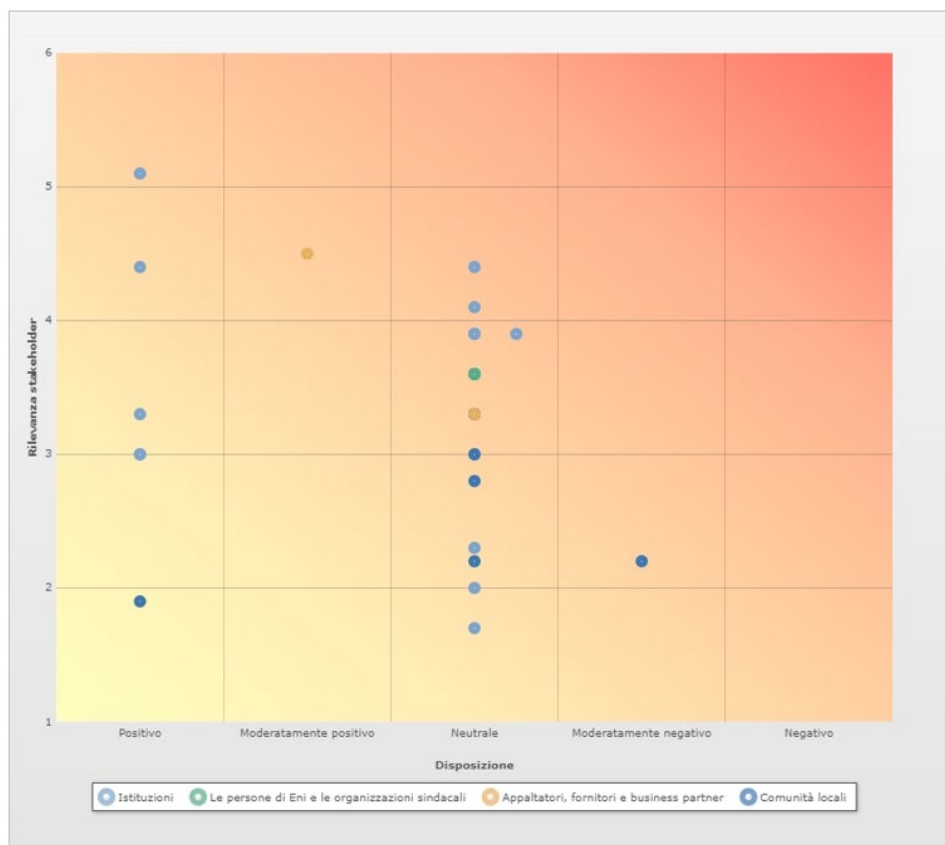


Figura 3 – Output del software SMS

Nel corso del 2025 non sono avvenute variazioni degli stakeholders esterni dello stabilimento di Ferrera.

Tra lo stabilimento Enipower e il Comune di Ferrera Erbognone è in essere una convenzione che prevede il finanziamento da parte di Enipower di interventi di efficienza energetica realizzate dal Comune a beneficio del territorio e dei cittadini. La riunione periodica della Commissione Tecnica del Comune di Ferrera Erbognone, nell'ambito della convenzione in essere è stata effettuata in data 12 novembre 2025 con un successivo incontro per le attività 2026 in data 10 dicembre 2025.

In tale occasione è stato formalizzato e verbalizzato che:

- Il Comune ha completato le attività di riqualificazione della prima parte di illuminazione pubblica;
- La Commissione ha approvato la proposta di riqualificazione della parte rimanente dell'illuminazione pubblica e la sostituzione degli infissi di un immobile comunale sito in corso della Repubblica.

Per quanto riguarda gli stakeholder interni, non si registrano variazioni.

Di seguito si riporta l'elenco dei principali stakeholder dello stabilimento:

- Sede Enipower;

- Azionisti e Soci Terzi;
- Direzioni e società Eni (Direzione Global Natural Resources, LdB Power Generation&Marketing - Toller);
- Dipendenti e relativi Rappresentanti (RLSA);
- Società adiacenti allo stabilimento (Eni Raffineria di Sannazzaro, Eni Green Data Center, Air Liquide);
- Organizzazioni sindacali;
- Associazioni di categoria a livello locale (Confindustria, etc.);
- Fornitori;
- Contrattisti;
- Istituzioni, authority ed enti di controllo (INPS, INAIL, ISPRA, Ufficio provinciale del Ministero del Lavoro, ASL, VVFF, Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, Terna, Gestore dei Servizi Energetici, Agenzia delle Dogane, ENEA, Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, Ministero della Salute, Regione Lombardia, Provincia di Pavia, Arpa Lombardia, Prefettura di Pavia, Protezione Civile, Carabinieri, Comune di Ferrera Erbognone, Comune di Sannazzaro de Burgondi, etc.);
- Comunità locali;
- Istituti superiori, università e centri di ricerca;
- Media.

A partire dal 2026 è possibile l'inserimento di nuovi stakeholder legati al progetto di costruzione di un nuovo datacenter sul terreno adiacente allo stabilimento e di proprietà Enipower.

Produzione

L'assetto tipico degli impianti tenuto nel 2025 è stato il seguente:

- Ciclo Combinato 1 in marcia;
- Ciclo Combinato 2 in marcia;
- Ciclo Combinato 3 in marcia (a syngas e/o a gas naturale);
- stabilimento collegato alla Rete Elettrica Nazionale tramite linea a 380 kV e linee a 132 kV verso Raffineria.

Il numero di avviamenti dei gruppi 1 e 2 è legato soprattutto alle strategie di mercato e alle richieste del Gestore nazionale della rete elettrica, nel corso dell'anno 2025 non si sono registrati avviamenti su richiesta di quest'ultimo; gli avviamenti del gruppo 3 sono legati soprattutto alla fornitura di syngas che condiziona successivamente le strategie di mercato.

Nel corso del 2025 si sono svolte le seguenti fermate manutentive programmate, che hanno coinvolto tutti e tre i cicli combinati:

- Minor CC1: dal 15 al 27 febbraio 2025
- Ispezione camera di combustione CC2 dal 25 al 26 aprile 2025

- Minor + Bruciatori CC3: dal 27 giugno all'11 agosto 2025
- Major CC2: dal 6 settembre al 19 ottobre 2025
- Cuscinetti CC3: dall'8 ottobre al 21 novembre 2025

In particolare, vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi del ciclo produttivo:

- **Produzione energia elettrica lorda**, con cui si intende tutta l'energia elettrica prodotta;
- **Produzione energia elettrica netta**, con cui si intende l'energia elettrica prodotta, al netto degli autoconsumi;
- **Equivalente exergetico¹ dell'energia termica prodotta**, con cui si indica la quantità di energia elettrica che si sarebbe prodotta qualora il vapore distribuito ai clienti venisse utilizzato completamente in turbina per produrre solamente energia elettrica. Il dato di vapore da considerare è al netto degli autoconsumi;
- **Energia elettrica equivalente (produzione totale)**, pari dalla somma degli indicatori "Produzione energia elettrica lorda" e "Equivalente exergetico dell'energia termica prodotta".

La seguente tabella riporta i valori degli indicatori descritti per il triennio 2023-2025, rappresentati nei due grafici successivi.

Indicatore	UdM	2023	2024	2025
Produzione energia elettrica lorda	MWh	4.614.634	4.698.400	4.790.998
Produzione energia elettrica netta	MWh	4.534.314	4.613.805	4.692.131
Equivalente exergetico dell'energia termica prodotta (vapore di Media e Bassa Pressione)	MWheq	475.789	417.235	454.405
Energia elettrica equivalente (produzione totale)	MWheq	5.090.423	5.115.635	5.245.403

Tabella 1 – Produzione di energia

¹ Si definisce exergia la quantità di energia elettrica che sarebbe prodotta qualora il vapore distribuito ai clienti fosse utilizzato completamente in turbina per produrre solamente energia elettrica. A titolo di esempio, una turbina dalla quale si prelevano 10 t/h di vapore con una pressione di 50 bar per i clienti produce una minor quantità di energia elettrica, circa 3 MW, di una turbina di pari caratteristiche in cui una analoga quantità di vapore viene lasciata espandere completamente.

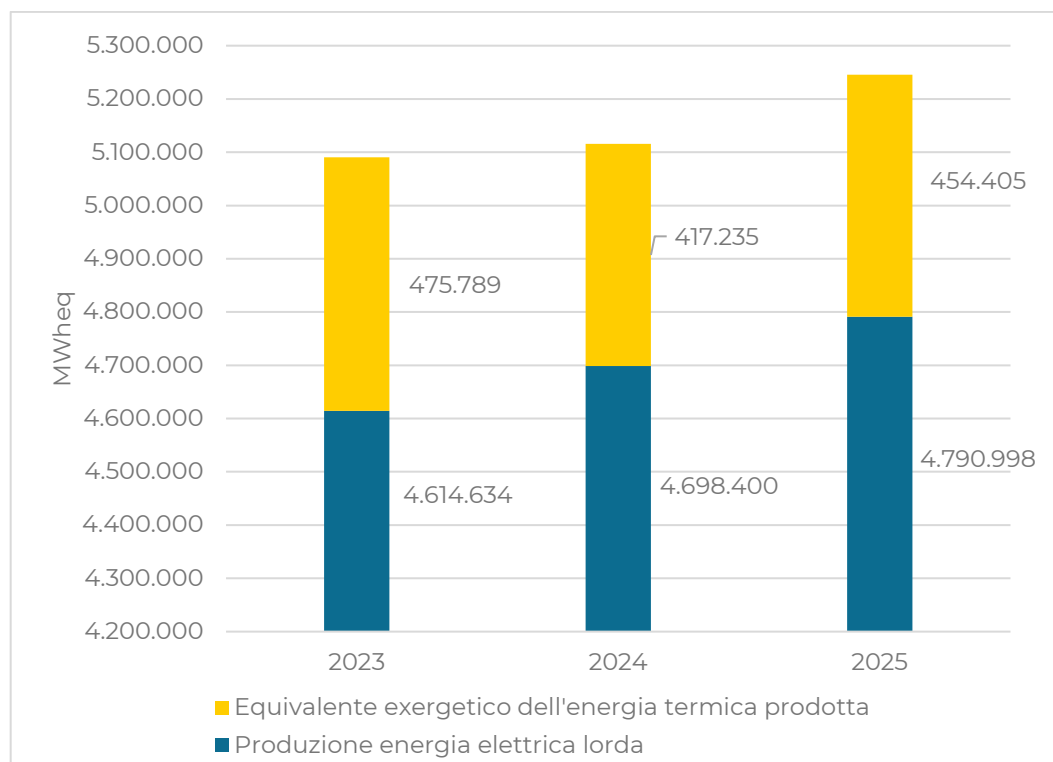


Figura 4 – Produzioni annue di energia elettrica lorda ed equivalente exergetico dell'energia termica prodotta

Nel 2025 la produzione di energia elettrica è aumentata leggermente (+1,97%) rispetto al 2024 nel rispetto di quanto richiesto dal mercato elettrico e delle esigenze manutentive programmate.

La produzione di vapore immesso in rete dipende dalle richieste della Raffineria di Sannazzaro; il 2025 ha evidenziato un aumento (+8,93%) rispetto al 2024.

Aspetti ambientali

Enipower ha effettuato un'analisi iniziale degli aspetti ambientali, pertinenti alle attività dell'organizzazione, che generano un impatto sull'ambiente. La significatività degli aspetti ambientali viene valutata ogni anno.

Dal 2022 la valutazione degli aspetti ambientali viene effettuata in accordo alla nuova metodologia Eni "Analisi degli aspetti ambientali e degli impatti/rischi per l'ambiente e l'organizzazione" (rif. opi-hse-008-eni spa) che prevede una metodologia unificata per la valutazione degli aspetti ambientali per tutte le società dell'Eni.

Nella tabella seguente si riportano gli aspetti ambientali caratterizzanti le attività dello stabilimento di Ferrera Erbognone con la relativa valutazione del loro livello di rischio residuo, individuati dall'ultimo aggiornamento della metodologia per la valutazione degli aspetti ambientali.

Alcuni degli aspetti ambientali sottoelencati sono soggetti a limiti e prescrizioni normati dall'Autorizzazione Integrata Ambientale, cui si rinvia per approfondimenti.

Aspetti	Impatti/rischi	Rischio residuo
Consumo di risorse naturali	Depauperamento risorse naturali non rinnovabili/rinnovabili	medio alto
Consumo risorse energetiche	Depauperamento risorse naturali non rinnovabili/rinnovabili	basso
Consumo risorse idriche	Depauperamento risorse naturali non rinnovabili/rinnovabili	basso
Emissioni puntuali in atmosfera	Inquinamento atmosferico	medio
	Aumento effetto Serra	alto
Emissioni in atmosfera fuggitive/diffuse	Inquinamento atmosferico	basso
	Aumento effetto Serra	basso
Rifiuti	Inquinamento suolo/acque sotterranee e di falda	basso
Effluenti liquidi/scarichi idrici	Inquinamento delle acque	medio
Perdite e rilasci	Inquinamento suolo/acque sotterranee e di falda	basso
Rumore e Vibrazioni	Inquinamento acustico	medio
Odori	Impatto odorigeno	basso
Impatto visivo	Inquinamento luminoso, visivo e paesaggistico	basso
Elettromagnetismo	Inquinamento elettromagnetico	basso
Radioattività	Contaminazione radioattiva	basso
Utilizzo di suolo	Depauperamento risorse naturali non rinnovabili/rinnovabili	basso

Tabella 2 – Lista degli aspetti ambientali, relativo grado di impatto/rischio e rischio residuo

Nella tabella seguente si riportano le opportunità caratterizzanti le attività dello stabilimento di Ferrera Erbognone identificate come prioritarie.

Aspetto ambientale	Opportunità	Interventi proposti
Consumo risorse naturali / Emissioni puntuali in atmosfera	Riduzione del consumo di gas naturale e dell'effetto serra	Ottimizzazione Impianti luce
Consumo risorse naturali / Emissioni puntuali in atmosfera	Riduzione del consumo di gas naturale e dell'effetto serra	Part load efficiency CC2
Consumo risorse idriche	Riduzione dei prelievi idrici	Recupero delle acque meteoriche per reintegro torre

Tabella 3 – Opportunità prioritarie

In merito agli indicatori ambientali si precisa che, rispetto a quanto previsto dall'Allegato IV del Regolamento n. 2026/2018 non sono stati definiti degli indicatori per i seguenti aspetti: produzione di rifiuti, uso del suolo in relazione alla biodiversità, consumo e produzione di energia rinnovabile e consumo di additivi/chemicals.

La produzione di rifiuti non si ritiene un aspetto prioritario, in quanto non è direttamente connessa al processo di produzione dell'energia elettrica e termica, ma deriva principalmente dalle attività di manutenzione.

Sull'uso del suolo in relazione alla biodiversità, quanto previsto dal regolamento 2026/2018 risulta non correlabile al processo produttivo della centrale e inoltre poco rappresentativo considerate le dimensioni ridotte della centrale, rapportate alla sua funzione strategica per il Green Data Center Eni e la limitrofa Raffineria di Sannazaro. Più in dettaglio, l'unico dato che potrebbe essere preso in considerazione, tra quelli proposti dal regolamento, è la superficie totale impermeabilizzata, ove però tale condizione è richiesta nell'ambito dell'Autorizzazione Integrata Ambientale come strumento di protezione verso le matrici ambientali. L'aspetto si ritiene quindi di scarsa significatività.

Nella Centrale Enipower di Ferrera Erbognone non sono al momento impiegate fonti di energia rinnovabile mentre i prelievi di energia elettrica dalla rete sono considerati occasionali o legati ad interventi di manutenzione ordinaria/straordinaria ed in ogni caso trascurabili rispetto ai volumi di energia elettrica immessa in rete.

Gli additivi/chemicals vengono utilizzati principalmente per trattare le acque demineralizzate utilizzate nella produzione di vapore e le acque di raffreddamento che circolano nelle torri evaporative. Pertanto, il consumo di additivi/chemicals non è ritenuto un aspetto significativo, in quanto non è direttamente connesso al processo di produzione dell'energia elettrica e termica.

Per quanto riguarda gli indici specifici riportati nei seguenti paragrafi, si precisa che questi sono calcolati considerando al denominatore (Dato B) l'indicatore "Energia elettrica equivalente (produzione totale)" come definito al precedente paragrafo.

Emissioni in atmosfera

Emissioni di macroinquinanti

Le emissioni in atmosfera sono generate dalla combustione del gas naturale e di syngas nelle unità produttive dell'impianto di cogenerazione.

Di seguito vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi delle emissioni in atmosfera:

- **Emissioni di macroinquinanti: concentrazioni di CO e NO_x**, con cui si riportano le concentrazioni medie calcolate in funzione dei VLE autorizzati in AIA, alle condizioni di normal funzionamento.
- **Emissioni di macroinquinanti: quantità di NO_x**, con cui si riporta la quantità massica annua di NO_x emessa. Il dato fa riferimento alle emissioni totali (regime + transitori).
- **Indicatore di emissione NO_x**, con cui si intende il rapporto tra l'indicatore "Quantità di NO_x" e l'indicatore "Energia elettrica equivalente (produzione totale)".
- **Emissioni di macroinquinanti: quantità di CO**, con cui si riporta la quantità massica annua di CO emessa. Il dato fa riferimento alle emissioni totali (regime + transitori).
- **Indicatore di emissione CO**, con cui si intende il rapporto tra l'indicatore "Quantità di CO" e l'indicatore "Energia elettrica equivalente (produzione totale)".
- **Emissioni di macroinquinanti: quantità di SO₂**, con cui si riporta la quantità massica annua di SO₂ emessa. Il dato fa riferimento alle emissioni totali (regime + transitori).
- **Indicatore di emissione SO₂**, con cui si intende il rapporto tra l'indicatore "Quantità di SO₂" e l'indicatore "Energia elettrica equivalente (produzione totale)".

Nella tabella seguente viene riportato il confronto tra i VLE autorizzati e il valor massimo della media giornaliera e della media annuale misurate. I valori delle medie orarie risultano cogenti solo quando non disponibile il valore della media giornaliera.

Indicatore	CC	UdM	2023		2024		2025		VLE
			Max medio giornaliero	Medio annuale	Max medio giornaliero	Medio annuale	Max medio giornaliero	Medio annuale	
Emissioni di macroinquinanti: concentrazione di CO e NO_x	CC1	mg/Nm ³ NO _x	25,9	21,7	25,5	19,1	27,2	21,6	30 orari 28 giornalieri 25 annuali
	CC1	mg/Nm ³ CO	5,7	1,2	5,4	1,2	4,7	1,0	30 orari 25 giornalieri
	CC2	mg/Nm ³ NO _x	22,9	17,4	23,4	18,1	26,2	20,6	30 orari 28 giornalieri 25 annuali
	CC2	mg/Nm ³ CO	5,2	1,4	5,4	1,7	4,7	1,3	30 orari 25 giornalieri
	CC3	mg/Nm ³ NO _x	44,0	41,3	43,7	41,3	42,0	40,0	50 orari 48 giornalieri 43 annuali
	CC3	mg/Nm ³ CO	1,1	0,5	1,0	0,4	2,4	0,3	40 orari 40 giornalieri
Emissioni di macroinquinanti: concentrazione di SO₂	CC3	mg/Nm ³ SO ₂	4,3	2,4	4,9	2,6	3,6	2,4	10 orari 10 giornalieri

Tabella 4 – Medie annuali delle concentrazioni dei macroinquinanti in CC1, CC2 e CC3 e i VLE autorizzati

Di seguito si riportano gli andamenti massici delle emissioni di CO, NO_x e SO₂.

Indicatore	UdM	2023	2024	2025
Emissioni di macroinquinanti: quantità di NO_x	t/anno	755	750	779
Emissioni di macroinquinanti: quantità di CO	t/anno	47	63	38
Emissioni di macroinquinanti: quantità di SO₂	t/anno	15	16	11
Indicatore emissione NO_x	g/kWheq	0,148	0,147	0,149
Indicatore emissione CO	g/kWheq	0,009	0,012	0,007
Indicatore emissione SO₂	g/kWheq	0,0029	0,0032	0,0020

Tabella 5 – Emissioni massiche dei macroinquinanti e indicatori di emissione

Le emissioni di NO_x sono leggermente superiori (+3,6%) rispetto al 2024, mentre le emissioni di CO risultano diminuite (-15,4%), in linea con il numero di fermate/avviamenti d'impianto per via degli assetti produttivi. Le emissioni di SO_x risultano invece diminuite (-35%) per minor utilizzo di Syngas nel corso dell'anno 2025.

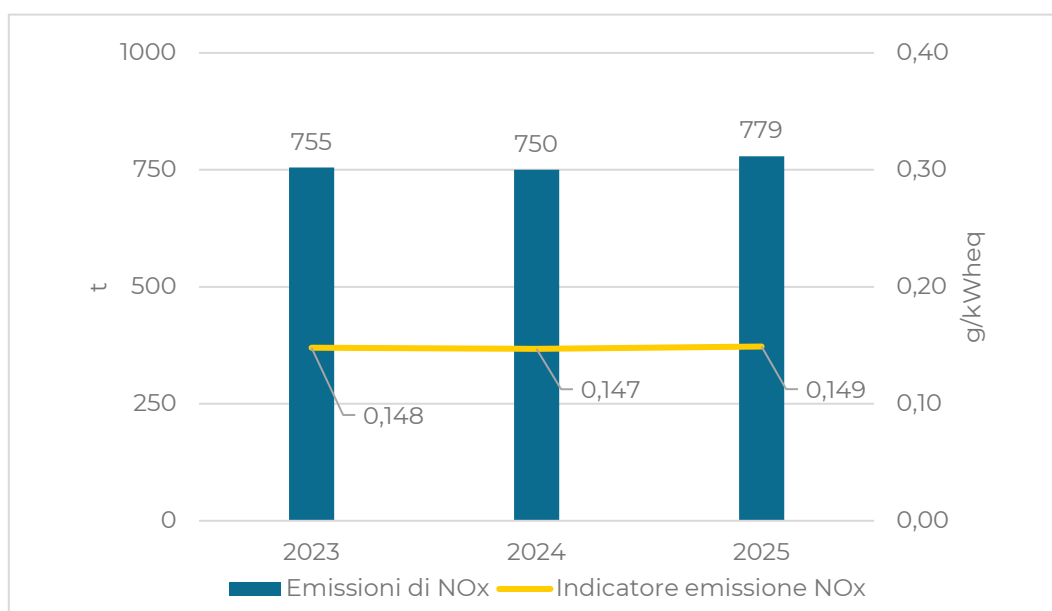


Figura 5 – Emissioni in atmosfera di NO_x: quantità e indicatore di emissione

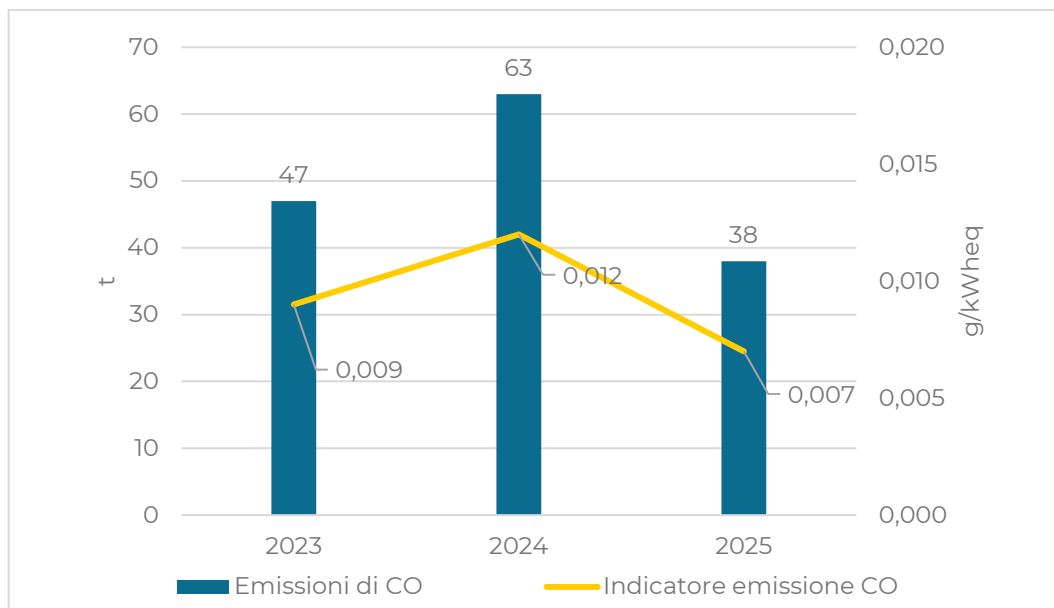


Figura 6 – Emissioni in atmosfera di CO: quantità e indicatore di emissione

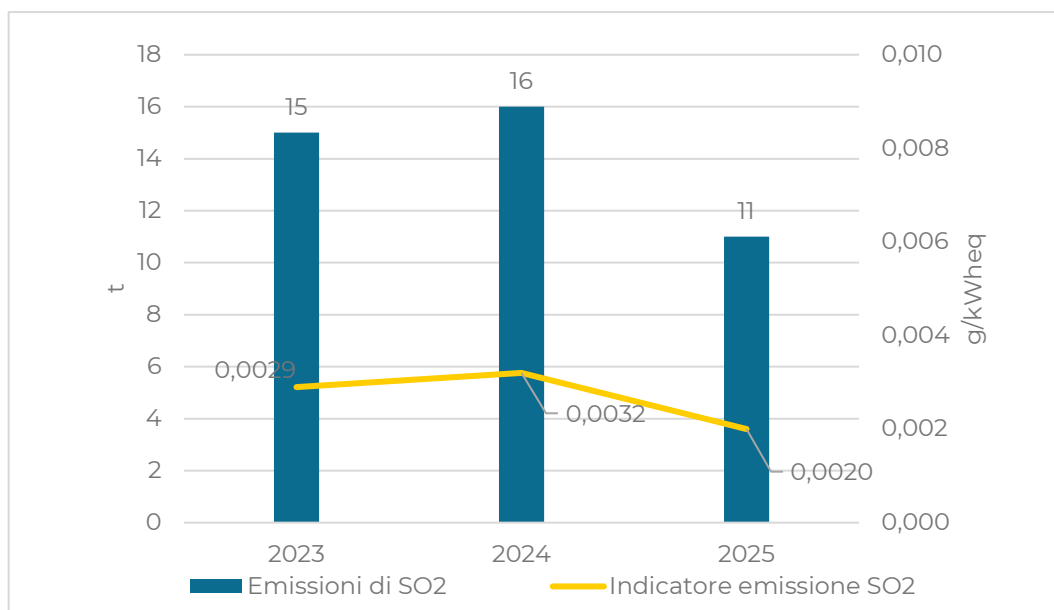


Figura 7 – Emissioni in atmosfera di SO₂: quantità e indicatore di emissione

Emissioni gas serra

La centrale di Ferrera Erbognone è in possesso dell'autorizzazione n. 222 ad emettere gas serra, approvata con Decreto Direttoriale DEC/RAS/2179/2004 e s.m.i. ai sensi della Direttiva Emission Trading System (ETS).

Nell'ambito della partecipazione al quarto periodo di adempimento del sistema europeo di Emission Trading relativo allo scambio di quote di emissione di CO₂ per il periodo 2021-2030 ai sensi della Direttiva 2003/87/CE, il Piano di Monitoraggio versione 1 è stato inviato in data 08/11/2021 ed approvato in data 01/02/2023 con Delibera 27/2023.

La centrale di Ferrera Erbognone ha ottenuto, nei tempi previsti, la certificazione delle emissioni dell'anno 2025 da parte dell'ente esterno di verifica (2.146.721 t di CO₂). Relativamente all'assegnazione di quote di CO₂ gratuite per il periodo 2026÷2030, nel 2025 non sono intervenuti aggiornamenti rispetto all'assegnazione preliminare di quote avvenuta a settembre 2024.

Altre emissioni di gas a effetto serra, non soggette al regolamento ETS, sono riconducibili alle seguenti sostanze:

- Esafluoruro di zolfo
- Idrofluorocarburi
- Protossido di azoto
- Metano

A partire da gennaio 2024, per la rappresentazione dei dati in linea con i requisiti CSRD, sono stati aggiornati i valori dei potenziali di riscaldamento globale GWP e sono stati utilizzati i valori adottati dal 6th Assessment Report IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change – Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Reporting Instructions – in accordo al sistema normativo Eni. Per omogeneità con gli anni precedenti sono stati aggiornati anche i dati relativi all'anno 2023.

Di seguito vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi delle emissioni di GHG:

- **Emissioni di GHG totali**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissioni di CO₂ e CO₂ equivalente da CH₄, N₂O e gas fluorurati.
- **Emissioni di CO₂**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissione totale di CO₂ da combustione e processo, ottenuto sommando la CO₂ certificata (ETS) e quella proveniente da mobility.
- **Emissioni di CH₄**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissioni totali di CH₄, espresse in tCO₂eq/anno, e dovute a combustione e processo, fuggitive e venting.
- **Emissioni di N₂O**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissioni totali di N₂O, espresse in tCO₂eq/anno, e dovute a combustione e processo.
- **Emissione totale fluorurati**, con cui si indica la somma, espressa in tCO₂eq/anno, delle emissioni di idrofluorocarburi ed esafluoruro di zolfo.
- **Emissioni di HFC**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissione totale di idrofluorocarburi (espresso in kg/anno) contenuti negli impianti HVAC;

- **Emissioni di SF₆**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissione totale di esafluoruro di zolfo (espresso in kg/anno) contenuto nei commutatori elettrici;
- **Indicatore di emissione CO₂**, con cui si indica il rapporto tra l'indicatore "Emissioni CO₂" e l'indicatore "Produzione totale di energia".
- **Indicatore di emissione GHG**, con cui si indica il rapporto tra "Emissioni GHG totali" e l'indicatore "Produzione totale di energia".

Nella tabella, di seguito riportata, sono rappresentate le emissioni di gas serra derivanti dalle attività dello stabilimento di Ferrera Erbognone.

Indicatore		UdM	2023	2024	2025
Emissioni GHG totali		tCO ₂ eq/anno	2.213.163 ⁽¹⁾	2.243.432	2.151.473
Emissioni CO₂		t/anno	2.206.461	2.236.271	2.146.739
Emissioni CH₄	Totali	tCO ₂ eq/anno	1.266 ⁽¹⁾	1.254	1.239
	Da combustione e processo	t/anno	36,944 ⁽¹⁾	37,128	37,150
	Fuggitive	t/anno	1,738 ⁽¹⁾	0,711	0,650
	Venting	t/anno	3,816 ⁽¹⁾	4,225	3,76
Emissioni N₂O		tCO ₂ eq/anno	5.139 ⁽¹⁾	5.616	3.282
		tN ₂ O/anno	18,824 ⁽¹⁾	20,571	12,020
Totale fluorurati		tCO ₂ eq	297 ⁽¹⁾	291	214
HFC		kg/anno	22,500 ⁽¹⁾	62,000	108,000
SF₆		kg/anno	10,800 ⁽¹⁾	8,100	2,000

Tabella 6 – Emissioni gas serra

⁽¹⁾ GWP aggiornati come indicato sopra.

Nel complesso, il peso della CO₂ equivalente di derivazione dalle 4 sostanze citate (CH₄, N₂O, HFC ed SF₆), risulta esiguo rispetto alla CO₂ prodotta dalla combustione del gas naturale per la produzione di energia elettrica, si hanno 2.151.473 t di CO₂ equivalente totale contro 2.146.739 t di CO₂ da combustione e processo.

Indicatore	UdM	2023	2024	2025
Indicatore emissione CO₂	gCO ₂ /kWheq	433,5	437,1	409,3
Indicatore emissione GHG	gCO ₂ eq/kWheq	434,8	438,5	410,1

Tabella 7 – Indicatori di emissione di CO₂ e GHG

Nel grafico sottostante è riportata la variazione dell'indice emissivo di CO₂ e GHG, rapportati alla produzione di energia elettrica nel triennio di riferimento.

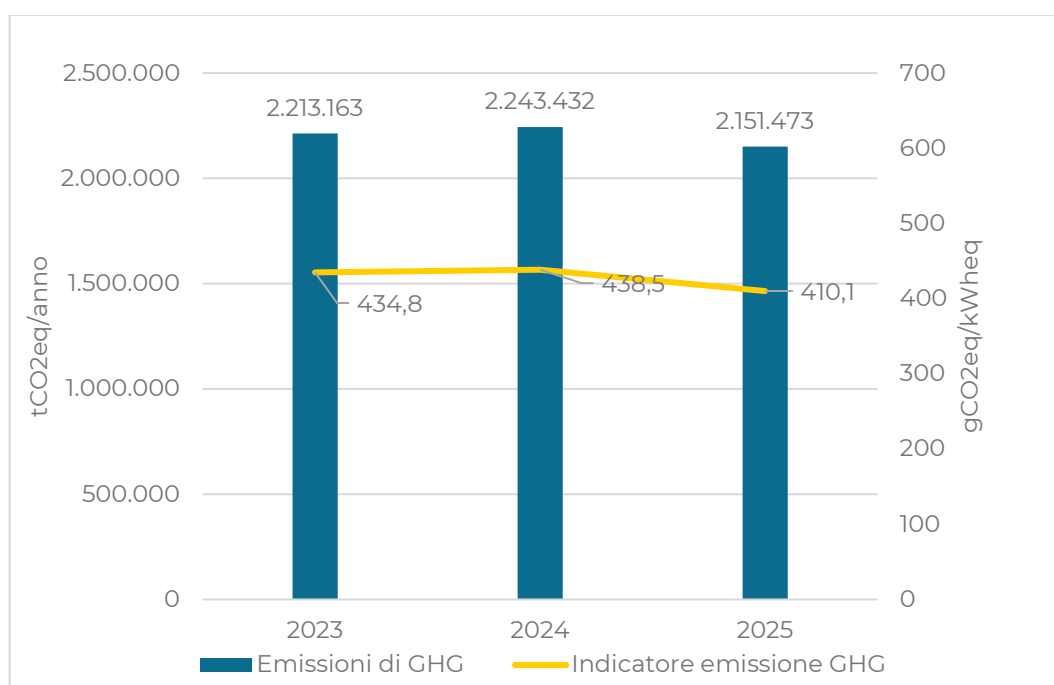


Figura 8 – Emissioni in atmosfera di GHG totali: quantità e indicatore di emissione

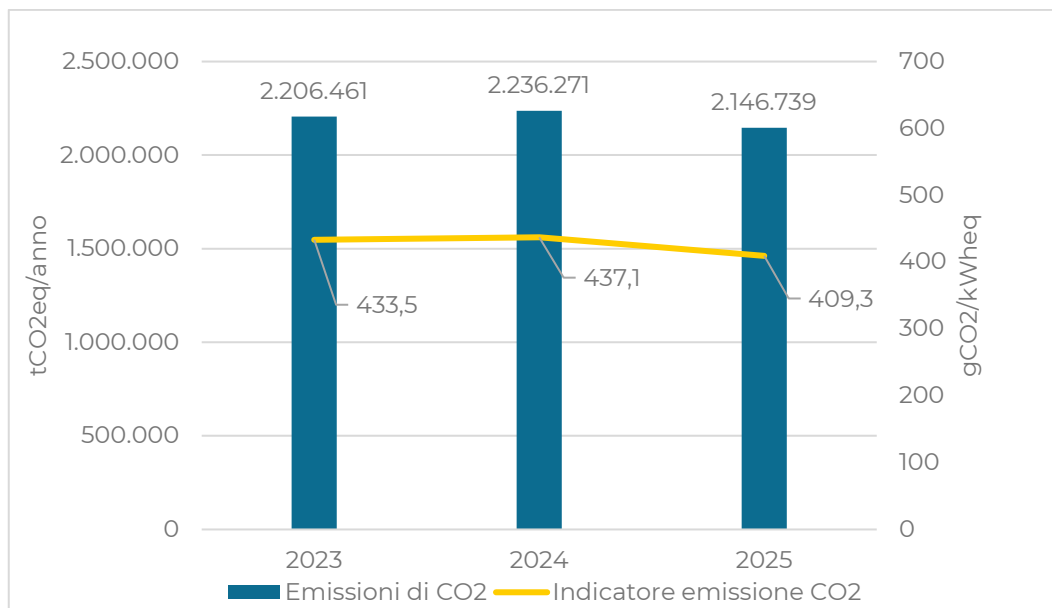


Figura 9 – Emissioni in atmosfera di CO₂: quantità e indice di emissione

Nel 2025 le emissioni complessive di CO₂ sono risultate leggermente inferiori (-4,1%) rispetto al 2024; i valori di CH₄ da combustione e processo sono sostanzialmente equivalenti, mentre i valori di N₂O da combustione e processo (-41,6%) sono nettamente inferiori a causa della mancata ricezione di syngas per il CC3.

Le emissioni di CH₄ fuggitive per l'anno 2025 sono in calo rispetto al 2024 a seguito dell'esecuzione della nuova campagna LDAR, che ha rilevato come nuovo valore complessivo su base annua 0,052 t/anno.

Per quanto riguarda il venting, nel 2025 le emissioni di CH₄ in atmosfera sono state inferiori (-11%) rispetto al 2024 per via della riduzione delle fermate impianto, principalmente dovute ad assetti impianti e opportunità di mercato sia ordinarie che di manutenzione che del numero di fermate/avviamenti.

Nel 2025 si riscontra maggior reintegro di HFC confronto al 2024, per interventi di manutenzione importanti in particolare sui sistemi HVAC della palazzina uffici; per quanto riguarda il gas SF₆ si riscontrano reintegri di piccola entità per entrambe le annualità prese a confronto (2 kg per il 2025 ed 8 kg per il 2024).

Nel corso del 2025 sono stati effettuati i seguenti rabbocchi:

- 108 kg di HFC (R-134a) sugli impianti di condizionamento, pari a 165,240 tCO₂eq (GWP 1.530);
- 8 kg di SF₆ sui commutatori elettrici, pari a 48,6 tCO₂eq (GWP 24.300).

Impiego di risorse naturali ed energetiche

Nella centrale di Ferrera Erbognone non vi sono attività di sfruttamento del suolo, le risorse naturali impiegate sono acqua e combustibili fossili.

Ciclo dell'acqua

Prelievi idrici

Lo stabilimento utilizza le seguenti tipologie di acqua:

- **Acqua demineralizzata**, per il reintegro del ciclo termico, il lavaggio dei compressori turbogas e del sistema di umidificazione aria ingresso compressore turbogas (fornita dalla raffineria Eni);
- **Acqua grezza di superficie ad uso industriale**, (fornita dalla raffineria Eni) per il reintegro delle torri di raffreddamento dei macchinari, il raffreddamento degli spurghi e i lavaggi industriali;
- **Acqua potabile**, proveniente dall'acquedotto pubblico per i servizi igienici della palazzina uffici, della portineria e della cabina posta nella sottostazione elettrica;
- **Acqua per l'impianto antincendio**, in circuito chiuso (fornita dalla raffineria Eni).

Il sito non preleva direttamente acqua dal sottosuolo o da acque superficiali.

Di seguito vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi dei prelievi idrici.

- **Totale acqua dolce prelevata:** indica il quantitativo totale di acqua dolce prelevata, come somma dei seguenti contributi: acqua dolce prelevata da acquedotto o cisterna e acqua demi/industriale proveniente da terzi;
- **Acqua dolce prelevata da acquedotto o cisterna:** indica il quantitativo annuo di acqua dolce prelevata da acquedotto ad uso civile;
- **Acqua demi/industriale proveniente da terzi:** indica il quantitativo annuo di acqua proveniente da terzi (raffineria Eni) per i seguenti scopi:
 - acqua grezza di superficie ad uso industriale
 - acqua per l'impianto antincendio
 - acqua demineralizzata ad uso industriale
- **Prelievo specifico di acqua dolce:** indica il rapporto tra l'indicatore "Totale acqua dolce prelevata" e l'indicatore "Produzione totale di energia".
- **Acqua dolce riutilizzata/riciclata:** indica il quantitativo annuo di acqua riutilizzata/riciclata mediante recupero degli spurghi di caldaia che vengono riutilizzati nel circuito delle acque di raffreddamento.

Indicatore	UdM	2023	2024	2025
Totale Acqua dolce prelevata	Mm ³	2,60	2,31	2,36
Acqua dolce prelevata da acquedotto o cisterna	Mm ³	0,00567	0,0062	0,0039
Acqua demi/industriale proveniente da terzi	Mm ³	2,59	2,31	2,36
Prelievo specifico di acqua dolce	m ³ /GWheq	511	452	450
Acqua dolce riutilizzata/riciclata	Mm ³	0,095	0,093	0,100

Tabella 8 – Volumi di acqua prelevata

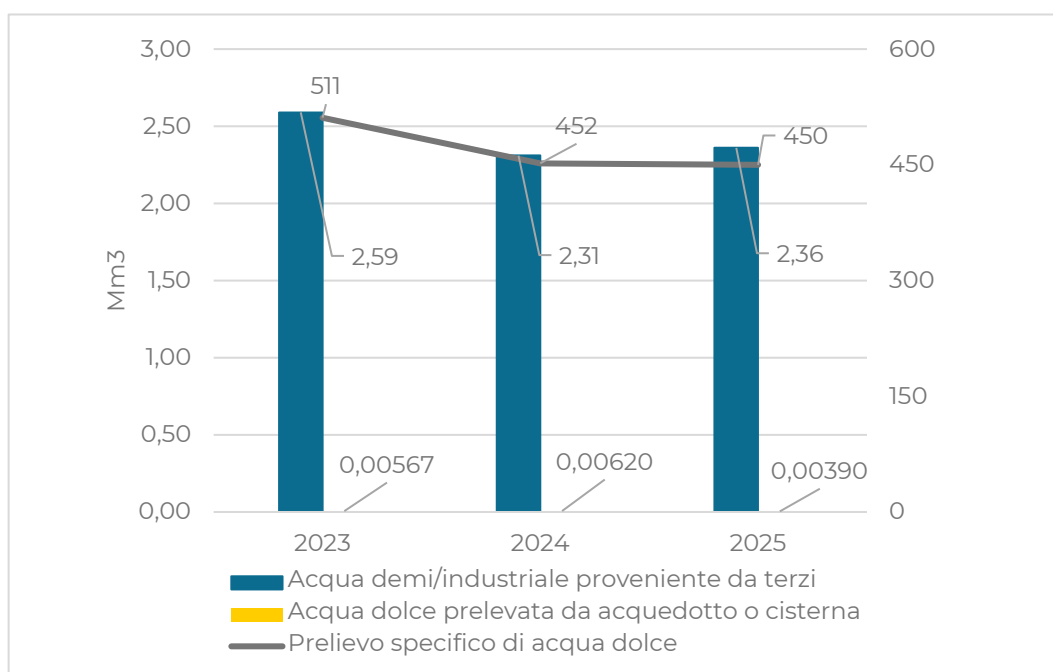


Figura 10 – Prelievi idrici di acqua dolce

Il prelievo di acqua demineralizzata (+2,3% nel 2025) è allineato con la produzione di vapore esportato verso la raffineria (+8,9% nel 2025) e con quello utilizzato per la steam injection per l'abbattimento degli NO_x sul gruppo 3.

Si rileva una sostanziale diminuzione del prelievo di acqua grezza (-34%) rispetto al 2024, questo è dovuto in parte alla diminuzione della quantità di acqua spurgata in continuo dal circuito torri, alle fermate programmate per manutenzione e quelle accidentali che si sono verificate durante l'anno in particolare quelle che hanno coinvolto il CC3 durante il periodo estivo, che hanno ridotto il carico termico da smaltire nelle torri di raffreddamento.

Infine, la riduzione del prelievo di acqua grezza è dovuta ad un aumento del recupero degli spurghi di caldaia, anche se una quota parte di questi non è stata



recuperata nel circuito di torre bensì scaricata nella vasca meteorica in seguito al recupero dell’acqua demi usata per raffreddamento dell’olio controllo TV 3.

Scarichi idrici

In uscita dallo stabilimento si generano le seguenti tipologie di acque reflue:

- Acque sanitarie
- Acque accidentalmente oleose
- Acque meteoriche e drenaggi di processo

Gli scarichi vengono convogliati all’impianto di trattamento acque reflue della raffineria Eni per mezzo di una stazione di pompaggio e attraverso tubazioni aeree.

Di seguito vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi degli scarichi idrici.

- **Acqua dolci scaricate in fogna:** indica il quantitativo annuo di acqua dolce di origine civile scaricata in fogna.

Indicatore	UdM	2023	2024	2025
Acque dolci scaricate in fogna	Mm³	0,110	0,154	0,166

Tabella 9 – Scarichi idrici

Il dato 2025 dell’acqua dolce scaricata risulta in aumento rispetto al 2024 (+8,09%) per quanto descritto in precedenza relativamente al mancato recupero degli spurghi di caldaia. È stato quindi necessario procedere allo scarico degli spurghi di caldaia direttamente nel circuito di scarico delle acque meteoriche, non andando più ad essere recuperati all’interno del circuito delle torri evaporative.

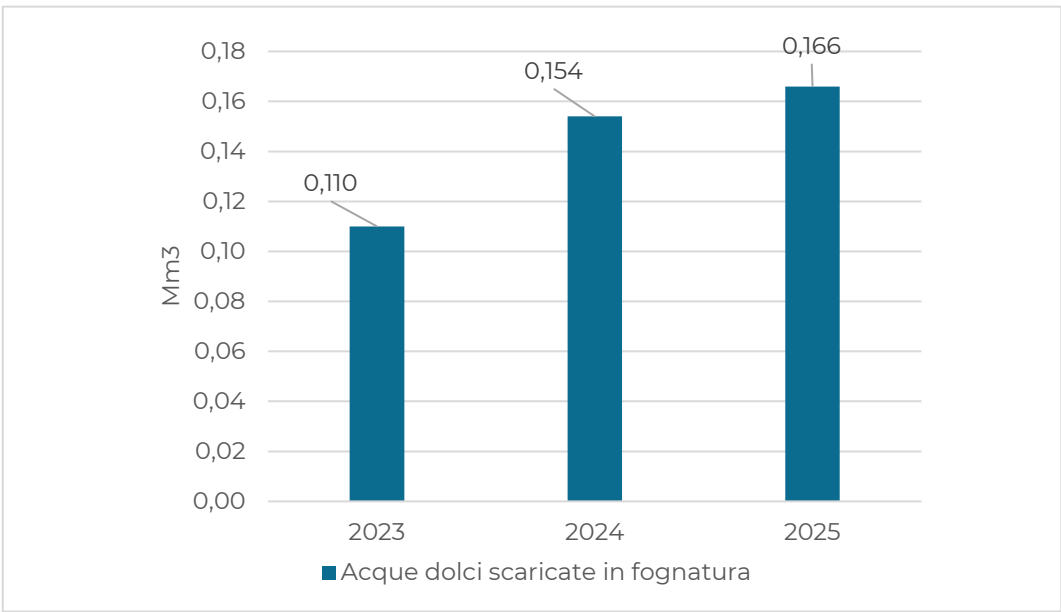


Figura 11 – Scarichi idrici di acqua dolce

Consumo di combustibili ed efficienza energetica

Le centrali Enipower nel mese di giugno 2025 hanno rinnovato la certificazione ai sensi della norma UNI EN ISO 50001:2018 sul sistema di gestione dell'energia, mentre nel corso del 2023 è stata condotta la diagnosi energetica che non ha evidenziato ulteriori interventi rispetto a quanto già proposto nella precedente, ad eccezione degli interventi di ottimizzazione delle performance dei turbogas a carico parziale e del potenziale inserimento di impianti fotovoltaici sulle coperture degli edifici di servizio delle centrali, al fine di ridurre la quota di autoconsumo di energia prodotta da fonte fossile.

Nel presente paragrafo vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi del consumo di combustibili e chemicals e dell'efficienza energetica:

- **Consumo di combustibili – Gas naturale**, con cui si riporta il quantitativo annuo di gas naturale utilizzato dallo Stabilimento, espresso in Tonnellate di Petrolio Equivalenti ("TEP").
- **Consumo di combustibili – Gasolio**, con cui si riporta il quantitativo annuo di gasolio utilizzato nel gruppo elettrogeno dello Stabilimento, espresso in TEP.
- **Consumo di combustibili – Gas di Raffineria (Syngas)**, con cui si riporta il quantitativo annuo di Syngas utilizzato nei cicli combinati dello Stabilimento, espresso in TEP.
- **Consumo di additivi/chemicals**, con cui si riporta il quantitativo annuo di prodotti chimici utilizzati dallo Stabilimento.
- **Fuel utilization**, con cui si intende un indice di rendimento calcolato dal rapporto tra l'energia prodotta al netto degli autoconsumi (pari quindi alla somma degli indicatori "Produzione energia elettrica netta" e "Produzione energia termica") e la quantità di energia primaria introdotta. La fuel utilization equivale al rendimento di primo principio della produzione complessiva.
- **Rendimento exergetico**: si tratta del rendimento del ciclo completo. È dato dal rapporto tra la somma della produzione netta (Elettrica ed equivalente exergetico) e la somma dei contenuti energetici dei prodotti combustibili utilizzati (incluso vapore da terzi). Vengono riportate 2 serie di valori:
 - La prima utilizza il coefficiente exergetico medio storico del vapore prodotto nel sito (0,24 MWheq/t);
 - La seconda calcola il rendimento exergetico netto teorico, associando al vapore esportato l'exergia teorica, corretta considerando un rendimento di espansione isoentropica pari al 90%.

La tabella seguente evidenzia i consumi, mentre il grafico seguente riporta gli andamenti.

Indicatore	UdM	2023	2024	2025
Consumo combustibili: Gas naturale	TEP	747.260	735.576	808.178
Consumo di combustibili: Gasolio	TEP	0,738	0,431	0,738
Consumo di combustibili – Gas di Raffineria (Syngas)	TEP	110.423	121.984	60.303
Consumo di additivi/chemicals	t	83,52	80,49	53,05
Fuel utilization	%CC1	61,41	61,04	64,09
	%CC2	65,82	62,97	62,36
	%CC3	54,23	53,56	52,10
Rendimento exergetico (storico)	% (CC1)	52,76	52,52	52,94
	% (CC2)	51,37	51,41	51,59
	% (CC3)	44,57	44,55	44,06
Rendimento exergetico (teorico)	% (CC1)	52,47	51,63	52,76
	% (CC2)	50,99	51,03	51,46
	% (CC3)	44,18	42,65	44,14

Tabella 10 – Consumo di combustibili

Il rendimento dei gruppi CC1 e CC2 rispetta i livelli riportati nella BAT-C 40 e le prescrizioni AIA (tra 50 e 60%).

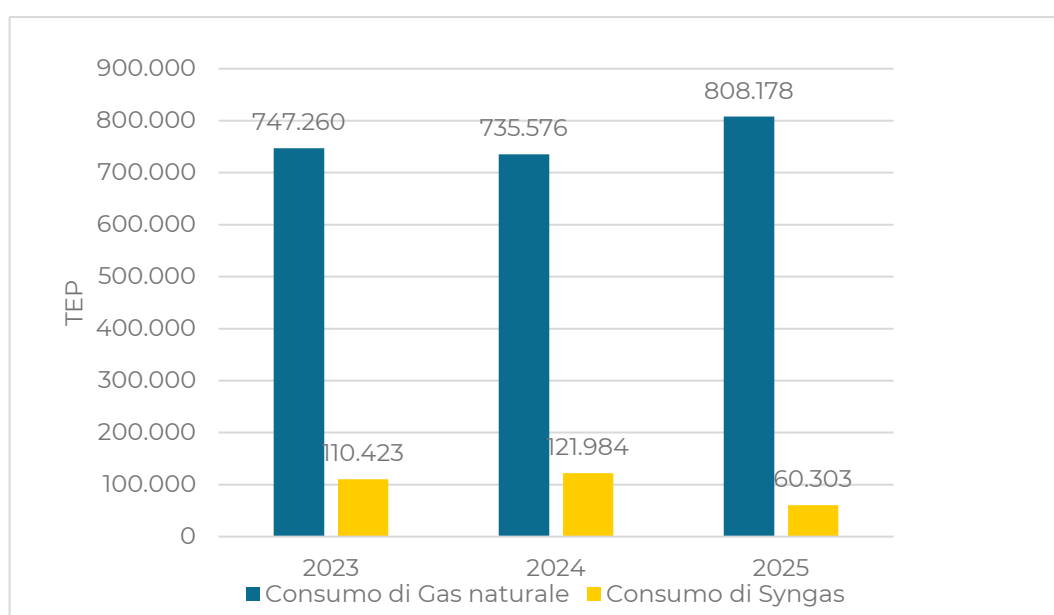


Figura 12 – Consumo di gas naturale e syngas

Nel 2025 si registra un aumento del consumo di gas naturale (+9,46%) dovuto agli scenari di mercato e a causa della marcia del gruppo 3 a metano per indisponibilità Syngas.

Il consumo di syngas è diminuito (-50,78%) rispetto allo stesso periodo del 2024 per la discontinua fornitura da parte della raffineria; la fornitura da parte della raffineria è avvenuta unicamente nei periodi dal 10 febbraio 2025 al 05 maggio 2025 e dal 01 dicembre 2025 al 31 dicembre 2025 (la fornitura è ancora in corso).

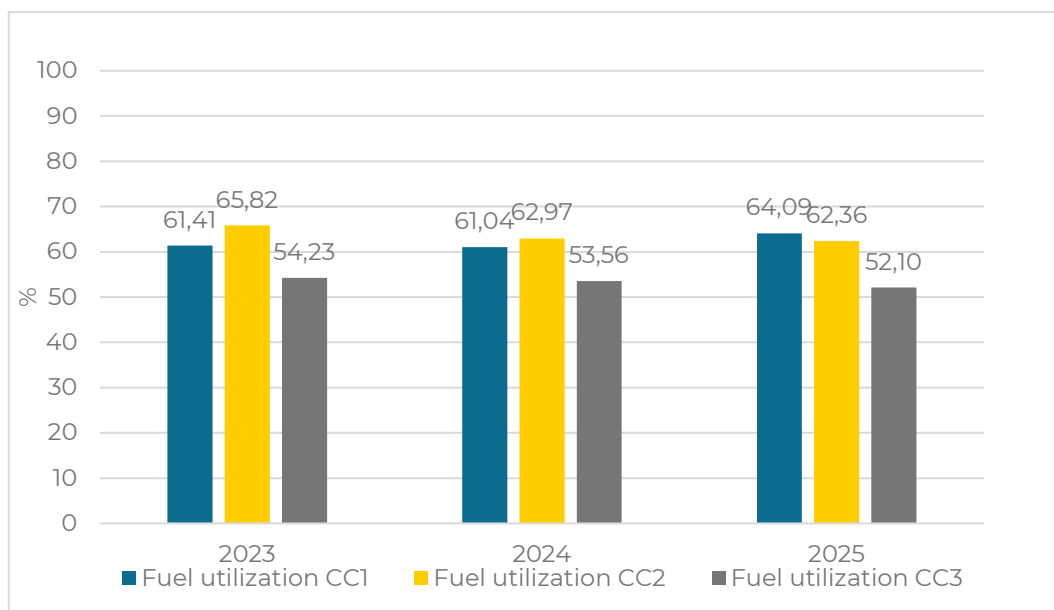


Figura 13 – Fuel utilization

Non si possono apprezzare scostamenti importanti, le differenze sono legate agli esiti di mercato sia per la produzione che per la regolazione della terziaria. L'aumento del parametro sul CC1 è legato alla maggior continuità cogenerativa del gruppo rispetto agli altri due.

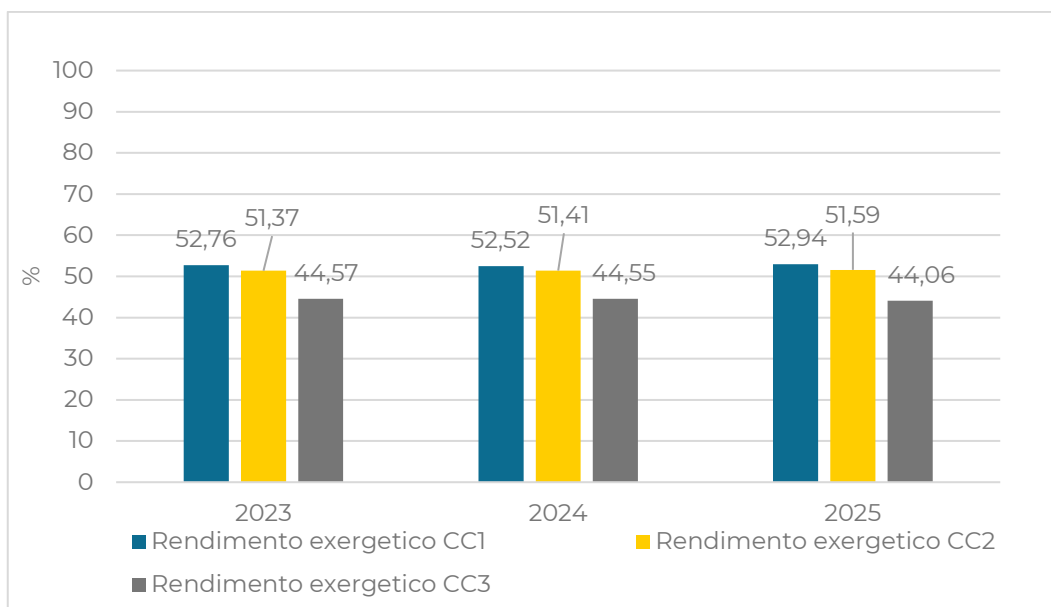


Figura 14 – Rendimento exergetico (storico)

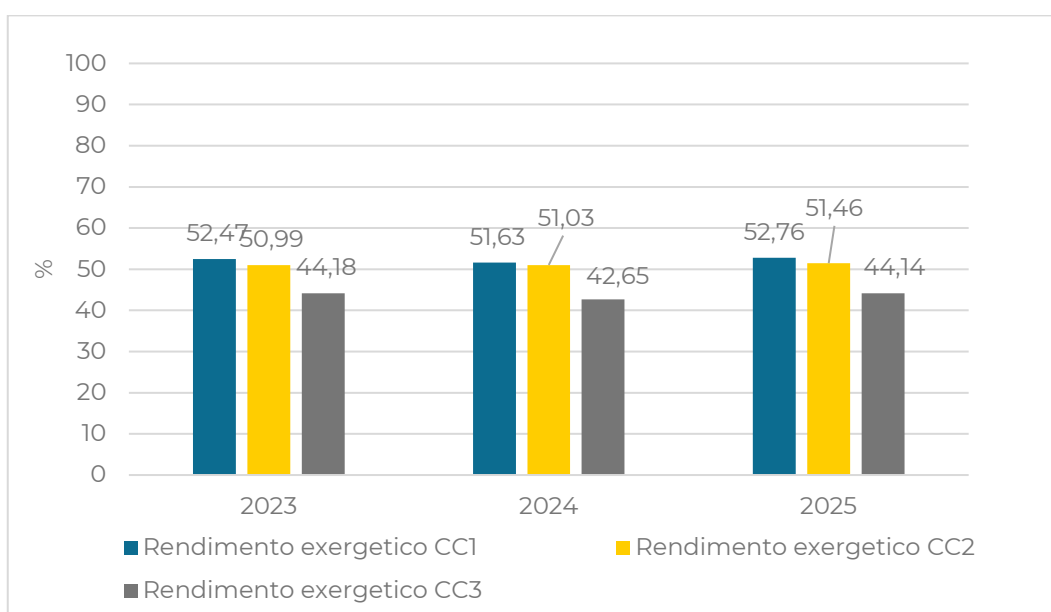


Figura 15 – Rendimento exergetico (teorico)

I rendimenti dei gruppi CC1 e CC2 nel 2025 sono allineati agli anni precedenti e sono legati all'incremento del fattore di carico medio; per quanto riguarda il gruppo CC3 esso è legato alla fornitura di syngas, che, non essendo avvenuta in modo continuativo per tutto l'arco dell'anno, ha condizionato le strategie di mercato e la disponibilità alla marcia del gruppo.

Rifiuti

I rifiuti prodotti da Ferrera Erbognone sono per la maggior parte derivanti dalle attività di manutenzione effettuate, nonché investimenti/dismissioni che comportano operazioni di demolizione/costruzione presso lo stabilimento. Lo sforzo della società è quello di perseguire i criteri di priorità nella gestione dei rifiuti privilegiando dunque nell'ordine la riduzione della produzione, il riutilizzo, il riciclo, il recupero e lo smaltimento.

Nel presente paragrafo vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi della gestione dei rifiuti:

- **Rifiuti pericolosi prodotti**, con cui si indica il quantitativo annuo di rifiuti pericolosi prodotti da attività produttiva, manutenzione/demolizione e bonifica.
- **Rifiuti non pericolosi prodotti**, con cui si indica il quantitativo annuo di rifiuti non pericolosi prodotti da attività produttiva, manutenzione/demolizione e bonifica.
- **Rifiuti recuperati**, con cui si intende un indice ottenuto dal rapporto tra i rifiuti avviati a recupero e il totale dei rifiuti conferiti nel corso dell'anno.
- **Rifiuti smaltiti**, con cui si intende un indice ottenuto dal rapporto tra i rifiuti avviati a smaltimento e il totale dei rifiuti conferiti nel corso dell'anno.

Indicatore	UdM	2023	2024	2025
Rifiuti pericolosi prodotti	t	87,8	123,8	46,6
Rifiuti non pericolosi prodotti	t	116,1	96,5	6096,8
Rifiuti recuperati	%	47,5	42,0	96,8
Rifiuti smaltiti	%	52,5	58,0	3,2

Tabella 11 – Produzione e gestione di rifiuti

Nelle figure seguenti sono riportati i rifiuti prodotti nel triennio di riferimento suddivisi tra pericolosi e non pericolosi, quindi le modalità di gestione con l'indicazione di quanto conferito a smaltimento e a recupero.

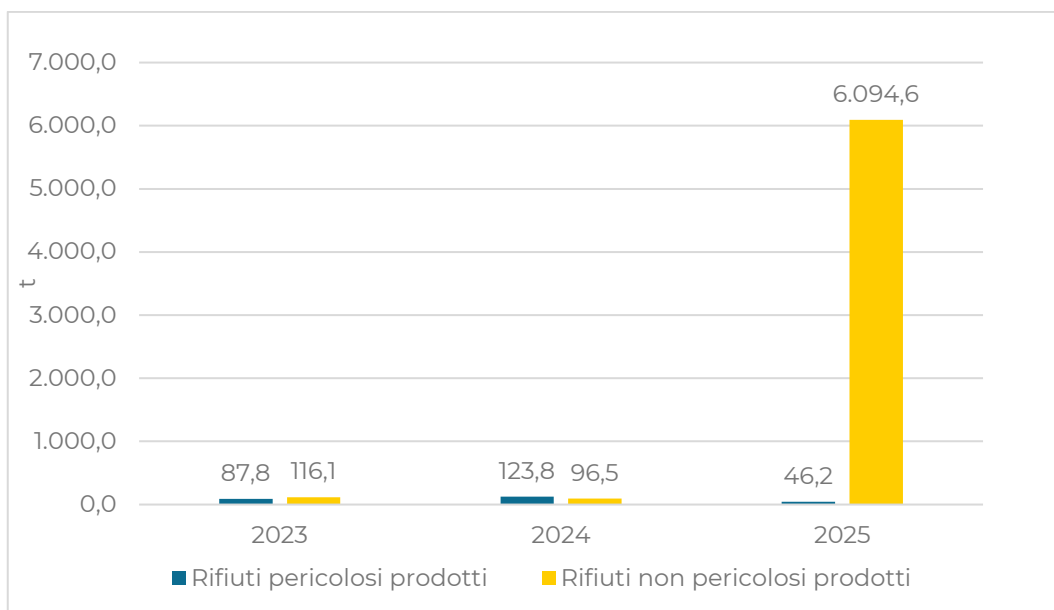


Figura 16 – Produzione rifiuti, differenziati tra pericolosi e non pericolosi

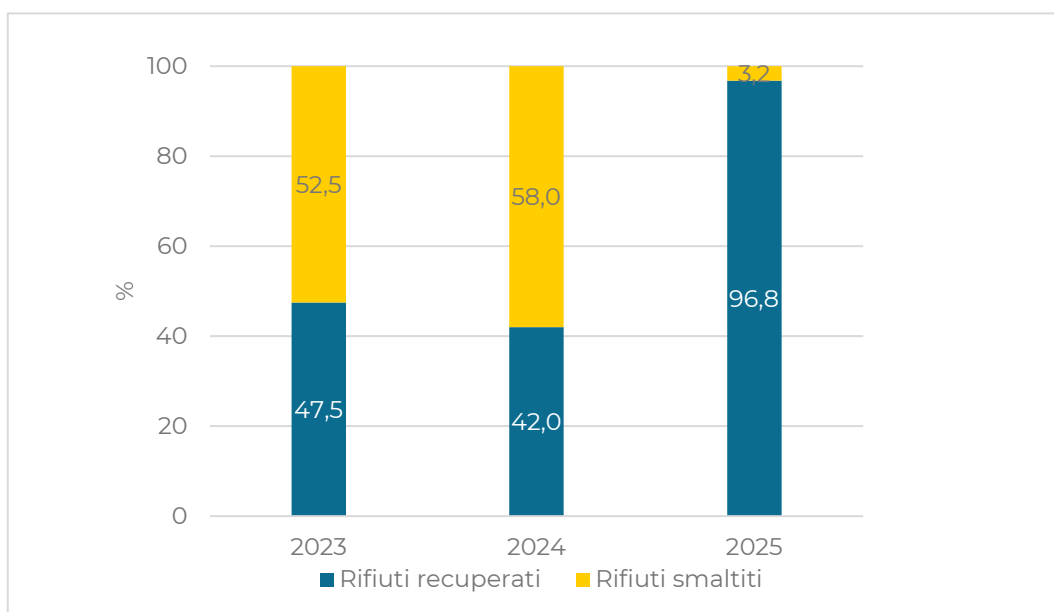


Figura 17 – Modalità di gestione dei rifiuti

Si segnala un forte aumento dei rifiuti non pericolosi dovuti alle attività di eliminazione della ghiaia/terra presente sotto i condensatori dei gruppi 1 e 2.

I rifiuti pericolosi sono minori di quelli del 2024 in quanto in tale anno erano state smaltite le batterie delle cabine elettriche. Il dato rimane comunque in linea con il valore storico.

Per quanto riguarda le operazioni di recupero e smaltimento, i valori dipendono esclusivamente dalla tipologia di rifiuti prodotti.

Si è ritenuto di non indicizzare la produzione di rifiuti all'energia elettrica e termica prodotta, in quanto non direttamente connessa a tale processo, ma derivante principalmente da attività di manutenzione.

Rumore ambientale

Lo stabilimento Enipower di Ferrera Erbognone è adiacente alla Raffineria Eni di Sannazzaro de Burgundi. Il sito è compreso in un contesto prevalentemente agricolo, con l'eccezione dei due centri abitati di Sannazzaro ad est e Ferrera Erbognone a nord-ovest. Il Comune di Ferrera Erbognone (PV) è dotato della classificazione acustica (novembre 2010) del territorio ai sensi della legge quadro 447/95, della L.R. 13/01 e secondo i criteri definiti con la D.G.R. n. VII/9776 del 12 luglio 2002. Di seguito si riporta un estratto della tavola 1 in scala 1:10.000 della zonizzazione acustica del comune di Ferrera Erbognone (PV), con indicata l'area della Centrale.

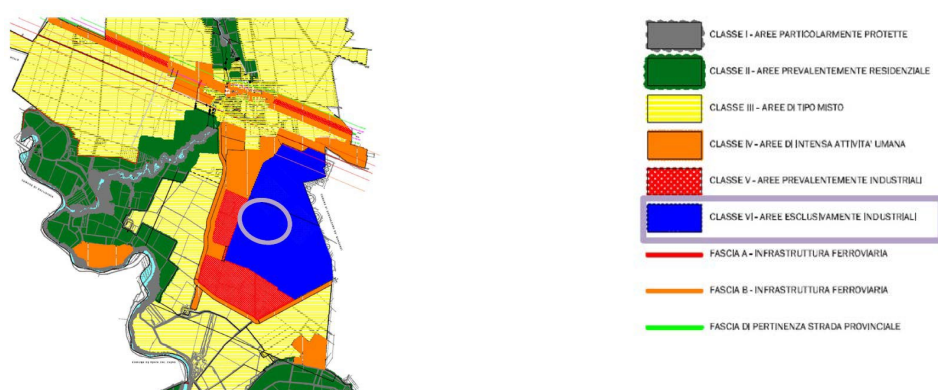


Figura 18 – Estratto della Zonizzazione Acustica del Comune di Ferrera Erbognone

Dalla zonizzazione acustica del Comune di Ferrera Erbognone (PV), ed in particolare dall'estratto della tavola in scala 1:10.000, emerge che le aree di stabilimento sono classificate in classe VI. I limiti acustici di immissione prescritti nel D.P.C.M. 14/11/97, fissati per le varie aree riportate nell'immagine seguente, sono rappresentati nella tabella seguente.

Classe di destinazione d'uso del territorio	Periodo diurno (6-22)	Periodo notturno (22-6)
Classe I – Aree particolarmente protette	50 dBA	40 dBA
Classe II – Aree prevalentemente residenziali	55 dBA	45 dBA
Classe III – Aree di tipo misto	60 dBA	50 dBA
Classe IV – Aree di intensa attività umana	65 dBA	55 dBA
Classe V – Aree prevalentemente industriali	70 dBA	60 dBA
Classe VI – Aree esclusivamente industriali	70 dBA	70 dBA

Tabella 12 – Limiti massimi di immissione per le diverse aree

La zonizzazione acustica prevede inoltre l'applicazione dei valori limite differenziali di immissione in ambiente abitato (differenza tra il rumore ambientale LA con sorgente in funzione ed il rumore residuo LR con sorgente inattiva). Tali limiti sono fissati in 5 dB(A) per il periodo di riferimento diurno e in 3 dB(A) per il periodo di riferimento notturno. Per la classe VI tali limiti non si applicano.

Il limite differenziale è applicabile quando il rumore ambientale (LAeq) misurato a finestre chiuse sia maggiore di 25 dB(A) in periodo notturno o maggiore di 35 dB(A) in periodo diurno oppure quando il rumore ambientale a finestre aperte sia maggiore di 40 dB(A) in periodo notturno o di 50 dB(A) in periodo diurno. Sono inoltre applicabili i valori limite di emissione, riportati in Tabella B del D.P.C.M. 14/11/1997.

Nel 2022 sono state fatte le misurazioni in campo per la campagna quadriennale rumore nei periodi di riferimento diurno e notturno, nelle postazioni previste dal decreto n. DEC-MIN-0000235 del 21/12/12, riesaminato con DM 364 del 07/09/2021 di rinnovo dell'AIA.

Nel 2023, in accordo con quanto previsto dal piano di monitoraggio e controllo relativo al riesame dell'Autorizzazione Integrata Ambientale approvato nel 2021 (DM 364 del 07/09/2021, pubblicata in Gazzetta Ufficiale in data 29/09/2021), è stata eseguita la campagna di misurazioni fonometriche per la valutazione dell'impatto acustico nei confronti dell'ambiente. La campagna è stata effettuata nelle date 7-8-28-29 settembre 2023 e, come da prescrizioni AIA, è stata condotta alle condizioni più gravose (3 gruppi in marcia e carichi come da programma con Terna), in orario diurno e notturno. Il report finale è stato emesso nel mese di novembre 2023 ed è stato inviato agli enti di controllo nel gennaio 2024.

Nella seguente figura sono indicati i confini di proprietà della centrale Enipower e i punti di misura considerati.



Figura 19 – Foto satellitare con indicate il confine di proprietà ed i punti di misura

Per i punti di misura effettuati, di seguito si riportano i valori limite considerati.

Punto di misura	Classi di destinazione d'uso del territorio	Limite assoluto di immissione		Limite differenziale di immissione	
		Diurno dBA	Notturmo dBA	Diurno dBA	Notturmo dBA
R1	IV	65	55	5	3
R2	II	55	45	5	3
R3	III	60	50	5	3
R4	III	60	50	5	3
R5	III	60	50	5	3
R10	III	60	50	5	3
R11	IV	65	55	5	3

Tabella 13 – Valori limite assoluti di immissione

Punto di misura	Classi di destinazione d'uso del territorio	Limite di emissione	
		Diurno dBA	Notturmo dBA
4	VI	65	65
24	VI	65	65

Tabella 14 – Valori limite di emissione

Nelle tabelle seguenti sono riportati i valori del rumore ambientale misurato rispettivamente in periodo diurno e notturno, i valori limite assoluti di immissione e la verifica del rispetto degli stessi.

	Punto di monitoraggio	Risultato misura dB(A)		90° percentile (L90) della misura dB(A)		Valori limite
		Al perimetro aziendale	Aree limitrofe o c/o ricettori	Al perimetro aziendale	Aree limitrofe o c/o ricettori	
Periodo diurno (ore 6.00 - 22.00)	4	56,5		54,7		65
	24	62,0		55,7		65
	R1		48,0		42,6	65
	R2		43,0		38,5	55
	R3		53,0		52,4	60
	R4		40,5		38,2	60
	R5		46,0		37,0	60
	R10		49,0		41,5	60
	R11		48,5		41,6	65

	Punto di monitoraggio	Risultato misura dB(A)		90° percentile (L90) della misura dB(A)		Valori limite
		Al perimetro aziendale	Aree limitrofe o c/o ricettori	Al perimetro aziendale	Aree limitrofe o c/o ricettori	
Periodo notturno (ore 22.00 - 6.00)	4	56,5		54,0		65
	24	56,0		54,3		65
	R1		49,5		48,5	55
	R2		41,5		40,1	45
	R3 ²		n.a.		n.a.	50
	R4		41,0		39,2	50
	R5		43,5		40,9	50
	R10		39,0		36,1	50
	R11		43,5		39,3	55

Tabella 15 – Verifica del rispetto dei valori limite assoluti di immissione

La campagna di monitoraggio acustico effettuata a settembre 2023 ha evidenziato quanto segue:

- I livelli di rumorosità rilevati strumentalmente in corrispondenza dei punti di misura R1, R2, R3, R4, R5, R10 ed R11, sono risultati inferiori ai limiti assoluti di immissione previsti dalla zonizzazione acustica del Comune di Ferrara Erbognone (PV); si evidenzia nuovamente che, per il punto R3, non è stato possibile effettuare la verifica in periodo notturno, in quanto presso il recettore era in funzione a pieno regime un essiccatoio, rumoroso a tal punto da influenzare fortemente il punto di misura;
- livelli di rumorosità rilevati strumentalmente in corrispondenza dei punti di misura 4 e 24, sono risultati inferiori ai limiti di emissione previsti dalla zonizzazione acustica del Comune di Ferrara Erbognone (PV).

Il decreto AIA della centrale prescrive l'effettuazione di campagne del rumore ogni quattro anni.

Amianto

Al 31/12/2025 il sito conferma il suo status di amianto free.

² Non è stato possibile effettuare un rilievo rappresentativo del rumore ambientale con le attività di Enipower S.p.A. in funzione, in quanto in adiacenza al ricettore era in funzione un essiccatoio operante a pieno regime che influenzava fortemente il punto di misura. Si precisa comunque che lo stabilimento Enipower di Ferrara Erbognone non era percepibile.



Dichiarazione Ambientale 2025
**Allegato 4 – Centrale di
Ravenna**

Sommario

La società e l'assetto organizzativo	144
Descrizione della centrale.....	144
Interventi impiantistici.....	147
Principali accadimenti ambientali.....	147
Procedimenti ambientali	148
Inquadramento autorizzativo.....	149
Applicazione delle BAT	150
Gestione degli Stakeholder.....	150
Produzione	153
Aspetti ambientali	156
Emissioni in atmosfera.....	159
Emissioni di macroinquinanti	159
Emissioni gas serra.....	163
Impiego di risorse naturali ed energetiche	166
Ciclo dell'acqua.....	166
Prelievi idrici	166
Scarichi idrici.....	169
Consumo di combustibili ed efficienza energetica	170
Rifiuti	173
Rumore ambientale	176
Assetto 1.....	178
Assetto 2.....	179
Amianto.....	180

La società e l'assetto organizzativo

Nello Stabilimento di Ravenna trovano occupazione circa 70 persone dedicate all'esercizio, alla manutenzione degli impianti e allo svolgimento di alcuni servizi a supporto della produzione. Inoltre, alcune attività, soprattutto quelle di tipo specialistico, vengono svolte da personale esterno attraverso specifici appalti.

La struttura dello Stabilimento è suddivisa in quattro unità, alle dipendenze del Responsabile dello Stabilimento.

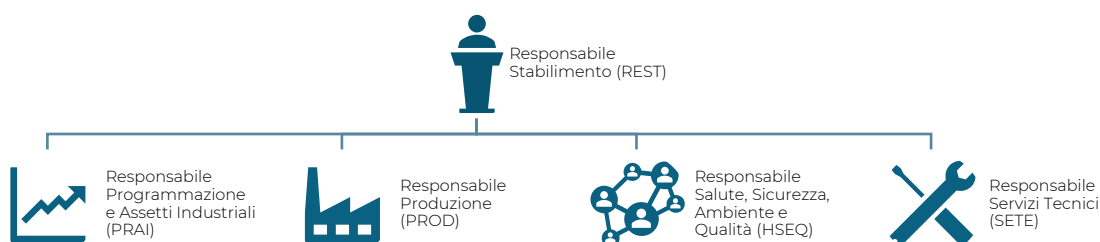


Figura 1 – Assetto organizzativo Enipower di Ravenna

Descrizione della centrale

La centrale Enipower di Ravenna sorge su un'area di circa 9 ettari all'interno del sito petrolchimico multisocietario che comprende altre società, alcune delle quali a rischio di incidente rilevante ai sensi del D. Lgs. 105/2015.

Il sito multisocietario occupa un'area di circa 270 ettari, classificata esclusivamente come area industriale, ubicata lungo il canale Candiano, che collega Ravenna al mare Adriatico.



Figura 2 – Planimetria del sito multisocietario di Ravenna con proprietà di Enipower

La centrale Enipower con le proprie produzioni copre i fabbisogni energetici del sito nonché parte dei consumi elettrici nazionali; essa, ad oggi, presenta un sistema di produzione di energia elettrica e vapore costituito dai seguenti impianti:

- Cicli Combinati CC1 e CC2 (nel seguito “CC1” e “CC2” o “CC”), impianti cogenerativi e quindi in grado di produrre contestualmente energia elettrica e vapore, ognuno dei quali comprende:
 - una Turbina a gas con capacità di 266MWe di potenza (11-TG-001 e 12-TG-001);
 - un Generatore di vapore a recupero, in grado di produrre 280 ton/h di vapore ad alta pressione, 44 ton/ha media pressione e 32 ton/ha bassa pressione (31-BA-001 e 32-BA-001);
 - una Turbina a vapore da 127 MWe, con estrazione di vapore a media e bassa pressione (11-TD-001 e 12-TD-001).
- Caldaia a fuoco diretto B600 (nel seguito “B600”) di potenza pari a 170 MWt, in grado di produrre un massimo di 200 ton/h di vapore a media pressione.
- Turbine a gas 20-TG-1701 e 20-TG-1801 (nel seguito “Peakers”) di taglia 56 MWe e 138 MWt ciascuno, in grado di produrre unicamente energia elettrica.

Lo Stabilimento può esercire in Assetto 1 (Cicli Combinati e Peakers), oppure in Assetto 2 nel caso di fermata di almeno un Ciclo Combinato (un Ciclo Combinato, Peakers e B600).

Parti comuni

- stazione di riduzione gas posta in isola 17;
- rete di distribuzione elettrica;
- sottostazione elettrica ad alta tensione posta in isola 19 (380 kV e 132 kV).

Il vapore prodotto da Enipower viene distribuito agli utenti del sito multisocietario tramite una rete di proprietà della società consortile Ravenna Servizi Industriali (RSI).

La rete elettrica dello stabilimento è costituita da diverse sezioni:

- sezione 6 kV;
- sezione 15 kV;
- sezione 132 kV;
- sezione 380 kV.

La sezione a 6 kV consente l'alimentazione elettrica delle apparecchiature dello stabilimento, tale sezione è derivata tramite appositi trasformatori dalla sezione a 380 kV.

La sezione 15 kV è adibita alla distribuzione di energia elettrica al sito multisocietario.

Le sezioni 132 kV e 380 kV costituiscono due nodi sia per distribuire energia elettrica alla rete di trasmissione nazionale (RTN) sia per prelevarla da essa, qualora la produzione interna non sia sufficiente per soddisfare i fabbisogni del sito multisocietario.

Nella seguente immagine è riportato il flusso di massa ed energia della centrale di Ravenna dell'anno 2025.





Interventi impiantistici

A seguito dell'entrata in esercizio dei nuovi impianti, gli impianti esistenti caldaia B400 e ciclo combinato TG501-TD300-TD2 sono stati posti fuori servizio e sono state avviate le operazioni di messa in sicurezza. Le principali attività di messa in sicurezza della B400 sono state completate a Dicembre 2024, mentre le attività di messa in sicurezza di TG501-TD300 sono state concluse nel Dicembre 2024 al netto di alcune attività residuali sul sistema DCS utili per migrare alcune misure sui nuovi sistemi di controllo, completate a giugno del 2025. Le attività di verifica sulle condotte acqua mare utili a definire le modalità di messa in sicurezza sono attualmente in corso.

Nel 2025 non sono occorse modifiche agli impianti ausiliari Enipower, quali le Sottostazioni Elettriche di collegamento alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) e la Stazione di Decompressione Gas Naturale.

Nel corso del 2025 sono state le attività di realizzazione di cabinati fonoassorbenti presso le Stazioni di riduzione vapore della CTE isola 11.

Il sito multisocietario mantiene il suo impegno a tutela della risorsa idrica. Rilevante in questo ambito, è l'investimento in corso di realizzazione per il revamping dell'impianto TAC (Trattamento Acque Carico) di proprietà e gestione del Consorzio RSI (Ravenna Servizi Industriali) i cui soci sono le società presenti nel sito multisocietario di Ravenna tra cui Enipower. L'investimento prevede la sostituzione del vecchio impianto a resine a scambio ionico con un nuovo impianto a ultrafiltrazione e osmosi inversa. L'utilizzo della tecnologia a osmosi consentirà un maggior recupero interno delle acque e permetterà di ridurre i prelievi di acqua dolce. Nel corso del 2023 è stata completata la gara di appalto e, nel corso del 2024, sono iniziati i lavori di demolizione che sono terminati a fine 2025. L'avviamento dell'impianto è previsto entro giugno 2026¹.

Principali accadimenti ambientali

Nel 2025 la centrale di Ravenna non ha vissuto eventi con ricadute ambientali.

¹ Informazioni fornite dal consorzio Ravenna Servizi Industriali (RSI)

Procedimenti ambientali

Monitoraggio acqua di falda – piezometri

In accordo al piano di monitoraggio prescritto dal provvedimento della provincia di Ravenna (n. 290 del 14.07.2009), è proseguita, a cura RSI, la campagna di monitoraggio trimestrale della falda locale (sottostazione elettrica isola 19), le cui analisi non hanno riscontrato presenza di fibre di amianto.

Bonifica della falda

Nel corso del 2025 sono proseguite le attività, da parte di RSI, legate alla bonifica della falda come da progetto definitivo approvato dal comune di Ravenna in data 01/09/2009, che prevede interventi localizzati in aree al di fuori dei limiti di proprietà Enipower ed un monitoraggio periodico generale dello stato della falda di sito.

Gestione acqua prima pioggia

Nel 2025 è proseguita la gestione da parte della società consortile RSI del sistema acque di prima pioggia del sito multisocietario.

Salvaguardia del suolo e sottosuolo

Nel sito non vi è la presenza di terreni contaminati e non sono in corso procedimenti di bonifica, se non quelli determinati di concerto con gli altri coinsediati e gestiti operativamente dal il consorzio RSI e che riguardano esclusivamente la falda (vedi paragrafo precedente).

Lo stato dei terreni, della gestione delle matrici ambientali, e degli asset analizzati non presentano criticità.

Per quanto riguarda l'operatività della centrale, nell'ottica della massima salvaguardia del suolo e della falda, tutti i serbatoi contenenti prodotti chimici ed olio di lubrificazione sono installati fuori terra e dotati di bacino di contenimento; non sono presenti serbatoi interrati. Le aree in cui sono presenti i bacini di contenimento sono presidiate dal personale di impianto.

Inquadramento autorizzativo

Nel corso del 2025 non sono state trasmesse istanze di Riesame di AIA, né di modifiche sostanziali.

La centrale di Ravenna è in possesso delle seguenti autorizzazioni:

- Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) prot. DVA_DEC-2012-0000337 del 03/07/2012, della quale è stato dato avviso nella Gazzetta Ufficiale n. 192 del 18 agosto 2012. L'AIA è stata sottoposta a riesame complessivo, rilasciato con DM MITE n. 246 del 10 giugno 2021. All'interno del riesame è stata ottenuta l'autorizzazione all'esercizio della caldaia B600, oggi in esercizio, successivamente integrata e modificata da:
 - DM 437 del 27/10/2021 di aggiornamento dell'AIA rilasciata con provvedimento DEC-MIN-0000246 del 10/06/2021 per l'esercizio della centrale termoelettrica Enipower di Ravenna, per la modifica sostanziale "Sostituzione TG501 con nuove TG Capacity Strategy".
 - PIC ID 170/17207 per Modifica non sostanziale per "interventi di efficientamento delle aree di deposito temporaneo dei rifiuti e di stoccaggio delle materie prime" ai sensi dell'art. 29-novies D.Lgs. 152/06.
 - PIC ID 170/17206 e PMC6 rev.0 in seguito a "Riesame parziale per fattibilità riduzione del limite annuo NO_x per la caldaia B600" ai sensi dell'art. 29-octies D. Lgs. 152/06.
- Autorizzazione ad emettere gas serra ai sensi del Regolamento Emission Trading System (ETS) n. 547.
- CPI - pratica VVF n.34176 rilasciata dal Comando Provinciale dei Vigili del Fuoco Ravenna in data 09/03/2026 e valida fino al 09/03/2031.

Nuovo ciclo combinato ad alta efficienza in sostituzione dei due esistenti

Nel corso del 2024 sono state avviate da Enipower verso gli Enti Esterni le procedure autorizzative per la realizzazione di un nuovo ciclo combinato ad alta efficienza in sostituzione dei due esistenti, da realizzare all'interno del perimetro del sito multisocietario. Il progetto prevede l'installazione di un nuovo ciclo combinato cogenerativo ad alta efficienza con potenza di circa 840 MWe alimentato a gas naturale allineato alle migliori prestazioni tecnologiche ed ambientali che sarà costituito da:

- Una turbina a gas ad alta efficienza, con relativo generatore elettrico ed ausiliari di macchina;
- Una caldaia a recupero di vapore a tre livelli di pressione equipaggiata con sistema catalitico di riduzione NO_x;
- Una turbina a vapore con relativo generatore elettrico ed ausiliari di macchina;
- Un condensatore di vapore ad aria, al fine di non ricorrere all'utilizzo di risorsa idrica e rendere l'impianto resiliente ad eventi di crisi idrica.

Il progetto prevede che il nuovo impianto sostituisca i due cicli combinati esistenti determinando una generale riduzione degli impatti sulle principali componenti ambientali. Al momento è in corso l'iter di VIA.

Applicazione delle BAT

La Commissione Europea, con decisione di esecuzione 31 luglio 2017, n. 2017/1442/UE, ha adottato, a norme della direttiva 2010/75/UE, le “Conclusioni sulle BAT” (acronimo di “Best Available Techniques” ovvero “Migliori Tecniche Disponibili”) per i “Grandi Impianti di Combustione” (GIC, centrali con potenza termica nominale pari o superiore a 50 MW).

A seguito di questo importante aggiornamento normativo, Enipower, nel corso del 2018, ha istituito un gruppo di lavoro che ha svolto una gap analysis relativamente alle BAT di settore con lo scopo di verificarne lo stato di attuazione. Ai fini dello studio sono state considerate le “conclusioni generali sulle BAT” (BAT 1÷17) e le “conclusioni sulle BAT per la combustione di gas naturale” (BAT 40÷45) elencate nell’Allegato della Decisione di Esecuzione (UE) della Commissione del 31 luglio 2017.

A seguito di tale attività si è potuto verificare che le BAT GIC risultano applicate alla Centrale di Ravenna.

Gestione degli Stakeholder

Lo strumento di riferimento per la mappatura degli stakeholder nelle realtà operative Eni è l'SMS (Stakeholder Management System), una piattaforma web-based che consente di:

- Mappare, classificare e prioritizzare gli stakeholder;
- Archiviare le interazioni rilevanti (es. minute di incontri, lettere, e-mail, ecc.) con gli stakeholder, con focus su quelle focalizzate su temi di sostenibilità;
- Tracciare le richieste di sostenibilità e le eventuali lamentele (grievances) ricevute;
- Identificare gli stakeholder rilevanti e quelli eventualmente critici, con evidenza dei temi più richiesti;
- Tracciare le azioni di Eni (inclusi i progetti per il territorio locale) in risposta alle richieste degli stakeholder;
- Geolocalizzare gli stakeholder.

Tutti i principali stakeholder esterni dello stabilimento sono stati caricati all'interno del database ottenendone una matrice di rischio in termini di rilevanza e attitudine, visibile nella figura di seguito Figura 3.

La matrice, in base all'ultimo aggiornamento eseguito in data 08/01/2025, non ha evidenziato grievances e stakeholder critici.



Figura 3 – Output del software SMS

Gli stakeholder dello stabilimento Enipower di Ravenna non hanno subito variazioni significative in termini di rilevanza nel corso del 2025.

Di seguito si riporta l'elenco dei principali stakeholder dello stabilimento:

- Agenzia delle Dogane e dei Monopoli Ufficio delle Dogane di Ravenna
- ARPAE Agenzia Prevenzione Ambiente Energia dell'Emilia Romagna
- ARPAE Area Prevenzione Ambientale Est - sede di Ravenna
- AUSL - Azienda Unità Sanitaria Locale della Romagna - Distretto di Ravenna
- Autorità di Sistema Portuale del Mare Adriatico centro settentrionale
- Camera di Commercio - Ravenna e Ferrara
- CGIL/FILCTEM Ravenna
- CISL FEMCA Ravenna
- Comando Provinciale dei Vigili del Fuoco Ravenna



- Comitato Nazionale per la Gestione ETS
- Comitato Tecnico Regionale Emilia-Romagna (CTR)
- Comune di Ravenna
- Confindustria Ravenna
- Enti di certificazione
- GSE - Gestione Servizi Energetici
- Guardia Costiera - Direzione Marittima di Ravenna
- Guardia Costiera Direzione marittima di Ravenna
- Guardia di Finanza - Comando Provinciale di Ravenna
- HERAmbiente SpA
- INAIL Dipartimento Innovazioni tecnologiche sicurezza impianti, prodotti e insediamenti antropici
- INAIL Unità operativa territoriale di certificazione, verifica e ricerca Forlì (Ex ISPESL)
- INAIL Unità Operativa Territoriale di certificazione, verifica e ricerca Roma (Ex ISPESL)- Ravenna
- INPS Direzione Provinciale di Ravenna
- Ispettorato Territoriale del Lavoro Ravenna-Ferrara
- Istituti scolastici di Ravenna
- Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA)
- Legambiente Italia
- Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE)
- Polizia Municipale di Ravenna
- Polo chimico di Ravenna
- Prefettura di Ravenna
- Provincia di Ravenna
- Questura di Ravenna
- Ravenna - Indotto locale
- Ravenna - Indotto nazionale
- Regione Emilia-Romagna
- RSI - Ravenna Servizi Industriali
- Snam
- Terna Rete Italia S.p.A.
- UIL/UILTEC Ravenna

In generale, si osserva come nessun stakeholder sia ritenuto con una disponibilità negativa o moderatamente negativa nei confronti dello stabilimento.

Nel periodo considerato dalla presente Dichiarazione Ambientale non ci sono stati reclami o segnalazioni da parte di stakeholder ed enti competenti in materia ambientale.

Nel corso del 2025, lo Stabilimento Enipower di Ravenna, oltre a mantenere i rapporti routinari con i fornitori di servizi interni ed esterni nonché a svolgere le attività di controllo e ispezione pianificate, è stato parte attiva di iniziative trasversali, tra le quali si segnalano:

- Pubblicazione del Report Locale di Sostenibilità 2024: un documento pubblicato su base annuale che contiene dichiarazioni previsionali (forward-looking statement) relative alle diverse tematiche ivi trattate, con cui Eni intende raccontare l'impegno della propria strategia di Just Transition presso le sedi operative di Ravenna. Le tematiche affrontate spaziano dai progressi nella transizione energetica del Gruppo all'innovazione, dalla maggiore attenzione all'ambiente ed alla sicurezza sul lavoro, fino ai progetti sviluppati in collaborazione con le istituzioni pubbliche locali, la società civile, e gli enti di promozione culturale. Il documento è stato presentato in data 22/10/2025 in seduta plenaria a tutti gli stakeholder individuata da Eni S.p.A., assieme a Eni Rewind, DICS e Versalis.
- Partecipazione all'incontro organizzato in collaborazione con il team Sostenibilità Eni in data martedì 18 novembre, con l'obiettivo di sensibilizzare e formare sul tema della violenza di genere. All'evento ha partecipato Linea Rosa e il Centro Antiviolenza, che aiutano e sostiene le donne di Ravenna, Cervia e Russi.
- In data 19 giugno 2025 si è tenuto il "Safety & Environment Day 2025" alla presenza del Top Management e degli appaltatori in occasione della quale sono stati condivisi i risultati ottenuti, con l'illustrazione delle linee di indirizzo del gruppo nella costruzione e consolidamento dei processi HSE; durante l'evento è stato inoltre rinnovato il "Patto per la Sicurezza e l'Ambiente" con gli appaltatori a sottolineare l'impegno di tutti nel rispetto e tutela dell'ambiente, oltre che della salute e sicurezza di tutti i lavoratori.
- In data 27 Novembre 2025 si è tenuto, presso la sede di Milano, il "HSE Day Enipower 2025", con collegamento video presso la locale Sala Riunioni della Palazzina Direzione in Isola 10 di Enipower Ravenna, che ha visto la partecipazione del Top Management di Enipower e della Direzione Power Generation & Marketing, ove sono state affrontate le tematiche HSE che costituiscono il fondamento dell'attività del gruppo.

Produzione

L'assetto tipico degli impianti tenuto nel 2025 è stato il seguente:

- Ciclo Combinato 1 in marcia
- Ciclo Combinato 2 in marcia
- Caldaia B600 ferma in hot stand-by e disponibile all'avviamento
- Turbine Peakers disponibili all'avviamento in ragione delle esigenze della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN)
- Stabilimento collegato alla Rete Elettrica Nazionale tramite linea ERA a 380 kV e linee 713 e 714 a 132 kV.

Le attività di manutenzione programmata sulle unità di generazione, nel 2025, sono state le seguenti:

- Ciclo Combinato 1: fermata Minor nel periodo 15 maggio – 8 giugno 2025. La fermata di manutenzione è stata eseguita senza criticità procedendo in particolare con il revamping dei sistemi di eccitazione di Turbina a Gas e Turbina a Vapore.
- Ciclo Combinato 2: fermata minor nel periodo 19/9-2/10/2025. La fermata di manutenzione è stata eseguita senza particolari criticità.
- B600: ispezione annuale nel periodo 10-16 novembre 2025.
- Peakers: ispezione annuale nel periodo 20-24 ottobre 2025.

Nella tabella e nel grafico di seguito, sono indicate le produzioni dello stabilimento di Ravenna, suddivise per tipologia per il triennio di riferimento. In particolare, vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi del ciclo produttivo:

- **Produzione energia elettrica lorda**, con cui si intende tutta l'energia elettrica prodotta;
- **Produzione energia elettrica netta**, con cui si intende l'energia elettrica prodotta, al netto degli autoconsumi;
- **Equivalente exergetico² dell'energia termica prodotta**, con cui si indica la quantità di energia elettrica che sarebbe prodotta qualora il vapore distribuito ai clienti venisse utilizzato completamente in turbina a vapore per produrre energia elettrica. Il dato di vapore da considerare è al netto degli autoconsumi;
- **Energia elettrica equivalente (produzione totale)**, pari dalla somma degli indicatori "Produzione energia elettrica lorda" e "Equivalente exergetico dell'energia termica prodotta".

Indicatore	UdM	2023	2024	2025
Produzione energia elettrica lorda	MWh	4.447.560	3.779.320	3.998.679
Produzione energia elettrica netta	MWh	4.353.296	3.691.600	3.909.223
Equivalente exergetico dell'energia termica prodotta (vapore di Media e Bassa Pressione)	MWheq	223.774	258.868	217.022
Energia elettrica equivalente (produzione totale)	MWheq	4.671.334	4.038.188	4.215.701

Tabella 1 – Produzione di energia

² Si definisce exergia la quantità di energia elettrica che sarebbe prodotta qualora il vapore distribuito ai clienti fosse utilizzato completamente in turbina per produrre solamente energia elettrica. A titolo di esempio, una turbina dalla quale si prelevano 10 t/h di vapore con una pressione di 50 bar per i clienti produce una minor quantità di energia elettrica, circa 3 MW, di una turbina di pari caratteristiche in cui una analoga quantità di vapore viene lasciata espandere completamente.

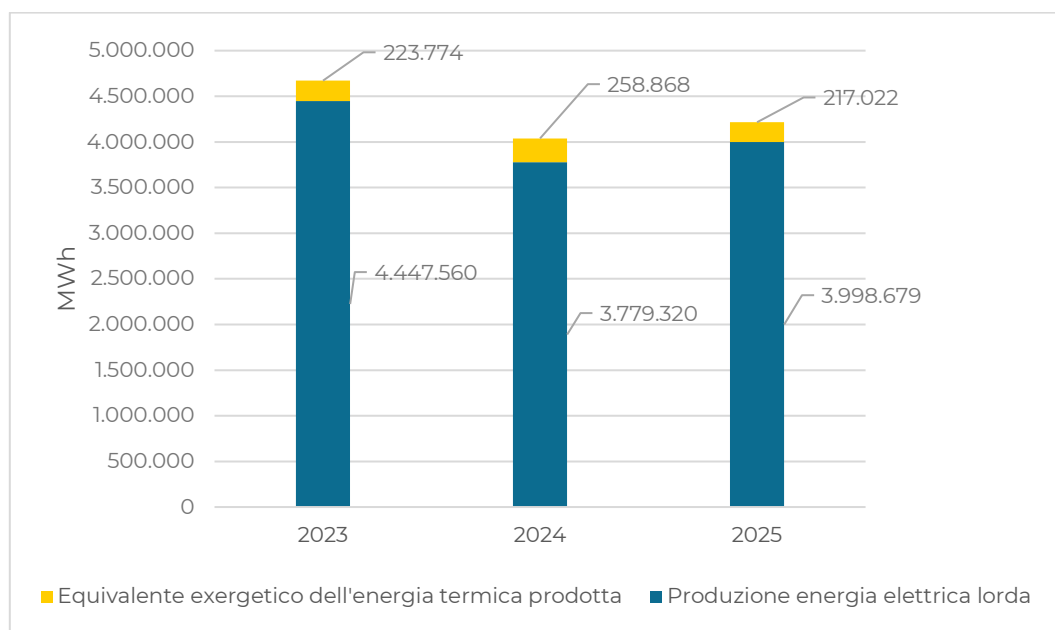


Figura 4 – Produzioni annue di energia elettrica lorda ed equivalente exergetico dell'energia termica prodotta

La produzione di EE rispetto allo stesso periodo del 2024 è aumentata quasi del 5%, mentre è diminuita del 16% la produzione di energia termica da caldaia ausiliaria, meno utilizzata rispetto all'anno precedente.

Aspetti ambientali

Enipower ha effettuato un'analisi iniziale degli aspetti ambientali, pertinenti alle attività dell'organizzazione, che generano un impatto sull'ambiente. La significatività degli aspetti ambientali viene valutata ogni anno.

Nel 2025 Enipower ha aggiornato l'analisi degli aspetti ambientali ex opi-hse-008 di Eni "Analisi degli aspetti ambientali e degli impatti/rischi per l'ambiente e l'organizzazione", pertinenti alle attività dell'organizzazione, che generano un impatto sull'ambiente.

Nella tabella seguente si riportano gli aspetti ambientali caratterizzanti le attività dello stabilimento di Ravenna con la relativa valutazione del loro livello di rischio residuo, individuati dall'ultimo aggiornamento della metodologia per la valutazione degli aspetti ambientali.

Alcuni degli aspetti ambientali sottoelencati sono soggetti a limiti e prescrizioni normati dall'Autorizzazione Integrata Ambientale, cui si rinvia per approfondimenti.

Aspetti	Impatti/rischi	Rischio residuo
Consumo di risorse naturali	Depauperamento risorse naturali non rinnovabili/rinnovabili	medio-alto
Consumo risorse energetiche	Depauperamento risorse naturali non rinnovabili/rinnovabili	basso
Consumo risorse idriche	Depauperamento risorse naturali non rinnovabili/rinnovabili	medio-alto
Emissioni puntuali in atmosfera	Inquinamento atmosferico	medio
	Aumento effetto Serra	alto
Emissioni in atmosfera fuggitive/diffuse	Inquinamento atmosferico	basso
	Aumento effetto Serra	basso
Rifiuti	Inquinamento del suolo/acque sotterranee e di falda	basso
Effluenti liquidi/scarichi idrici	Inquinamento delle acque	medio
Perdite e rilasci	Inquinamento di suolo/acque sotterranee e di falda	basso
Rumore e Vibrazioni	Inquinamento acustico	medio
Odori	Impatto odorigeno	basso

Aspetti	Impatti/rischi	Rischio residuo
Impatto visivo	Inquinamento Luminoso. visivo e paesaggistico	basso
Elettromagnetismo	Inquinamento elettromagnetico	basso
Radioattività	Contaminazione radioattiva	basso
Rifiuti/Materiali contenenti amianto	Inquinamento atmosferico	basso
	Danni alla salute	basso
Utilizzo del suolo	Depauperamento risorse naturali non rinnovabili/rinnovabili	basso

Tabella 2 – Lista degli aspetti ambientali, relativo grado di impatto/rischio e rischio residuo

Nella tabella seguente si riportano le opportunità caratterizzanti le attività dello stabilimento di Ravenna identificate come prioritarie.

Aspetto ambientale	Opportunità prioritarie	Interventi di miglioramento
Consumo di risorse idriche Emissioni in atmosfera puntuali (incluso venting) Consumo risorse naturali	Sostituzione di due cicli combinati (CC1 e CC2) con un Nuovo impianto a ciclo combinato di ultima generazione	Opera che rappresenta un miglioramento tecnologico della centrale che consentirà di conseguire una significativa riduzione del consumo specifico di gas naturale, grazie alla maggiore efficienza di produzione di energia elettrica traguadabile allineandosi alle migliori prestazioni tecnologiche

Tabella 3 – Opportunità prioritarie

In merito agli indicatori ambientali si precisa che, rispetto a quanto previsto dall'Allegato IV del Regolamento n. 2026/2018 non sono stati definiti degli indicatori per i seguenti aspetti: produzione di rifiuti, uso del suolo in relazione alla biodiversità, consumo e produzione di energia rinnovabile e consumo di additivi/chemicals.

La produzione di rifiuti, infatti, non è direttamente correlata al processo di produzione dell'energia elettrica e termica, ma deriva dalle attività di manutenzione o di investimento.

Sull'uso del suolo in relazione alla biodiversità, quanto previsto dal regolamento 2026/2018 risulta non correlabile al processo produttivo della centrale e inoltre poco rappresentativo considerato il posizionamento della centrale Enipower di Ravenna all'interno di un sito petrolchimico multisocietario, in aree destinate ad insediamenti



industriali. Più in dettaglio, l'unico dato che potrebbe essere preso in considerazione, tra quelli proposti dal regolamento, è la superficie totale impermeabilizzata, ove però tale condizione è richiesta nell'ambito dell'Autorizzazione Integrata Ambientale come strumento di protezione verso le matrici ambientali. L'aspetto, quindi, risulta essere non significativo.

Nella Centrale Enipower di Ravenna non sono al momento impiegate fonti di energia rinnovabile mentre i prelievi di energia elettrica dalla rete sono considerati occasionali o legati ad interventi di manutenzione ordinaria/straordinaria ed in ogni caso trascurabili rispetto ai volumi di energia elettrica immessa in rete.

Gli additivi/chemicals vengono utilizzati principalmente per trattare le acque demineralizzate utilizzate nella produzione di vapore e le acque di raffreddamento che circolano nelle torri evaporative. Pertanto, il consumo di additivi/chemicals non è ritenuto un aspetto significativo, in quanto non è direttamente connesso al processo di produzione dell'energia elettrica e termica.

Per quanto riguarda gli indici specifici riportati nei seguenti paragrafi, si precisa che questi sono calcolati considerando al denominatore l'indicatore di Energia elettrica equivalente (produzione totale) come definito al precedente paragrafo.

Emissioni in atmosfera

Emissioni di macroinquinanti

Le emissioni in atmosfera sono generate dalla combustione del gas naturale nelle unità produttive.

Di seguito vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi delle emissioni in atmosfera:

- **Emissioni di macroinquinanti: concentrazioni di CO e NO_x**, con cui si riportano le concentrazioni medie calcolate in funzione dei VLE autorizzati in AIA, alle condizioni di normal funzionamento.
- **Emissioni di macroinquinanti: quantità di NO_x**, con cui si riporta la quantità massica annua di NO_x emessa. Il dato fa riferimento alle emissioni totali (regime + transitori).
- **Indicatore di emissione NO_x**, con cui si intende il rapporto tra l'indicatore "Quantità di NO_x" e l'indicatore "Energia elettrica equivalente (produzione totale)".
- **Emissioni di macroinquinanti: quantità di CO**, con cui si riporta la quantità massica annua di CO emessa. Il dato fa riferimento alle emissioni totali (regime + transitori).
- **Indicatore di emissione CO**, con cui si intende il rapporto tra l'indicatore "Quantità di CO" e l'indicatore "Energia elettrica equivalente (produzione totale)".

Nella Tabella 4 viene riportato il confronto tra le concentrazioni medie orarie misurate nel triennio di riferimento, calcolate come media annuale, e quelle autorizzate, rappresentate nei successivi grafici.

Nel 2025 si è concluso l'iter di Riesame parziale dell'AIA che per il camino E5 (caldaia B600) ha definito il VLE in media annuale di concentrazione di NO_x pari a 45mg/Nm³ e ha fissato un VLE in flusso di massa per il parametro NO_x pari a 45 ton/anno - i dati sono riportati nella Tabella 5.

Indicatore	Unità	UdM	2023			2024			2025			VLE
			Max orario	Max giornaliero	Medio annuale	Max orario	Max giornaliero	Medio annuale	Max orario	Max giornaliero	Medio annuale	
Emissioni di macroinquinanti: concentrazioni di CO e NO_x	CC1	mg/Nm ³ NO _x	30,51	24,06	17,23	34,35	30,99	20,66	34,93	32,32	25,24	50 orario 35 giornaliero 30 annuale
	CC1	mg/Nm ³ CO	25,06	14,92	0,77	17,65	8,95	1,05	10,85	5,18	1,01	30 orario 20 giornaliero 10 annuale
	CC2	mg/Nm ³ NO _x	29,6	27,59	23,32	36,17	31,45	23,98	35,84	32,25	27,19	50 orario 35 giornaliero 30 annuale
	CC2	mg/Nm ³ CO	5,26	2,71	1,2	3,79	1,38	0,62	4,94	1,3	0,47	30 orario 20 giornaliero 10 annuale
	TG501	mg/Nm ³ NO _x	n.a.	41,77	35,71	ND	ND	ND	ND	ND	ND	50 giornaliero 45 annuale
	TG501	mg/Nm ³ CO	n.a.	3,48	2,26	ND	ND	ND	ND	ND	ND	30 giornaliero 10 annuale
	B600	mg/Nm ³ NO _x	n.a.	n.a.	n.a.	48,51	47,21	34,12	43,31	41,98	34,36	50 orario 50 giornaliero 50/45 annuale (1)
	B600	mg/Nm ³ CO	n.a.	n.a.	n.a.	32,27	20,96	3,39	21,26	9,99	1,6	50 orario 50 annuale



Indicatore	Unità	UdM	2023			2024			2025			VLE
			Max orario	Max giornaliero	Medio annuale	Max orario	Max giornaliero	Medio annuale	Max orario	Max giornaliero	Medio annuale	
	TG1701	mg/Nm ³ NO _x	n.a.	n.a.	n.a.	3,3	1,97	0,72	27,72	27,72	13,72	30 giornaliero 28/25 annuale (2)
	TG1701	mg/Nm ³ CO	n.a.	n.a.	n.a.	30,86	28,28	14,04	5,89	5,09	1,26	30 giornaliero
	TG1801	mg/Nm ³ NO _x	n.a.	n.a.	n.a.	4,85	3,14	1	27,56	25,10	13,41	30 giornaliero 28/25 annuale (2)
	TG1801	mg/Nm ³ CO	n.a.	n.a.	n.a.	31,17	23,2	15,06	7,80	4,44	1,19	30 giornaliero

- (1) Il limite annuale per il parametro NO_x è stato oggetto di revisione a partire da marzo 2025, definendo il VLE in concentrazione in 45 mg/Nm³ e aggiungendo un VLE in flusso di massa pari a 45 tonnellate annue (vedi Tabella 5).
- (2) Il limite annuale per il parametro NO_x è consentito pari a 28 mg/m³ per i primi due anni di esercizio

Tabella 4 – Verifica del rispetto dei VLE AIA in concentrazione rispetto alle medie orarie, giornaliere e annuali

Indicatore	UdM	2023	2024	2025	VLE
Emissioni di NOx in flusso di massa al camino E5 (caldaia B600)	t/anno	-	-	2,15	45 annuale

Tabella 5 – Verifica del rispetto del VLE AIA in flusso di massa

Nella tabella e nei grafici di seguito si riportano gli andamenti massici delle emissioni di CO e NO_x per il triennio di riferimento.

Indicatore	UdM	2023	2024	2025
Emissioni di macroinquinanti: quantità di NO_x	t/anno	616	592	667
Emissioni di macroinquinanti: quantità di CO	t/anno	38	39	86
Indicatore emissione NO_x	g/kWheq	0,132	0,147	0,16
Indicatore emissione CO	g/kWheq	0,0081	0,0097	0,02

Tabella 6 – Emissioni massiche dei macroinquinanti e indicatori di emissione

Le emissioni massiche di NO_x e CO sono sostanzialmente in linea con quelle degli anni precedenti anche in considerazione del maggior numero di avviamenti degli impianti.

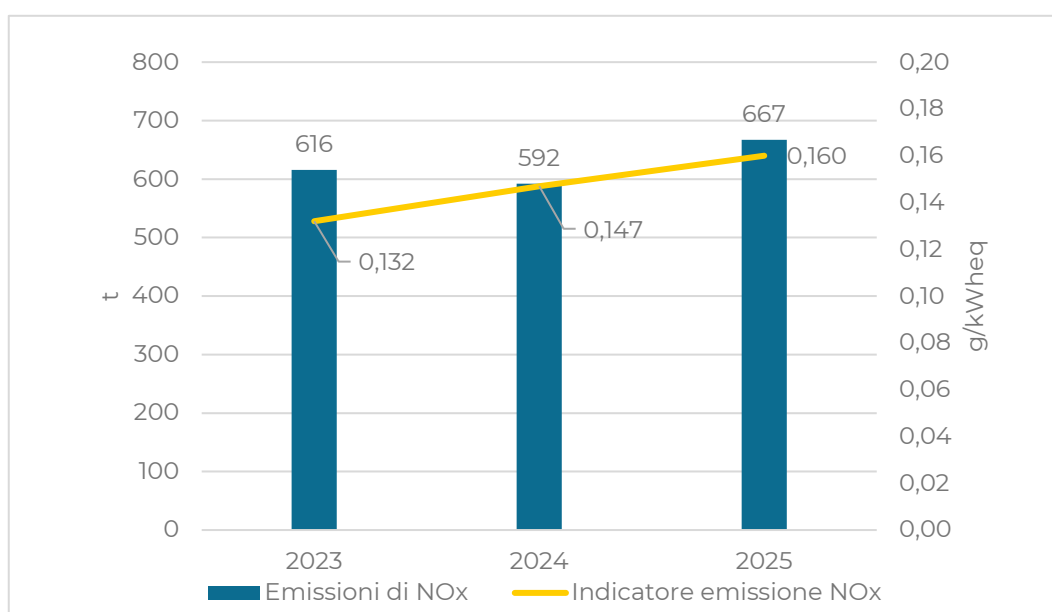


Figura 5 – Emissioni in atmosfera di NO_x: quantità e indicatore di emissione

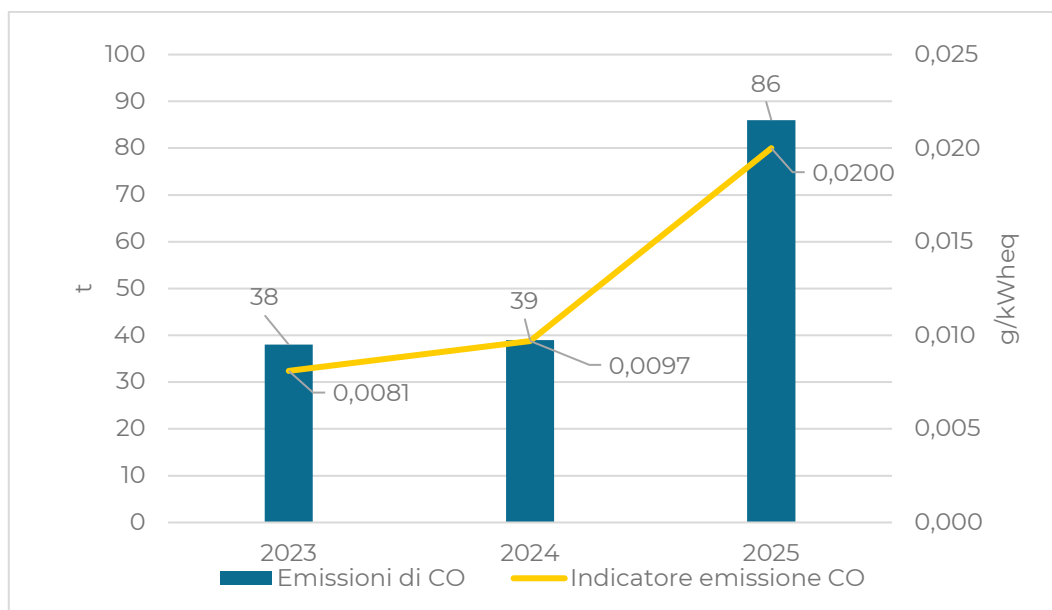


Figura 6 – Emissioni in atmosfera di CO: quantità e indicatore di emissione

Emissioni gas serra

La centrale di Ravenna è in possesso dell'autorizzazione n. 547 ad emettere gas serra ai sensi della Direttiva Emission Trading System (ETS) e ha inviato all'Autorità Competente l'aggiornamento del piano di monitoraggio secondo il Regolamento UE 2018/2066 relativo al periodo di scambio 2021-2030. Tale Piano di Monitoraggio Emissioni Annue è stato approvato da parte del Comitato Nazionale per la gestione della direttiva 2003/87/CE.

Il 21 dicembre 2023 il Comitato ETS ha pubblicato la deliberazione n. 179/2023 avente ad oggetto il "Rilascio dell'aggiornamento delle autorizzazioni ad emettere gas ad effetto serra del D. Lgs. n. 47/2020". La delibera fra le altre approva le richieste di modifica dell'Autorizzazione alle Emissioni 547 per ricomprendere la Caldaia B600 ed i Peakers e contestualmente la modifica del piano di monitoraggio e del Piano della Metodologia di Monitoraggio, ricomprendendo la fermata definitiva del TG501.

Nell'ambito della partecipazione al quarto periodo di adempimento del Sistema Europeo di Emission Trading relativo allo scambio di quote di emissione di CO₂ ai sensi della Direttiva 2003/87/CE, la centrale di Ravenna nel 2025 ha ottenuto, nei tempi previsti, la certificazione delle emissioni dell'anno precedente da parte dell'ente esterno di verifica. Per il 2025 le emissioni di CO₂ certificate sono state 1.628.894 t.

Relativamente all'assegnazione di quote di CO₂ gratuite per il periodo 2026÷2030, nel 2025 non sono intervenuti aggiornamenti rispetto all'assegnazione preliminare di quote avvenuta a settembre 2024.

Altre emissioni di gas a effetto serra, non soggette al regolamento ETS, sono riconducibili alle seguenti sostanze:

- Esafluoruro di zolfo;
- Idrofluorocarburi;
- Protossido di azoto;

- Metano.

Di seguito vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi delle emissioni di GHG:

- **Emissioni di GHG totali**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissioni di CO₂ e CO₂ equivalente da CH₄, N₂O e gas fluorurati.
- **Emissioni di CO₂**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissione totale di CO₂, ottenuto dalla somma della CO₂ certificata (ETS) e quella dovuta alla mobility.
- **Emissioni di CH₄**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissioni totali di CH₄, espresse in tCO₂eq/anno e dovute a combustione e processo, fuggitive e venting.
- **Emissioni di N₂O**, con cui si indica annuo di emissioni totali di N₂O, espresse in tCO₂eq/anno, e dovute a combustione e processo.
- **Emissione totale fluorurati**, con cui si indica la somma delle emissioni di idrofluorocarburi e esafluoruro di Zolfo, espresse in tonnellate equivalenti di CO₂.
- **Emissione di HCF**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissione totale di idrofluorocarburi (espresso in kg/anno) contenuti negli impianti HVAC.
- **Emissione di SF₆**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissione totale di esafluoruro di zolfo (espresso in kg/anno) contenuto nei commutatori elettrici.
- **Indicatore di emissione CO₂**, con cui si indica il rapporto tra l'indicatore "Emissioni CO₂" e l'indicatore "Energia elettrica equivalente (produzione totale)".
- **Indicatore di emissione GHG**, con cui si indica il rapporto tra "Emissioni GHG totali" e l'indicatore "Energia elettrica equivalente (produzione totale)".

Nelle tabelle e nei grafici di seguito sono rappresentate le emissioni di gas serra derivanti dalle attività dello stabilimento di Ravenna nel triennio di riferimento.

Indicatore		UdM	2023	2024	2025
Emissioni GHG totali		tCO ₂ eq/anno	1.805.719	1.595.917	1.631.439
Emissioni CO ₂		t/anno	1.802.993	1.593.473	1.628.894
Emissioni CH ₄	Totali	tCO ₂ eq/anno	1.130	1.202	1.168
	Da combustione e processo	t/anno	32,631	29,033	29,860
	Fuggitive	t/anno	1,230	3,242	3,010
	Venting	t/anno	4,059	8,059	6,000



Indicatore	UdM	2023	2024	2025
Emissioni N ₂ O	tCO ₂ eq/anno	891	793	815
	tN ₂ O/anno	3,264	2,904	2,990
Totale fluorurati	tCO ₂ eq	705	449	563
HFC	kg/anno	0	41,000	2,550
SF ₆	kg/anno	29,000	15,900	23,000

Tabella 7 – Emissioni gas serra

Nel complesso, il peso della CO₂ equivalente di derivazione dalle 4 sostanze citate, risulta esiguo rispetto alla CO₂ prodotta dalla combustione del gas naturale per la produzione di energia elettrica. Infatti, si hanno 1.631.439 t di CO₂ equivalente totale contro 1.628.894 t di CO₂ da combustione e processo.

Indicatore	UdM	2023	2024	2025
Indicatore emissione CO ₂	gCO ₂ /kWheq	386	395	388
Indicatore emissione GHG	gCO ₂ eq/kWheq	387	395	388

Tabella 8 – Indicatori gas serra

Nel grafico sottostante sono riportate le variazioni degli indicatori emissivi di CO₂ e GHG, rapportati alla produzione di energia elettrica nel triennio di riferimento.

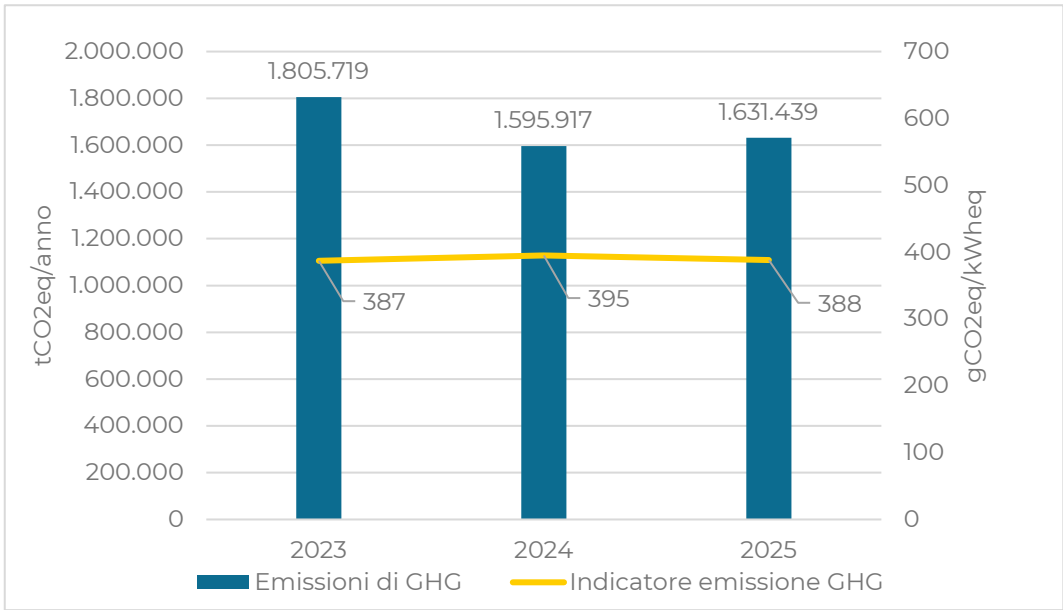


Figura 7 – Emissioni in atmosfera di GHG totali: quantità e indicatore di emissione

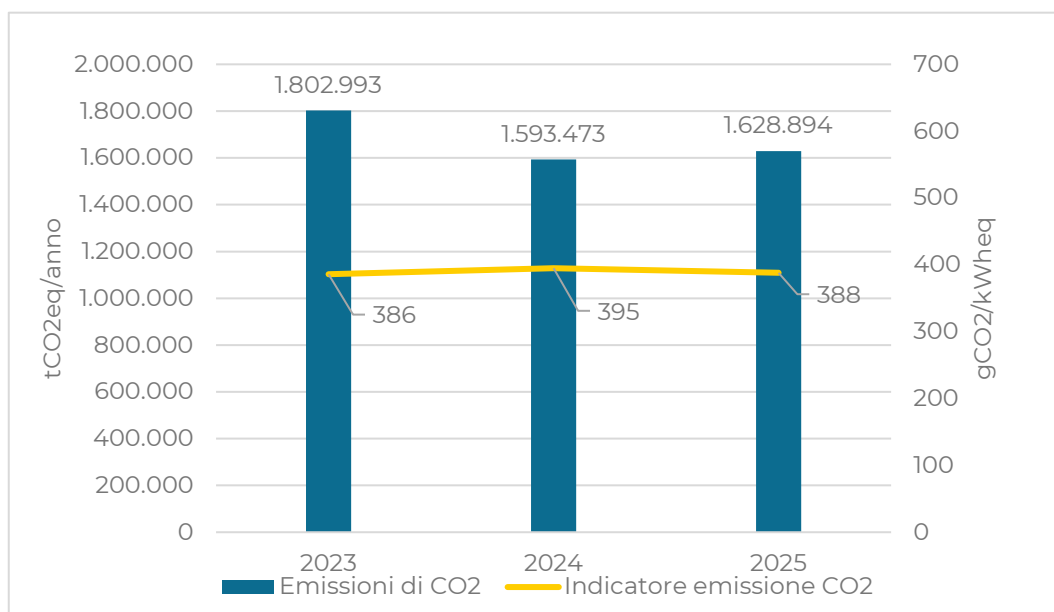


Figura 8 – Emissioni in atmosfera di CO₂: quantità e indice di emissione

L'andamento delle emissioni di CO₂ è correlato a quello della produzione di energia e al consumo di gas naturale: il valore del 2025 è sostanzialmente in linea con quello del 2024 in condizioni operative di fatto analoghe. L'indice di emissione è soggetto ad una variazione fisiologica, mantenendosi comunque in linea con l'andamento degli anni precedenti.

Per quanto attiene agli altri gas climalteranti, non si segnalano deviazioni apprezzabili rispetto agli anni precedenti.

Impiego di risorse naturali ed energetiche

Nel sito non vi sono attività di sfruttamento del suolo. Le risorse naturali impiegate sono acqua e gas naturale. Anche gli impianti di recente installazione sono realizzati tutti su un "Brown Field" andando ad occupare aree recuperate e già occupate in passato da impianti di produzione, all'interno del sito multisocietario di Ravenna.

Ciclo dell'acqua

Prelievi idrici

Lo Stabilimento utilizza le seguenti tipologie di acqua:

- acqua dolce, cosiddetta "acqua integrazione", per il raffreddamento dei cicli combinati;
- acqua dolce per il sistema antincendio;
- acqua demineralizzata per la produzione di energia elettrica e vapore;
- acqua potabile per i servizi igienici.

Il sito non preleva direttamente acqua dal sottosuolo o da acque superficiali. Tutte le tipologie di acqua vengono fornite dal consorzio RSI che effettua questo servizio per tutte le società del sito multisocietario.

L'utilizzo di acqua demineralizzata è principalmente legato al processo di produzione del vapore distribuito agli utenti tramite la rete del sito multisocietario.

Il prelievo di acqua potabile è legato all'utilizzo del personale aziendale e terzo che si avvale dei servizi Enipower, pertanto, il valore annuo varia anche in funzione delle attività ordinarie e di cantiere pianificate e quindi in relazione alla presenza del personale di imprese terze.

L'acqua mare è stata utilizzata fino al 2023 per il circuito di raffreddamento delle turbine a vapore afferenti al TG501 - la quantità prelevata veniva successivamente interamente restituita al corpo idrico esterno.

Nella tabella e nei grafici di seguito vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi dei prelievi idrici nel triennio di riferimento.

- **Totale acqua dolce prelevata**, che indica il quantitativo totale di acqua dolce prelevata come somma dei seguenti contributi: acqua dolce prelevata da acquedotto o cisterna, acqua demi/industriale proveniente da terzi;
- **Acqua dolce prelevata da acquedotto o cisterna**: indica il quantitativo annuo di acqua dolce prelevata da acquedotto ad uso potabile;
- **Acqua demi/industriale proveniente da terzi**: indica il quantitativo annuo di acqua superficiale fornita dal consorzio RSI che effettua questo servizio per tutte le società del sito multisocietario. La Centrale di Ravenna la destina ad uso industriale, di raffreddamento e antincendio;
- **Prelievo specifico di acqua dolce**: con cui si intende il rapporto tra l'indicatore "Totale acqua dolce prelevata" e l'indicatore "Energia elettrica equivalente (produzione totale)";
- **Acqua prelevata dal mare**: indica il quantitativo di acqua mare prelevata e utilizzata fino al 2023 per il circuito aperto di raffreddamento del TG501.

La Centrale di Ravenna recupera due flussi idrici che vengono reimmessi nel circuito RSI e riutilizzati quindi nel ciclo idrico del sito multisocietario:

- condense;
- acqua dolce di raffreddamento per finalità antincendio.

Indicatore	UdM	2023	2024	2025
Totale acqua dolce prelevata	Mm ³	3,807	3,800	3,937
Acqua dolce prelevata da acquedotto o cisterna	Mm ³	0,0071	0,0035	0,0023
Acqua demi/industriale proveniente da terzi	Mm ³	3,799	3,796	3,934
Prelievo specifico di acqua dolce	m ³ /GWheq	815	941	949

Indicatore	UdM	2023	2024	2025
Acqua di mare prelevata	Mm ³	46,263	0	0

Tabella 9 – Volumi di acqua prelevata

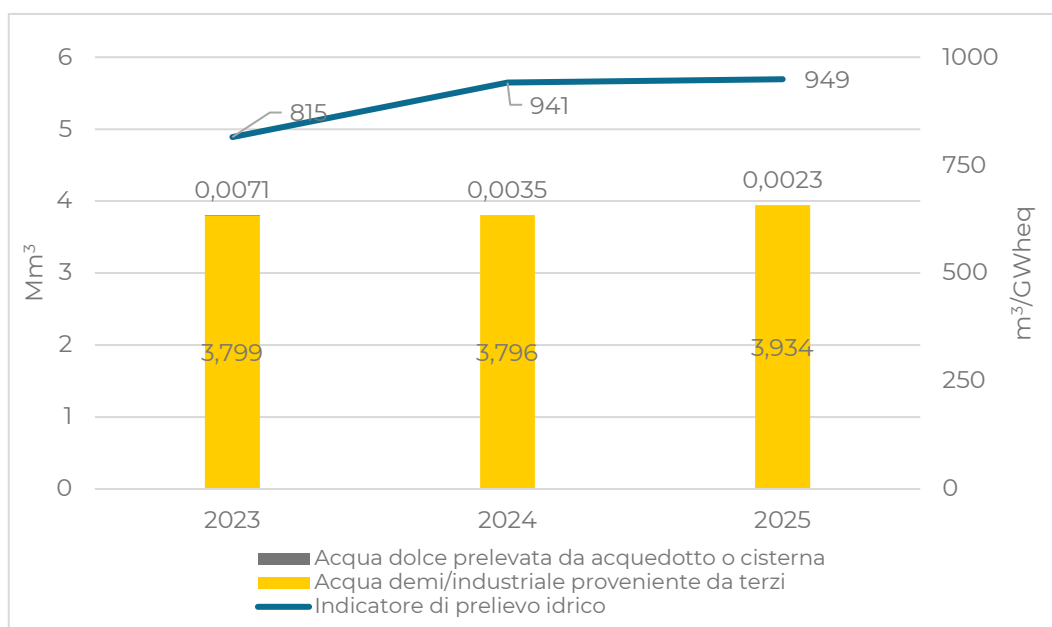


Figura 9 – Prelievi idrici di acqua dolce

L'acqua demi risulta in linea con i valori degli anni precedenti rispecchiando il trend della fornitura di vapore. L'acqua dolce da terzi, prevalentemente associabile al reintegro delle torri di raffreddamento, risulta in linea con l'anno precedente in condizioni operative di fatto analoghe.

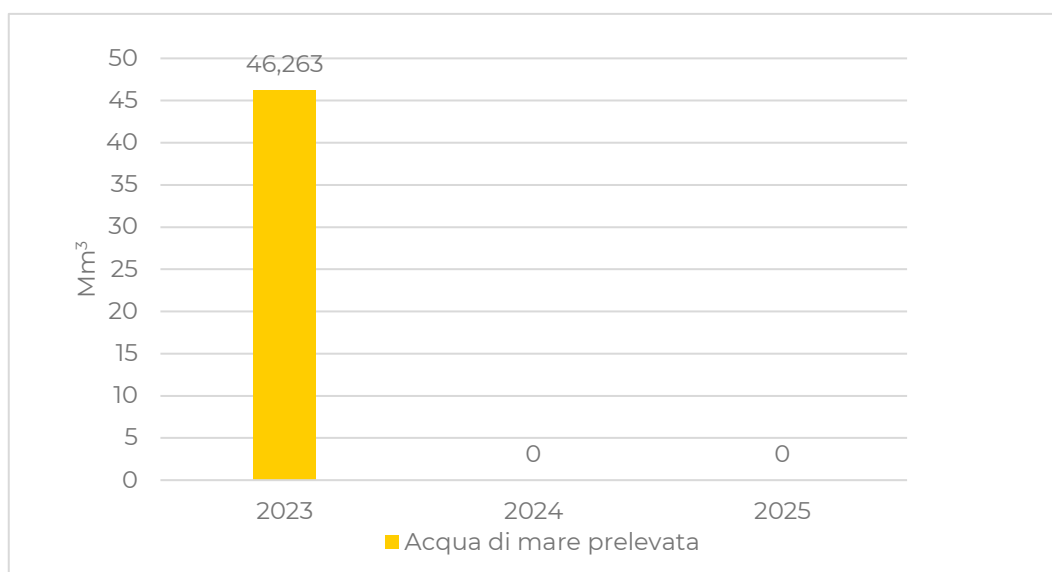


Figura 10 – Prelievi idrici di acqua mare

Lo stabilimento di Ravenna in dicembre 2023 ha comunicato l'azzeramento del prelievo di acqua di mare e la messa fuori servizio dello scarico di acqua mare (SF2) a seguito della messa fuori esercizio del TG501, pertanto, non risultano presenti prelievi di tale risorsa negli anni 2024 e 2025.

Scarichi idrici

Gli scarichi di acque, denominate inorganiche poiché non soggette a potenziali inquinamenti dai processi, sono raccolti nella fognatura interna di stabilimento tramite 7 pozzetti, tre dei quali destinati esclusivamente alla raccolta di acque piovane; gli scarichi sono collettati nella rete delle acque inorganiche del sito multisocietario e hanno come punto finale il pozzetto fiscale P22 intestato alla società RSI. Queste acque sono poi convogliate all'impianto di trattamento chimico-fisico di proprietà di Herambiente, situato a ridosso del sito multisocietario. La qualità dell'acqua di scarico deve essere conforme ai valori omologati dalla società Herambiente che è preposta al trattamento.

Enipower non è dunque titolare di alcuno scarico in corpo idrico superficiale.

Di seguito vengono presentati gli andamenti relativi al seguente indicatore identificato come rappresentativo degli scarichi idrici:

- **Acqua di mare scaricata:** indica quantitativo annuo di acqua mare scaricata, afferente al circuito aperto di raffreddamento già citato nel capitolo precedente (indicatore non più attivo a partire dal 2024);
- **Acqua dolci scaricate in fogna:** indica il quantitativo annuo di acqua dolce scaricata in fogna proveniente da condense/spurghi, usi civili ed eventi meteorici.

Nella tabella e nei grafici seguenti sono riportati i quantitativi di acque dolci scaricate in fogna nel triennio di riferimento.

Indicatore	UdM	2023	2024	2025
Acqua mare scaricata	Mm ³	46,263	0	0
Acque dolci scaricate in fognatura	Mm ³	0,103	0,093	0,23

Tabella 10 – Scarichi idrici

Il dato del 2025 risulta significativamente superiore e in controtendenza rispetto agli anni precedenti ed è in buona parte dovuto al significativo aumento delle acque meteoriche (0,031 Mm³ nel 2024 contro 0,102 Mm³ nel 2025).

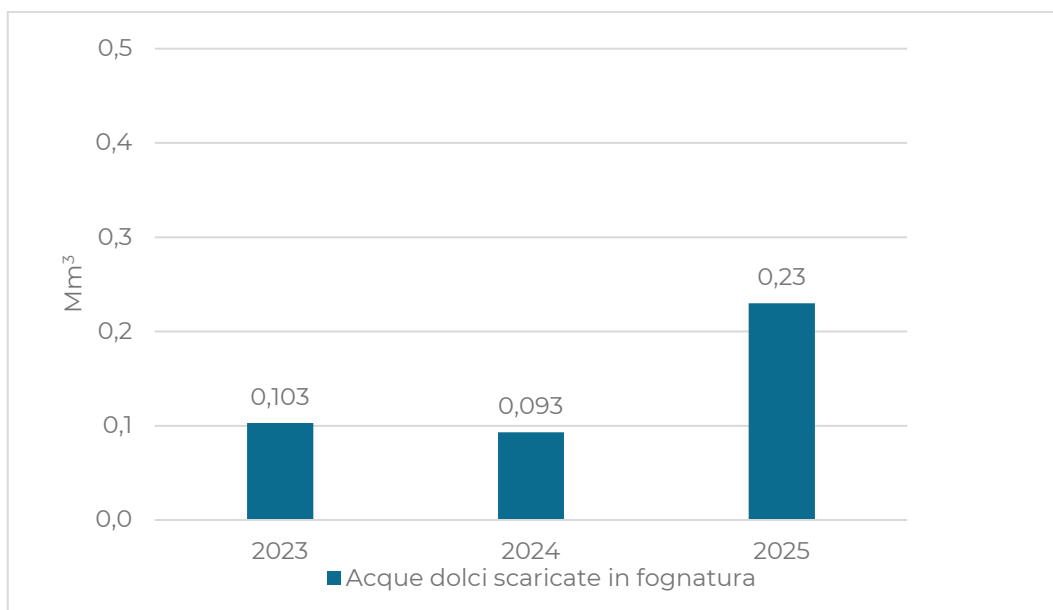


Figura 11 – Scarichi idrici

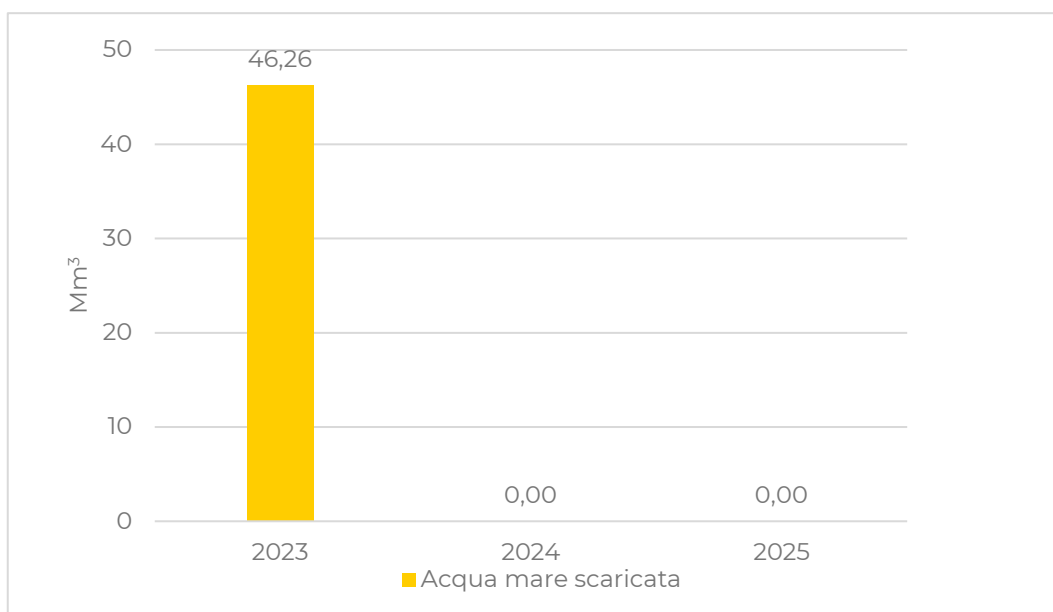


Figura 12 – Scarichi idrici

L'acqua mare per il raffreddamento dei condensatori e della turbina del TG501 non è stata più utilizzata da dicembre 2023 e conseguentemente si sono azzerati i relativi scarichi.

Consumo di combustibili ed efficienza energetica

Il Sistema di Gestione Integrato della Centrale è conforme alla norma UNI EN ISO 50001:2018 sul sistema di gestione dell'energia e nel 2023 è stata condotta l'ultima

diagnosi energetica che non ha evidenziato ulteriori interventi rispetto a quanto già proposto nella precedente

Nel presente paragrafo vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi del consumo di combustibili e chemicals e dell'efficienza energetica:

- **Consumo di combustibili – Gas naturale**, con cui si riporta il quantitativo annuo di gas naturale utilizzato dallo Stabilimento, espresso in Tonnellate di Petrolio Equivalenti ("TEP").
- **Consumo di combustibili – Gasolio**, con cui si riporta il quantitativo annuo di gasolio utilizzato nei gruppi elettrogeni dello Stabilimento, espresso in TEP.
- **Consumo di additivi/chemicals**, con cui si riporta il quantitativo annuo di prodotti chimici utilizzati dallo Stabilimento.
- **Fuel utilization**, che rappresenta un indice di rendimento calcolato come rapporto tra l'energia prodotta al netto degli autoconsumi (pari quindi alla somma degli indicatori "Produzione energia elettrica netta" e "Produzione energia termica") e quantità di energia primaria introdotta. La fuel utilization equivale al rendimento di primo principio della produzione complessiva per i gruppi CC1, CC2 e TG501 (fuori esercizio dal 2024).
- **Rendimento exergetico**, con cui si intende un indice del rendimento del ciclo completo. È dato dal rapporto tra la somma della produzione netta (Elettrica ed equivalente exergetico) e la somma dei contenuti energetici dei prodotti combustibili utilizzati.
- **Rendimento elettrico netto (solo per 20-TG-1701 e 20-TG-1801)**, con cui si intende il rapporto tra l'energia elettrica prodotta e l'energia termica contenuta nel combustibile utilizzato.
- **Consumo di combustibile (solo per Caldaia B600)**, con cui si intende la quantità di combustibile utilizzata per produrre il vapore immesso in rete, tenendo conto dei consumi interni dell'impianto.

La tabella e i grafici seguenti riportano consumi e rendimenti medi annuali nel triennio di riferimento.

Indicatore	UdM	2023	2024	2025
Consumo combustibili: Gas naturale	TEP	771.437	683.657	701.769
Consumo di combustibili: Gasolio	TEP	1,21	2,06	1,74
Consumo di additivi/chemicals	t	1.217,8	950,97	998,28
Fuel utilization	%CC1	56,43	55,35	56
	%CC2	60,51	60,72	59
	%TG501	59,98	-	-
Rendimento exergetico	% CC1	51,05	50,35	50,5

Indicatore	UdM	2023	2024	2025
	% CC2	52,31	51,00	51,1
	% TG501	34,90	-	-
Rendimento elettrico netto	% TG 1701	n.a.	35,2	31,3
	% TG1801	n.a.	34,9	31,3
Consumo di combustibile	% B600	n.a.	92,92	83,74

Tabella 11 – Consumo di combustibili

Il consumo di gasolio, utilizzato nei gruppi elettrogeni dello Stabilimento, è in linea con i consumi degli scorsi anni e riconducibile alle prove periodiche di funzionalità.

Il consumo di gas naturale è funzione della produzione di energia elettrica/vapore e degli assetti impiantistici, perciò il suo andamento riflette, qualitativamente, il trend delle produzioni. Nel 2025, si è registrato un leggero aumento del consumo di gas naturale rispetto agli anni precedenti, dovuto all'entrata in esercizio dei nuovi impianti.

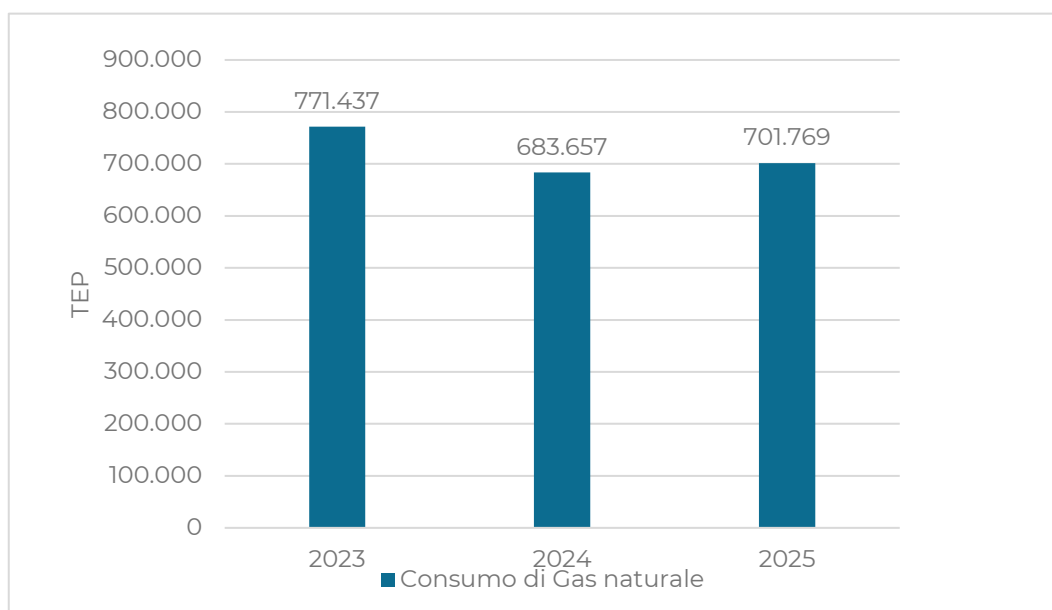


Figura 13 – Consumo di gas naturale

I rendimenti degli impianti si mantengono allineati nel corso degli anni e variano in ragione del fattore di carico e della modalità di esercizio. In particolare, il rendimento elettrico netto per le turbine peakers risulta influenzato dal ridotto numero di ore di funzionamento (per il 2025 circa 200 ore/cad a livello di carico variabile tra min e max) e dal numero di transitori di avviamento/fermata.

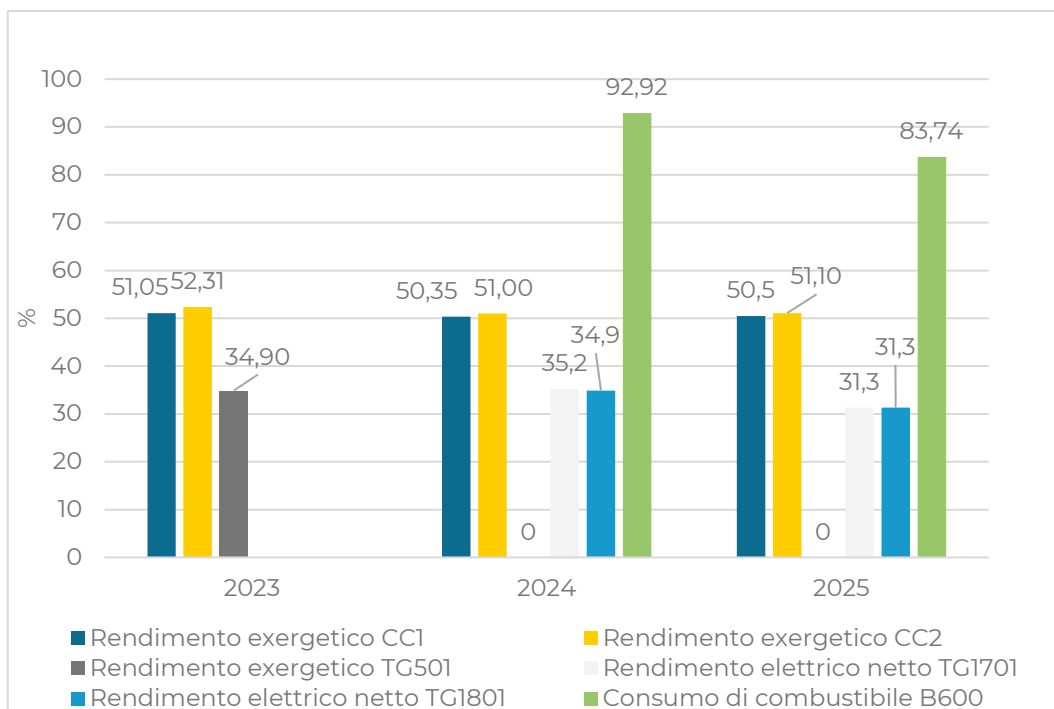
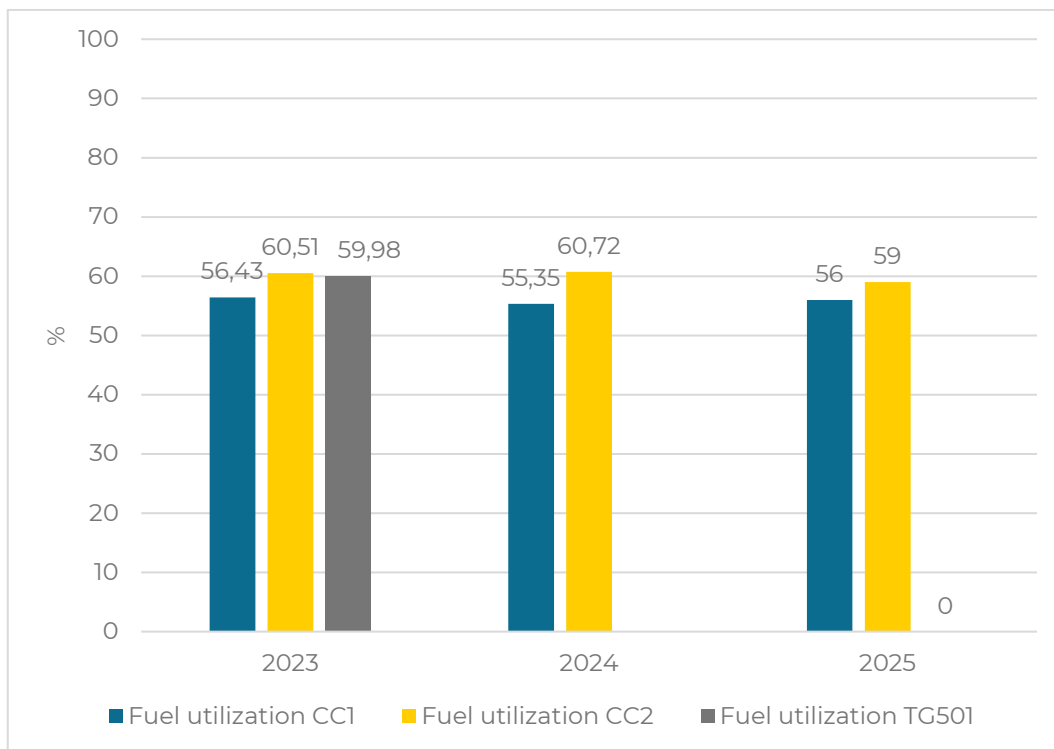


Figura 14 – Rendimenti

Rifiuti

I rifiuti prodotti dalla centrale di Ravenna derivano dalle attività di manutenzione effettuate, nonché dalle attività di investimento che comportano operazioni di demolizione/costruzione presso lo stabilimento. Lo sforzo della società è quello di perseguire il più alto conferimento a recupero rispetto allo smaltimento.

Nel presente paragrafo vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi della gestione dei rifiuti:

- **Rifiuti pericolosi prodotti**, con cui si indica il quantitativo annuo di rifiuti pericolosi prodotti da attività produttiva, manutenzione/demolizione e bonifica.
- **Rifiuti non pericolosi prodotti**, con cui si indica il quantitativo annuo di rifiuti non pericolosi prodotti da attività produttiva, manutenzione/demolizione e bonifica.
- **Rifiuti recuperati**, con cui si intende un indice ottenuto dal rapporto tra i rifiuti avviati a recupero e il totale dei rifiuti conferiti nel corso dell'anno.
- **Rifiuti smaltiti**, con cui si intende un indice ottenuto dal rapporto tra i rifiuti avviati a smaltimento e il totale dei rifiuti conferiti nel corso dell'anno.

Si è ritenuto di non indicizzare la produzione di rifiuti all'energia elettrica e termica prodotta, in quanto non direttamente connessa a tale processo, ma derivante principalmente da attività di manutenzione e investimento.

Indicatore	UdM	2023	2024	2025
Rifiuti pericolosi prodotti	t	395	165	115
Rifiuti non pericolosi prodotti	t	9.799	2.567	953
Rifiuti recuperati	%	89	85	67
Rifiuti smaltiti	%	11	15	33

Tabella 12 – Rifiuti prodotti e gestiti

Nelle figure seguenti sono riportati i rifiuti prodotti nel triennio di riferimento suddivisi tra pericolosi e non pericolosi, quindi le modalità di gestione con l'indicazione di quanto conferito a smaltimento e a recupero.

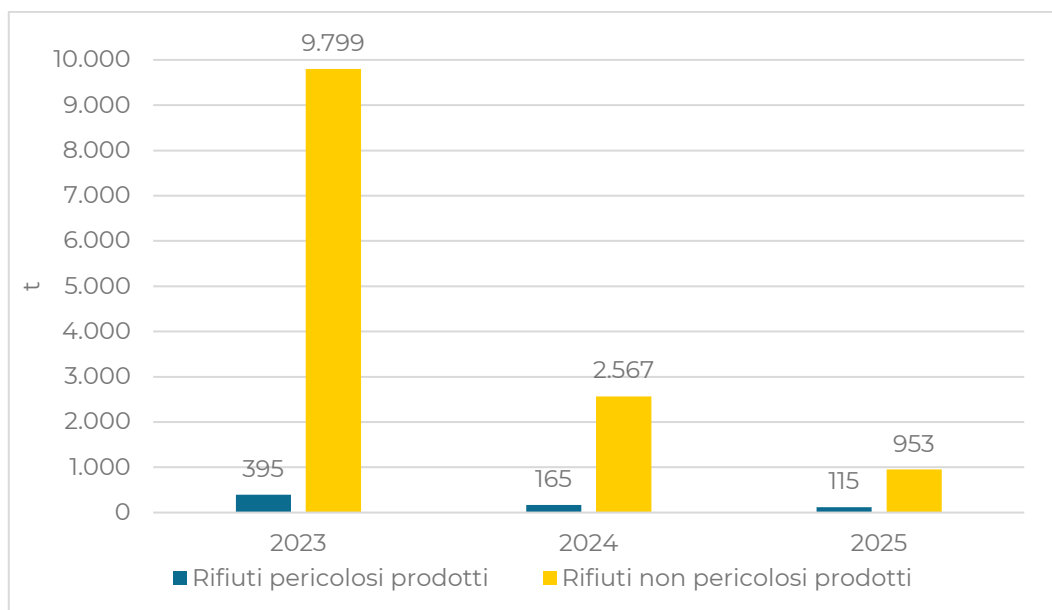


Figura 15 – Produzione rifiuti, differenziati tra pericolosi e non pericolosi

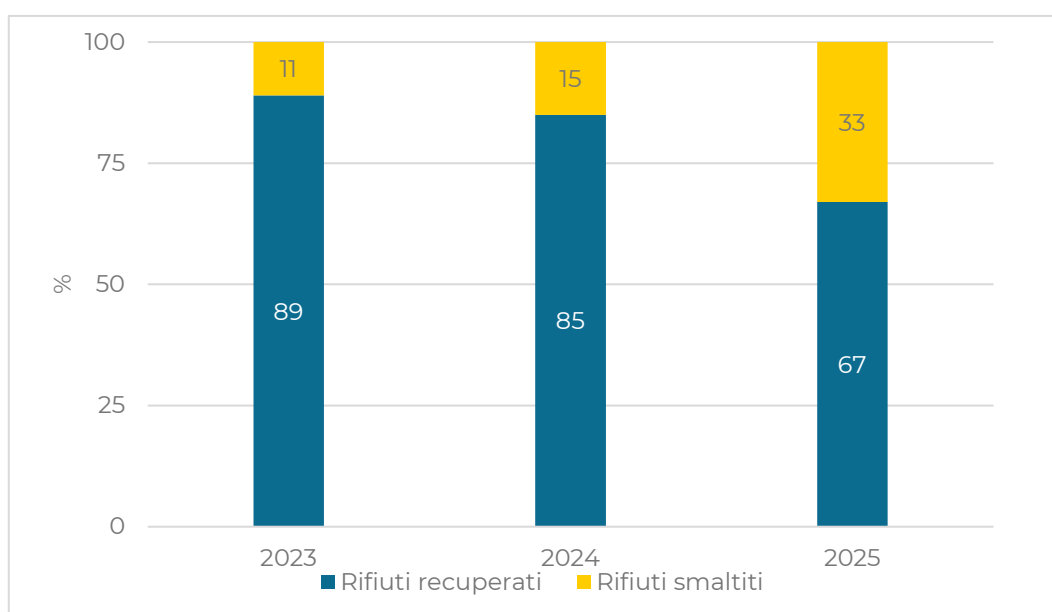


Figura 16 – Modalità di gestione dei rifiuti

Nel corso dell'anno 2025 si è avuta una produzione di rifiuti pari a circa 1.063 ton (di cui 953 ton di non-pericolosi e 115 ton di pericolosi) con una sostanziale riduzione rispetto al 2024 e in continuità con gli anni precedenti per via del termine delle attività dei progetti.

I quantitativi effettivamente conferiti presso impianti esterni di smaltimento/recupero sono stati pari a circa 1.044 ton, dato che differisce dalla produzione in quanto tiene conto dei quantitativi che alla fine di ogni anno restano in giacenza nei depositi temporanei.

La percentuale di recupero sul totale dei rifiuti conferiti è stata pari al 67%, raggiungendo il 71% circa tra i soli rifiuti non-pericolosi ed il 38% tra i pericolosi.

La fluttuazione di questi indicatori nel tempo è dovuta alla diversa natura dei rifiuti da manutenzione ordinaria rispetto a quelli da investimento, che hanno caratterizzato molto la tipologia di rifiuti gestiti negli anni precedenti.

Rumore ambientale

Lo stabilimento Enipower di Ravenna sorge su un'area di circa 9 ettari all'interno del più ampio sito multisocietario. Quest'ultimo occupa un'area di circa 270 ettari, classificata come esclusivamente industriale, ubicata lungo il canale Candiano, che collega Ravenna al mar Adriatico.

Per quanto riguarda i recettori, le aree intorno al sito multisocietario presentano caratteristiche diverse, sono infatti presenti: aree industriali, aree ad uso agricolo, aree ad uso misto con residenze, specchi d'acqua di tipo artificiale/naturale.

Nell'anno 2021, come previsto dall'AIA, fu eseguita una verifica di clima acustico sul perimetro Enipower durante la normale attività di impianto, applicando la metodologia definita in accordo con gli Enti di controllo nel 2017.

I limiti acustici di immissione prescritti nel D.P.C.M. 14/11/97, fissati per le varie aree, sono rappresentati nella tabella.

Classe di destinazione d'uso del territorio	Periodo diurno (6-22)	Periodo notturno (22-6)
Classe I – Aree particolarmente protette	50 dBA	40 dBA
Classe II – Aree prevalentemente residenziali	55 dBA	45 dBA
Classe III – Aree di tipo misto	60 dBA	50 dBA
Classe IV – Aree di intensa attività umana	65 dBA	55 dBA
Classe V – Aree prevalentemente industriali	70 dBA	60 dBA
Classe VI – Aree esclusivamente industriali	70 dBA	70 dBA

Tabella 13 – Limiti massimi di immissione per le diverse aree

La valutazione di impatto acustico nel 2021, confermò che la centrale di Ravenna non crea disturbo ai ricettori più prossimi in quanto emette un livello di pressione sonora conforme ai limiti di immissione previsti dalle normative vigenti già ai propri confini. Di seguito si riportano i dati allora rilevati.

Sorgente	Potenza sonora dBA	LPS (dBA) calcolato al ricettore	LPS (dBA) misurato al ricettore	Distanza tra perimetro di misura e posizione del ricettore (m)	Valore limite assoluto di immissione (diurno / notturno) dBA	Rispetto dei limiti
S1	115,3	R1 ACOMON: 64,5	R1 ACOMON: 63,5	98	70	Positivo
		R2 ENDURA: 65	R2 ENDURA: 65	95		
		R3 VINAVIL: 64,5	R3 VINAVIL: 67,5	100		
		R4 YARA:	R4 YARA:	273		

Sorgente	Potenza sonora dBA	LPS (dBA) calcolato al ricettore	LPS (dBA) misurato al ricettore	Distanza tra perimetro di misura e posizione del ricettore (m)	Valore limite assoluto di immissione (diurno / notturno) dBA	Rispetto dei limiti
		55,5	66			
		R5 VERSALIS: 52	R5 VERSALIS: 63,5	420		
S2	117,4	R1 ACOMON: 58	R1 ACOMON: 63,5	256	70	Positivo
		R2 ENDURA: 58,5	R2 ENDURA: 65	242		
		R3 VINAVIL: 64	R3 VINAVIL: 67,5	130		
		R4 YARA: 63	R4 YARA: 66	150		
		R5 VERSALIS: 57,5	R5 VERSALIS: 63,5	277		
S4	109,8	R1 ACOMON: 46	R1 ACOMON: 63,5	446	70	Positivo
		R2 ENDURA: 46	R2 ENDURA: 65	442		
		R3 VINAVIL: 53	R3 VINAVIL: 67,5	200		
		R4 YARA: 53,5	R4 YARA: 66	185		
		R5 VERSALIS: 55,5	R5 VERSALIS: 63,5	150		
S5	96,8	R6 Sala TAC: 40,5	R6 Sala TAC: 60,5	185	70	Positivo
S6	93,5	R7 caserma VVF: 41	R7 caserma VVF: 56,5	120	70	Positivo

Tabella 14 – Campagna clima acustico 2021: Confronto con i limiti normativi

La valutazione ha permesso di affermare che, presso tutti i ricettori, il livello di pressione sonora calcolato e misurato rispetta i limiti d'immissione previsti dalla zonizzazione acustica adottata dal comune di Ravenna.

Successivamente, nel 2024, si è provveduto ad aggiornare la campagna quadriennale di monitoraggio nelle date comprese tra il 25 e 29 ottobre, anticipandola rispetto alla scadenza prevista, in considerazione della conclusione delle modifiche impiantistiche. Tale campagna ha contemplato anche la valutazione delle fasi di avviamento e di arresto dell'impianto presso i ricettori sensibili identificati e comunicati.

La planimetria seguente mostra l'ubicazione delle sorgenti emissive, dei ricettori e delle postazioni di misura.

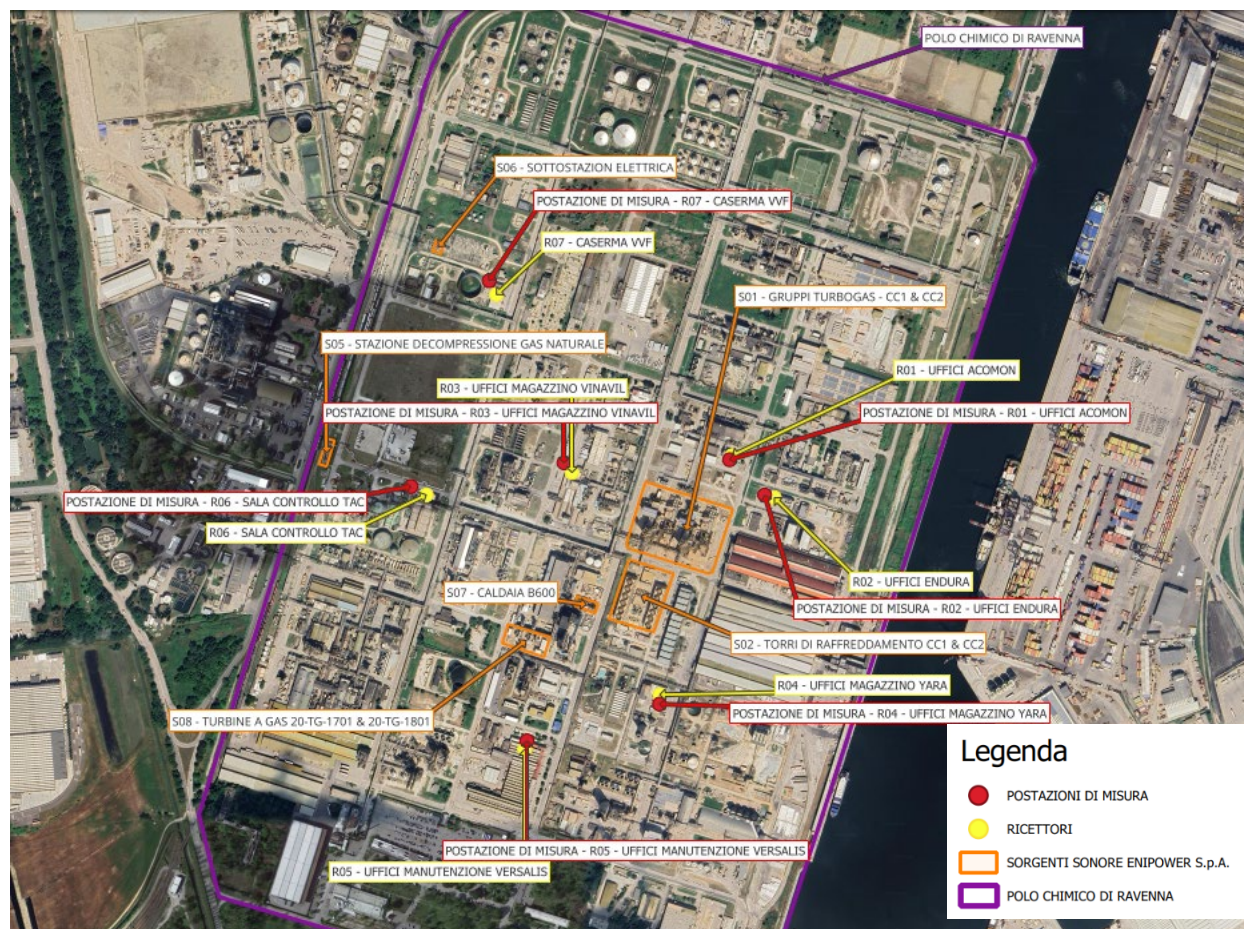


Figura 17 – Ubicazione dei ricettori e delle sorgenti di rumore

Dal confronto con i limiti normativi di Emissione Assoluta e di Immissione Assoluta si evince ancora il pieno rispetto di tali limiti; inoltre, la caratterizzazione delle fasi di accensione e di spegnimento degli impianti produttivi (Cicli Combinati CC1 e CC2, Caldaia B600 e Turbogeneratori a gas TG1701 e TG1801) ha dimostrato che tali assetti impiantistici non determinano variazioni sostanziali sul clima acustico.

Di seguito si riporta la verifica del limite di Emissione Assoluta in Periodo Diurno (06:00 ÷ 22:00) ed in Periodo Notturno (22:00 ÷ 06:00) presso i ricettori, nei due assetti operativi considerati (ovvero assetto 1: CC1, CC2, TG1701 e TG1801 in funzione; assetto 2 tutti gli impianti in funzione).

Assetto 1

Periodo Diurno – CA1

Ricettore	Lem [dB(A)]	Classe Acustica	Limite [dB(A)]	Confronto
R01	64,1	Classe VI	65	ENTRO I LIMITI
R02	63,6	Classe VI	65	ENTRO I LIMITI
R03	64,1	Classe VI	65	ENTRO I LIMITI

R04	63,7	Classe VI	65	ENTRO I LIMITI
R05	60,2	Classe VI	65	ENTRO I LIMITI
R06	64,5	Classe VI	65	ENTRO I LIMITI
R07	55,7	Classe VI	65	ENTRO I LIMITI

Periodo Notturno – CA1

Ricettore	Lem [dB(A)]	Classe Acustica	Limite [dB(A)]	Confronto
R01	64,0	Classe VI	65	ENTRO I LIMITI
R02	63,5	Classe VI	65	ENTRO I LIMITI
R03	62,0	Classe VI	65	ENTRO I LIMITI
R04	63,8	Classe VI	65	ENTRO I LIMITI
R05	60,2	Classe VI	65	ENTRO I LIMITI
R06	64,1	Classe VI	65	ENTRO I LIMITI
R07	55,7	Classe VI	65	ENTRO I LIMITI

Tabella 15 – Campagna clima acustico 2024: Confronto con i limiti normativi per l'assetto 1

Assetto 2

Periodo Diurno – CA2

Ricettore	Lem [dB(A)]	Classe Acustica	Limite [dB(A)]	Confronto
R01	63,6	Classe VI	65	ENTRO I LIMITI
R02	62,2	Classe VI	65	ENTRO I LIMITI
R03	61,6	Classe VI	65	ENTRO I LIMITI
R04	64,3	Classe VI	65	ENTRO I LIMITI
R05	59,6	Classe VI	65	ENTRO I LIMITI
R06	64,7	Classe VI	65	ENTRO I LIMITI
R07	56,5	Classe VI	65	ENTRO I LIMITI

Periodo Notturno – CA2

Ricettore	Lem [dB(A)]	Classe Acustica	Limite [dB(A)]	Confronto
R01	62,8	Classe VI	65	ENTRO I LIMITI
R02	62,2	Classe VI	65	ENTRO I LIMITI
R03	61,2	Classe VI	65	ENTRO I LIMITI
R04	64,1	Classe VI	65	ENTRO I LIMITI
R05	59,5	Classe VI	65	ENTRO I LIMITI
R06	64,3	Classe VI	65	ENTRO I LIMITI
R07	56,8	Classe VI	65	ENTRO I LIMITI

Tabella 16 – Campagna clima acustico 2024: Confronto con i limiti normativi per l'assetto 2



Amianto

Al 31/12/2025 si conferma l'assenza di amianto nelle parti impiantistiche in esercizio di proprietà Enipower.

Ogni anno viene comunque effettuato un censimento dell'amianto eventualmente presente all'interno dello stabilimento.