

DICHIARAZIONE AMBIENTALE 2026



Centrale Termoelettrica "E. Amaldi" di La Casella (PC)

Enel – Dichiarazione Ambientale 2026 – Impianto termoelettrico "E. Amaldi" di La Casella – Castel San Giovanni (PC)



Antonio Standa

Dichiarazione Ambientale

Anno 2026

Triennio di riferimento 2023-2025

Dati aggiornati al 31/12/2025

Centrale Termoelettrica
"E. Amaldi" di La Casella
Via Argine Po 2
Castel San Giovanni (PC)

Attività codice NACE 35.11 Produzione di Energia Elettrica

Convalida

L'istituto DNV - Via Energy Park,14-20971 - Vimercate (MB) – Italy Tel. 396899905, quale Verificatore ambientale accreditato a operare (n. IT-V-0003) secondo le disposizioni del Regolamento EMAS, ha verificato che la Politica, il Sistema di Gestione e le procedure di audit sono conformi al Reg. CE 1221/2009, aggiornato con Reg. CE 1505/2017 e Reg. UE 2018/2026, e ha convalidato in data 11/02/2026 le informazioni e i dati riportati in questo rinnovo della Dichiarazione Ambientale.

Anno di riferimento dati: dati aggiornati al **31/12/2025**

Documento emesso il 10/02/2026



A handwritten signature in black ink is located at the bottom right of the page, below the date.

Presentazione

Nel 1999 l'impianto di La Casella, primo impianto del gruppo Enel, ha ottenuto la registrazione EMAS che, attraverso la Dichiarazione Ambientale 2023, è stata rinnovata per l'ottava volta.

In questo arco temporale l'impianto ha visto realizzarsi significative modifiche impiantistiche e gestionali, a partire dalla trasformazione da centrale termoelettrica tradizionale ad impianto a ciclo combinato, consentendo la produzione di energia elettrica in modo più efficiente e con prestazioni ambientali di assoluta eccellenza.

Nel 2004, l'avvio della Borsa elettrica ha determinato un nuovo modo di produrre e di soddisfare la domanda di energia elettrica nel nostro Paese, richiedendo all'impianto ed a tutto il personale costante efficienza e massima flessibilità nel modo di operare.

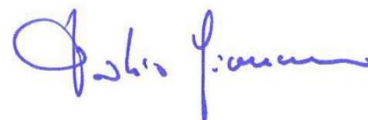
Il rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale, ottenuta nel 2009, sostituita con nuova AIA nel corso del 2021 (con ultimo aggiornamento nel 2024), ha poi introdotto nuove ed ulteriori attività di monitoraggio e controllo ambientale.

La Dichiarazione Ambientale del 2026 conferma il costante impegno del management e del personale dell'impianto di La Casella nel gestire ogni attività in linea con il Sistema di Gestione Integrato adottato dal 2017, ricercando il miglioramento continuo nella riduzione degli impatti ambientali e dando continuità al rapporto di trasparenza con la popolazione e le Amministrazioni locali.

Castel San Giovanni, 10/02/2026

Fabio Giammanco

Il Responsabile Power Plant North



Introduzione

Nel 1999 la centrale di La Casella ha ottenuto, primo impianto del gruppo Enel, la registrazione EMAS n. IT-000017. La presente Dichiarazione Ambientale, predisposta per il nono rinnovo della registrazione Emas, viene redatta in conformità con il Regolamento Comunitario 1221/2009, modificato dai regolamenti 2017/1505 e 2018/2026, sull'adesione volontaria delle organizzazioni ad un sistema di ecogestione e audit (EMAS) e in accordo con l'impegno ambientale dell'Enel, e riporta i dati delle prestazioni ambientali, le novità e gli aggiornamenti tecnici ed organizzativi aggiornati al 31/12/2025.

Una nuova Dichiarazione dovrà essere presentata nell'anno 2029, mentre negli anni intermedi si procederà ad un aggiornamento della Dichiarazione sulla base dei dati di consuntivo dell'anno precedente. Tali aggiornamenti, convalidati dal Verificatore ambientale accreditato, verranno trasmessi al Comitato e messi a disposizione del pubblico.

Ulteriori informazioni relative alla presente Dichiarazione Ambientale, come pure qualsiasi altra informazione di carattere ambientale relativa alle attività di Power Plant, possono essere richieste ai seguenti riferimenti:

Responsabile Power Plant North

Ing. Fabio Giammanco
tel: +39 0523723620
e-mail: fabio.giammanco@enel.com

Responsabile Sistema di Gestione Integrato

Ing. Giorgio Aliotta
tel: +39 0918086502
e-mail: ggiorgio.aliotta@enel.com

Certificato di Registrazione

Registration Certificate



ENEL PRODUZIONE S.p.A.
Viale Regina Margherita, 125
00198 - Roma (Roma)

N. Registrazione: **IT-000017**
Registration Number

Data di Registrazione: **24 Giugno 1999**
Registration Date

Siti:
1) Centrale di La Casella - Via Argine Po, 2 - Castel San Giovanni (PC)

PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA
PRODUCTION OF ELECTRICITY

NACE: 35.11

Questa Organizzazione ha adottato un sistema di gestione ambientale conforme al Regolamento EMAS allo scopo di attuare il miglioramento continuo delle proprie prestazioni ambientali e di pubblicare una dichiarazione ambientale. Il sistema di gestione ambientale è stato verificato e la dichiarazione ambientale è stata convalidata da un verificatore ambientale accreditato. L'Organizzazione è stata registrata secondo lo schema EMAS e pertanto è autorizzata a utilizzare il relativo logo. Il presente certificato ha validità soltanto se l'organizzazione risulta iscritta nell'elenco nazionale delle organizzazioni registrate EMAS.

This Organisation has established an environmental management system according to EMAS Regulation in order to promote the continuous improvement of its environmental performance and to publish an environmental statement. The environmental management system has been verified and the environmental statement has been validated by accredited environmental verifier. The Organization is registered under EMAS and therefore is entitled to use the EMAS Logo. This certificate is valid only if the Organization is listed into the national EMAS Register.

Roma, **28 Giugno 2023**
Rome

Certificato valido fino al: **09 Aprile 2026**
Expiry date

Comitato Ecolabel - Ecoaudit
Sezione EMAS Italia
Il Presidente
Dott. Silvio Schinaia

f.to digitalmente



Sommario

Presentazione.....	3
Introduzione.....	4
Il Gruppo Enel.....	7
Profilo.....	7
Business.....	9
La sostenibilità ambientale.....	10
La Politica ambientale e gli obiettivi.....	10
Sistemi di gestione Ambientale e Integrato.....	13
Strategia e Governance di Gruppo.....	14
La struttura organizzativa registrata a EMAS.....	17
La partecipazione a EMAS.....	17
La struttura del Power Plant North.....	19
Analisi del Contesto.....	22
Formazione.....	25
Comunicazione.....	25
Coinvolgimento del personale.....	26
Sicurezza.....	27
Iniziative di sostenibilità.....	31
I progetti di sostenibilità per l'ambiente e la comunità.....	31
L'attività produttiva.....	35
Le autorizzazioni.....	35
Il profilo produttivo.....	35
Descrizione del processo produttivo.....	36
Gli aspetti e le prestazioni ambientali.....	41
Gli aspetti ambientali.....	41
Indicatori chiave di prestazione ambientale.....	44
Indicatori specifici di prestazione ambientale.....	44
Riepilogo dati ambientali.....	45
Aspetti ambientali diretti.....	46
Emissioni in atmosfera.....	46
Scarichi idrici.....	54
Produzione, recupero e smaltimento rifiuti.....	61
Impiego di materiali e sostanze.....	64
Efficienza energetica.....	66
Utilizzo risorse naturali.....	67
Contaminazione del suolo e sottosuolo.....	69
Impatto visivo.....	69
Utilizzo di risorse naturali.....	69
Acqua potabile.....	71
Rumore esterno.....	71



Aspetti ambientali indiretti	73
Campi elettromagnetici	73
Biodiversità	73
Utilizzo sostanze pericolose da parte di appaltatori e fornitori	73
Immissioni in atmosfera	74
Attività connesse ai cantieri.....	74
Il Programma Ambientale	75
Obiettivi del triennio 2023+2025	75
Obiettivi del triennio 2026+2028	87
Appendice	93
Autorizzazioni e convenzioni dell'impianto di La Casella	93
Limiti di legge	94
Limiti di legge per le emissioni.....	94
Limiti di legge per gli effluenti liquidi	95
Conformità normativa.....	95
Normativa applicabile	96
Informazioni al pubblico	99
La registrazione EMAS	99



Antonio Sturco

Il Gruppo Enel

Profilo

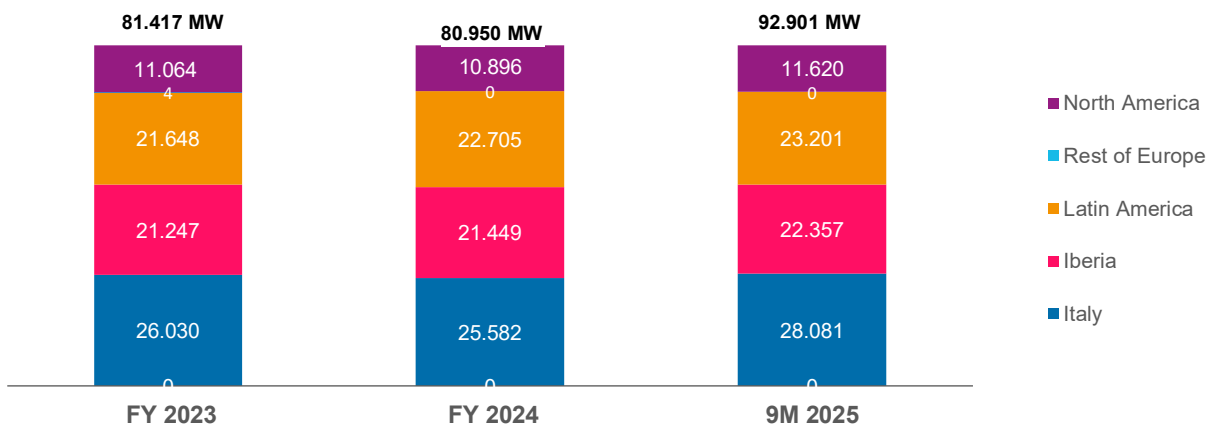
Enel è una multinazionale dell'energia e uno dei principali operatori integrati globali nei settori dell'elettricità e del gas, con un particolare focus su Europa e America Latina. Il Gruppo con circa **60.000 persone** opera in 28 Paesi di 5 continenti, produce energia attraverso una **capacità installata netta di circa 93 GW** (inclusa la capacità gestita e la capacità dei sistemi di accumulo di energia a batteria (BESS) di cui **68 GW** di capacità rinnovabile e distribuisce elettricità e gas su una rete di circa 1,8 milioni di chilometri. Con circa 69 milioni di utenze nel mondo, Enel registra la più ampia base di clienti rispetto ai suoi competitors europei e si situa fra le principali aziende elettriche d'Europa in termini di capacità installata e reported EBITDA.

In **Italia**, Enel è la più grande azienda elettrica del Paese. Opera nel campo della generazione di elettricità da impianti termoelettrici e rinnovabili con **22 GW di capacità installata (-4GW di capacità carbone rispetto al 2024)**. Inoltre, Enel gestisce gran parte della rete di distribuzione elettrica del Paese e offre soluzioni integrate di prodotti e servizi per l'elettricità e il gas ai suoi 31,8 milioni di clienti italiani

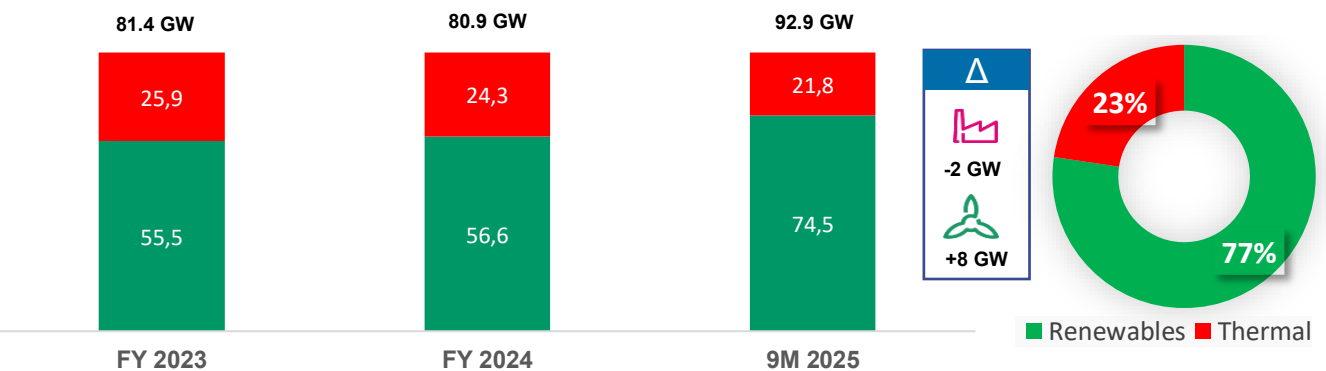
Operating Data

Nel corso del 2025, il Gruppo **Enel ha ulteriormente aumentata la propria capacità di impianti rinnovabili e ridotto quella degli Impianti Termici Tradizionali** aumentando al contempo la flessibilità con 3,4 GW di BESS. Nel **Mondo** ormai la **Capacità Installata degli Impianti Rinnovabili è di gran lunga prevalente rispetto a quella degli Impianti Termici** in linea con gli obiettivi di decarbonizzazione del Gruppo.

Sommario di Gruppo

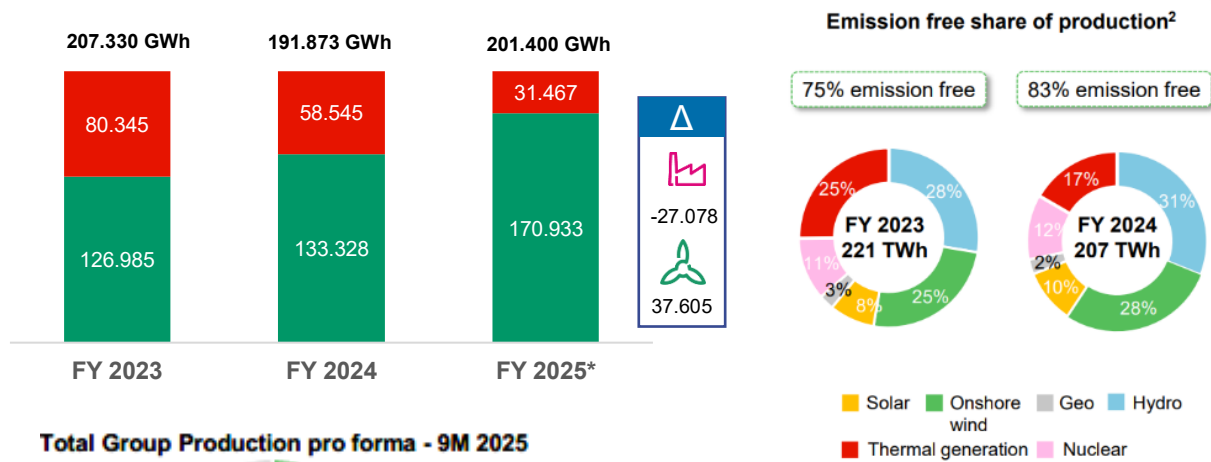


Evoluzione della Capacità Netta Installata (di cui 2,4 GW di BESS e 3,3 Nucleare)



Al 9M 2025, il Gruppo Enel ha prodotto complessivamente 152 TWh di elettricità (-2,9% vs 9M 2024), ha distribuito sulle proprie reti 356 TWh (+0,8% vs 9M 2024) ed ha venduto in Europa 91 TWh (-10% vs 282 TWh 9M 2024).

Produzione Netta (proiezione FY 2025 *)

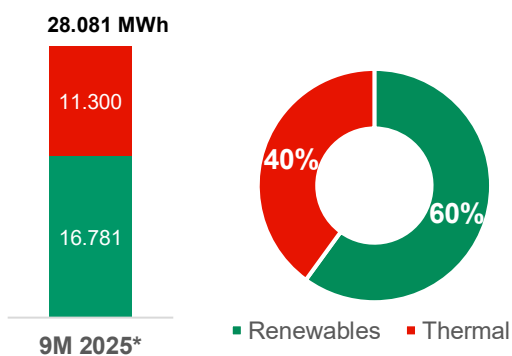


2. Considers nuclear + renewable production (consolidated & unconsolidated).

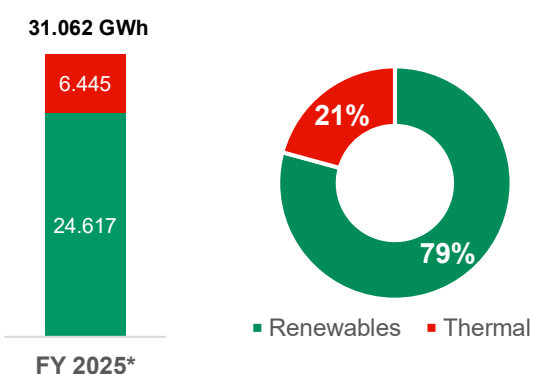
Come si evince dai dati operativi si osserva il trend positivo di maggiore produzione da fonti non fossili (**85% di emissioni CO2 free**) a riprova dell'impegno di coniugare sviluppo, innovazione e sostenibilità ambientale, a fronte di una produzione complessiva in diminuzione.

In **Italia** la situazione in termini percentuali di Capacità Installata non ha i livelli percentuali di Rinnovabili del Gruppo Enel (60% vs 40%) ma in termini di Produzione, la percentuale di Energia da fonti rinnovabili ha raggiunto il livello d'record di 79%.

ITALIA - Capacità Installata [MW]



ITALIA - Produzione [GWh]



Business

Enel è una della più grandi aziende al mondo per fatturato e una capitalizzazione di borsa e la maggiore utility integrata d'Europa in termini di capitalizzazione. Enel è anche la società italiana con il più alto numero di azionisti, 1,1 milioni tra retail e istituzionali (Ministero dell'Economia e delle Finanze).

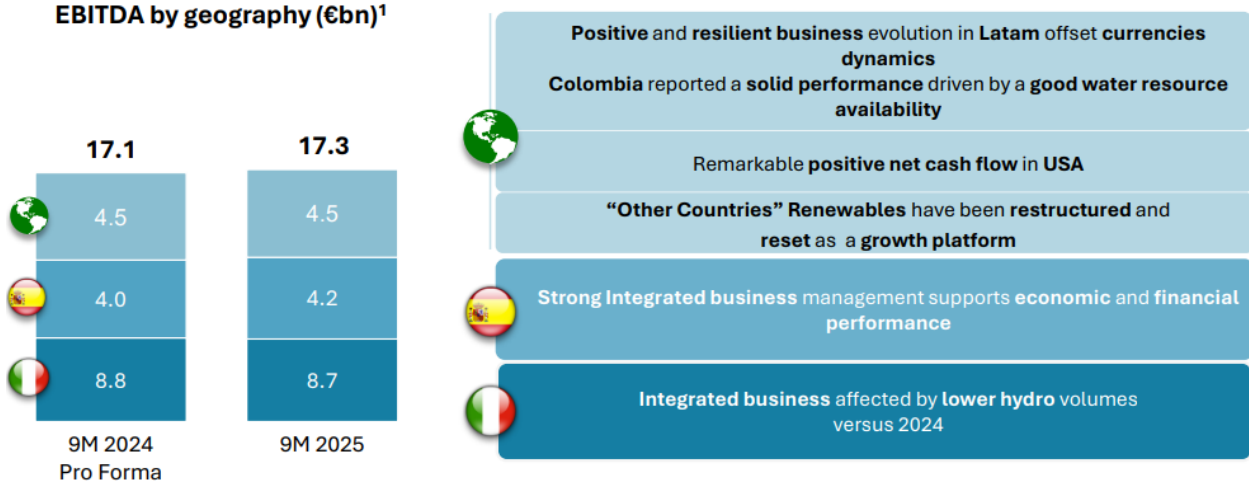
Principali dati economici e finanziari consolidati del 2025 stimati (* Estimated):

- **Ricavi: 91* miliardi di euro (79 miliardi di euro nel 2024, -13*%)**

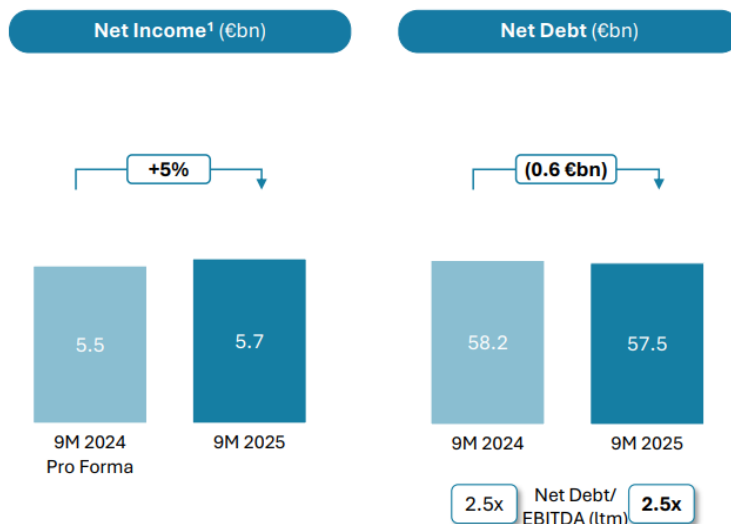
La variazione è principalmente riconducibile ai minori volumi di energia termoelettrica prodotta e alla diminuzione delle quantità di energia elettrica e gas vendute nei mercati finali, in un regime di prezzi decrescenti, unitamente alle variazioni di perimetro nei due periodi a confronto. Tali effetti sono stati in parte compensati dall'andamento positivo dei ricavi nelle rinnovabili e nelle reti di distribuzione.

- **EBITDA ordinario 9M 2025: 17.3 miliardi di euro (17.1 miliardi di euro nel 9M 2024, +1%)**

EBITDA by geography (€bn)¹



- **Utile netto 9M 2025: 5,7miliardi di euro (+5% vs 9M 2024)**



L'aumento è principalmente riconducibile all'andamento positivo della gestione operativa ordinaria, unitamente alla riduzione degli oneri finanziari netti, che hanno più che compensato il maggior onere fiscale, da ricondurre al miglioramento dei risultati economici, e la maggiore incidenza delle interessenze dei terzi.

La sostenibilità ambientale

Sostenibilità vuol dire essere in grado di guidare la “transizione energetica”, dall’attuale modello di consumo e generazione verso un sistema incentrato sui bisogni dei clienti e fondato su fonti rinnovabili, reti intelligenti in grado di integrare la generazione distribuita, efficienza energetica, sistemi di accumulo, perseguendo al contempo gli obiettivi globali di riduzione degli impatti ambientali, in una logica di conservazione e sviluppo del capitale naturale. La Sostenibilità è ormai uno dei pilastri su cui si regge il paradigma del presente e del futuro dell’energia elettrica per Enel, una Sostenibilità integrata nel modello di business lungo l’intera catena del valore, che interpreta e traduce in azioni concrete la strategia del Gruppo, attraverso un piano puntuale, sfidante e condiviso, e una periodica comunicazione delle informazioni rilevanti sia all’interno sia all’esterno dell’azienda che aumenta la capacità di attrarre investitori di lungo periodo e socialmente responsabili (Socially Responsible Investors – SRI).

Nella definizione della propria visione strategica, così come nella sua attuazione, Enel integra e combina attentamente tutti i diversi fattori: economico-finanziari, ambientali, sociali e di governance. È grazie a un modello di business sostenibile che diventa possibile affrontare le nuove sfide della transizione energetica, non soltanto reagendo ai rischi, ma cogliendone tutte le opportunità senza ignorarne le implicazioni sociali.

Il Rapporto di sostenibilità annuale è consultabile sul sito di ENEL S.p.A.:

<https://www.enel.com/it/investitori/sostenibilita>

L'integrazione della sostenibilità nel business, ha permesso a Enel di integrare concretamente 4 dei 17 Obiettivi di Sviluppo Sostenibili dell'Onu (SDG's) nel Piano strategico. Il superamento dell'energy divide e l'accesso all'energia sostenibile per tutti (SDG 7), il contrasto al cambiamento climatico (SDG 13), l'accesso all'educazione (SDG 4) e la promozione di una crescita economica inclusiva e sostenibile e dell'occupazione nei territori in cui operiamo (SDG 8), rappresentano un'opportunità di sviluppo e di creazione di valore, per i territori, le comunità e per gli azionisti.

La Politica ambientale e gli obiettivi

La protezione dell’ambiente e delle risorse naturali, la lotta ai cambiamenti climatici e il contributo per uno sviluppo economico sostenibile sono fattori strategici nella pianificazione, nell’esercizio e nello sviluppo delle attività di Enel, nonché determinanti per consolidare la leadership dell’azienda nei mercati dell’energia. Tale impegno si fonda sui seguenti **principi fondamentali**

Principi fondamentali:

1. Proteggere l’ambiente, attraverso l’analisi, la valutazione e la gestione dei rischi in ottica di prevenzione degli impatti e di valorizzazione delle opportunità;
2. Mitigare gli effetti del crescente deterioramento dell’ambiente e del cambiamento climatico tenendo conto del loro impatto sociale;
3. Fissare obiettivi per assicurare e misurare le azioni volte ad evitare, mitigare o ridurre l'impatto sugli ecosistemi terrestri e acquatici, mettendo a disposizione le risorse necessarie ed aggiornando gli obiettivi in ottica di miglioramento continuo dei processi e delle prestazioni;
4. Migliorare e promuovere la sostenibilità ambientale di prodotti e servizi;
5. Rispettare gli obblighi normativi e gli impegni volontari, garantendo che le attività operative siano eseguite in conformità alla disciplina legislativa e regolamentare dei diversi Paesi.



A handwritten signature in black ink is located at the bottom right of the page, below the DNV logo and the date.

Obiettivi strategici:

1. Applicare all'intera organizzazione Sistemi di Gestione Ambientale, riconosciuti a livello internazionale, ispirati al principio del miglioramento continuo e all'adozione di indicatori per la misurazione della performance ambientale.
2. Ridurre gli impatti ambientali attraverso l'applicazione delle migliori tecnologie disponibili e delle migliori pratiche nelle fasi di progettazione, costruzione, esercizio e smantellamento degli impianti e nello sviluppo dei prodotti, in una prospettiva di analisi del ciclo di vita.
3. Realizzare impianti e infrastrutture tutelando il territorio e la biodiversità
4. Promuovere azioni sul cambiamento climatico in linea con il contenimento della temperatura globale a 1,5 °C rispetto all'era preindustriale, accelerando la transizione energetica verso le emissioni zero e aumentando la resilienza delle attività di business ai cambiamenti climatici.
5. Preservare l'acqua, l'aria e il suolo e ottimizzare la gestione dell'acqua.
6. Ottimizzare la gestione dei rifiuti
7. Promuovere l'approccio e le iniziative di economia circolare.
8. Sviluppare tecnologie innovative per l'ambiente.
9. Promuovere pratiche di sostenibilità aziendale presso i fornitori, appaltatori, clienti e partners.
10. Comunicare al pubblico, alle istituzioni, ai lavoratori del Gruppo e ad altri stakeholder rilevanti le performance ambientali dell'Azienda



La politica Integrata di Generazione Italia

In accordo con i principi e le linee guida del gruppo ENEL, e nell'ottica dell'integrazione dei Sistemi di Gestione "Ambiente Sicurezza Qualità ed Energia la "EGP&TGX Italy" ha adottato principi e Politica emessa dalla "Global Power Generation".



POLITICA DEL SISTEMA DI GESTIONE INTEGRATO QUALITÀ, SALUTE E SICUREZZA, AMBIENTE ED ENERGIA DI ENEL GREEN POWER AND THERMAL GENERATION

Enel Green Power & Thermal Generation (EGP&TGX) sviluppa, costruisce, gestisce e dismette, acquista e vende impianti di produzione e stoccaggio di energia e asset a supporto della transizione energetica in tutto il mondo.

EGP&TGX è impegnata nella **Generazione dell'energia del Futuro** all'interno della strategia di Transizione Energetica del Gruppo: la nostra mission è accompagnare il pianeta verso una nuova era di energia sostenibile e decarbonizzata, creando valore e contrastando il cambiamento climatico.

A tal fine, in EGP&TGX adottiamo un Sistema di Gestione Integrato in linea con le strategie di business, nel rispetto degli standard internazionali di riferimento*, in un ambiente di lavoro incentrato sulle persone, che, in linea con i **valori** di Enel, impegnandosi nel seguire il **"Compass"** dei comportamenti, rappresentano l'**anima** di EGP&TGX.

Il Sistema di Gestione comprende la tutela della salute, della sicurezza e del benessere psicofisico dei nostri lavoratori, la protezione dell'ambiente e della biodiversità, l'attenzione alla qualità e all'efficienza energetica, un'adeguata gestione del rischio e delle opportunità e l'orientamento al miglioramento continuo, all'innovazione e alla sostenibilità del business.

In un clima di reciproca fiducia e rispetto con i nostri clienti, gli stakeholder e coloro che lavorano all'interno delle nostre sedi, in EGP&TGX per lo svolgimento del business ci impegniamo ad operare secondo questi principi guida:

- assicurare la conformità con la legislazione ed i requisiti applicabili in materia di qualità, sicurezza e salute sul lavoro, ambiente, trattamento dei dati personali, continuità e sicurezza delle informazioni;
- valutare costantemente i rischi per la salute e la sicurezza dei lavoratori, l'ambiente e la qualità, adottando un approccio sistematico per eliminarli o, quando questo non sia possibile, minimizzarli con l'obiettivo di raggiungere **"zero incidenti"**;
- sviluppare nelle persone la consapevolezza del proprio potenziale, la responsabilità del proprio ruolo e la capacità di adottare comportamenti sicuri, rispettosi ed etici anche in campo digitale attraverso informazione, formazione e coaching;
- consultare e rendere partecipi i nostri dipendenti nel miglioramento continuo delle nostre attività;
- adottare in tutte le nostre attività le migliori pratiche, metodologie e tecnologie, rispettando tempi e costi stabiliti, integrando già dalla fase di progettazione i temi della salute e della sicurezza sul lavoro, della tutela dell'ambiente, della protezione della biodiversità e dell'uso attento dell'energia in una prospettiva di sviluppo sostenibile;
- garantire l'adeguatezza delle risorse necessarie per il raggiungimento degli obiettivi del Sistema di Gestione Integrato, perseguendone la costante evoluzione ed il miglioramento continuo;
- nell'ambito di una cultura improntata sulla collaborazione e sul feedback, selezionare accuratamente fornitori e appaltatori e misurarne costantemente le prestazioni, coinvolgendoli nei nostri obiettivi, privilegiando beni e servizi intrinsecamente sicuri, che favoriscano la digitalizzazione, la sostenibilità ambientale ed energetica;
- promuovere e sostenere un dialogo aperto con i cittadini, le istituzioni e le comunità sugli effetti delle attività di EGP&TGX;
- ottenere, attraverso il raggiungimento degli obiettivi aziendali, la soddisfazione di tutti gli stakeholder.

Obiettivi specifici e misurabili per il Sistema di Gestione Integrato sono fissati annualmente e il loro effettivo raggiungimento viene verificato attraverso un continuo monitoraggio dei risultati ottenuti, la cui analisi costituisce la base per il periodico Riesame della Direzione.

La presente Politica deve essere promossa e diffusa a tutte le parti interessate ed è essenziale che tutti i colleghi di EGP&TGX ne sostengano valori e principi, contribuendo attivamente al raggiungimento degli obiettivi prefissati e a mantenere i più alti livelli di responsabilità sociale, in accordo con il Codice Etico. L'efficacia e l'applicazione di questa Politica saranno periodicamente esaminati al fine di garantirne la corrispondenza alla strategia di EGP&TGX e l'adeguatezza ai contesti in cui essa opera.

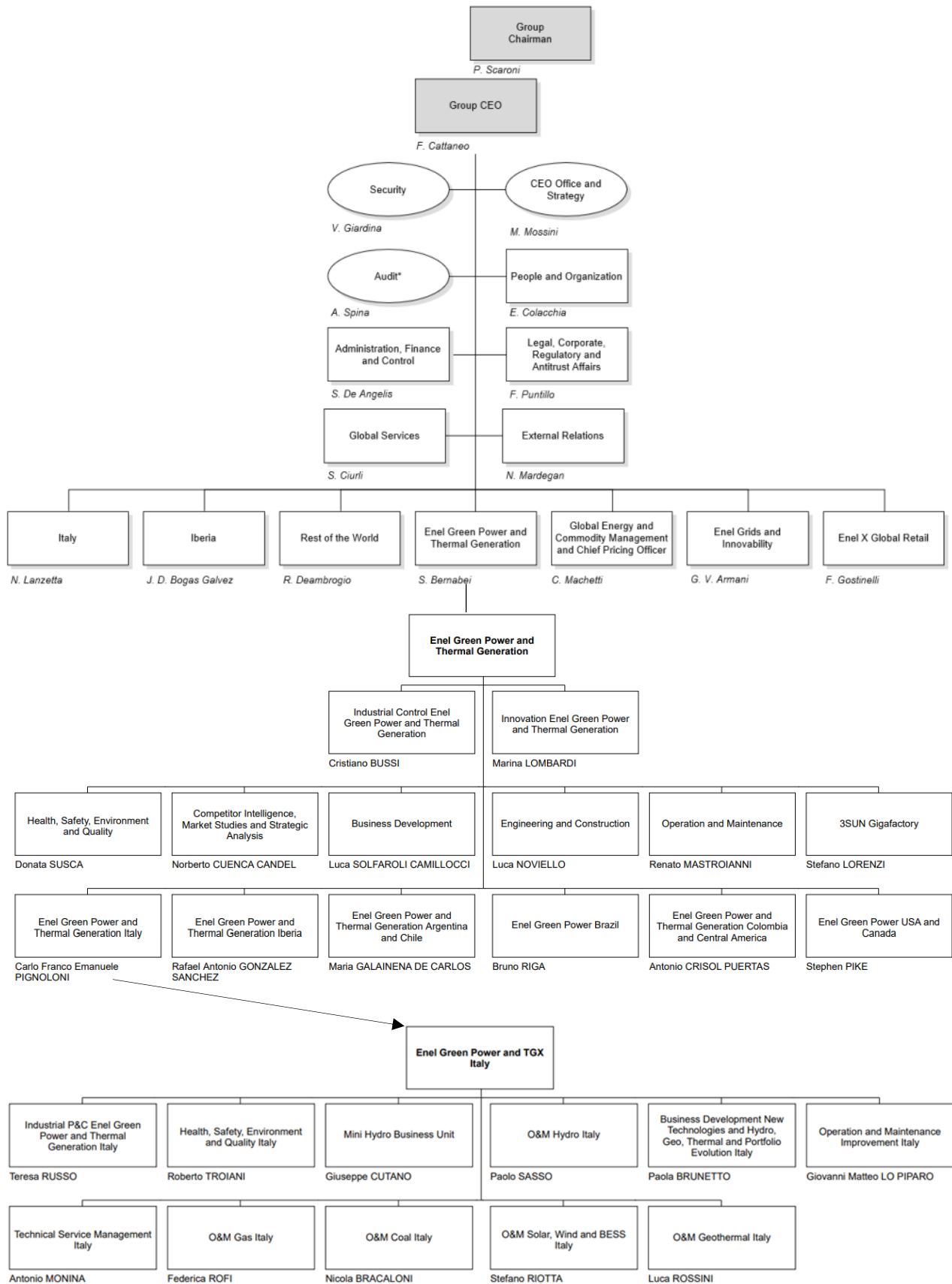
Roma, 02/08/2024

Salvatore Bernabei
Salvatore Bernabei
Direttore di EGP&TGX
Gruppo Enel

*Conforme agli standard ISO 9001, ISO 14001, ISO 50001, ISO 45001, ISO 19650 e UNI/PdR 74:2019 (Building Information Modelling - BIM)

Sistemi di gestione Ambientale e Integrato

Enel Group Organization Chart



Antonio Scaroni

L'evoluzione

Nel 2015 la ex Divisione "Global Thermal Generation" (TGx) ha deciso di perseguire l'implementazione dei Sistemi di Gestione Integrati delle proprie "Linee di generazione" delle varie Countries. Prima tappa verso la razionalizzazione e la semplificazione delle certificazioni, è stata la certificazione nel 2016 secondo un Sistema di Gestione Ambientale multi-site, che di fatto ha inglobato tutti i preesistenti Sistemi di Gestione di singola Centrale. Questo processo è proseguito nei mesi successivi ed è culminato nel luglio del 2017 con la Certificazione Global Multisite di un Sistema di Gestione Integrato Ambiente, Salute Sicurezza e Qualità.

Nel corso del 2018 sono state recepite tutte le importanti novità contenute nella nuova versione ISO 14001:2015 e della ISO 9001:2015 e si è cominciato il processo di integrazione all'interno del Sistema di Gestione Integrato della norma ISO 50001: 2011, facendo propri i principi di Efficienza Energetica.

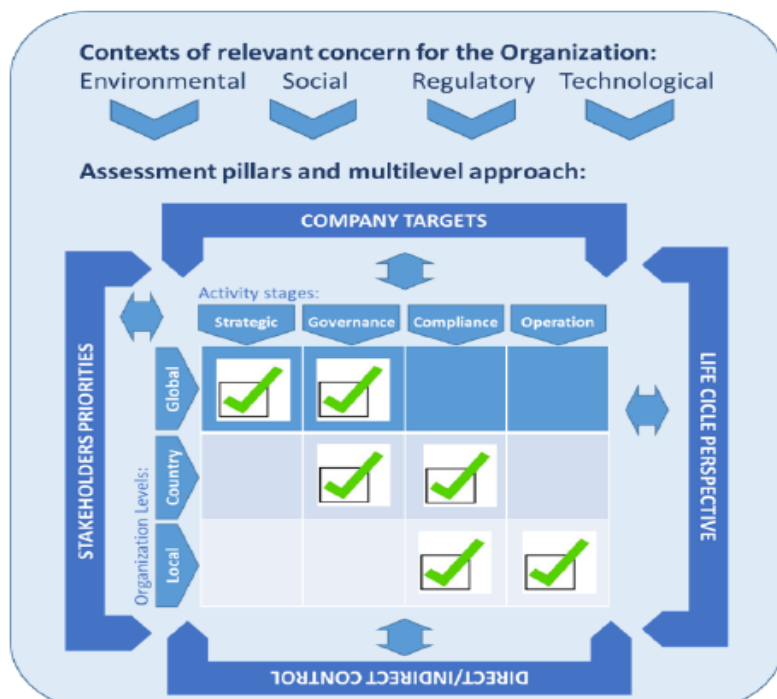
Nel marzo 2019 con la pubblicazione del primo Certificato ISO 50001:2011 si aggiunge ufficialmente al Sistema di Gestione Integrato anche l'Energia; a dicembre 2019 tutto il perimetro TGx Italia si è certificato ISO 50001:2018.

Il 2020 ha visto invece le nuove sfide derivanti dall'integrazione dei **Sistemi di gestione di EGP e TGX in un unico SGI, la transizione verso i nuovi standard ISO 45001:2018 ed ISO 50001:2018.**

Strategia e Governance di Gruppo

Il sito di La Casella è inserito in uno schema di certificazione ISO 14001:2015 Global EGP&TGx Multisite.

La Strategia e la Governace di Gruppo si esplicano seguendo le indicazioni della Policy di Gruppo 367, e pertanto, attengono, al livello di Global, mentre la valutazione degli aspetti derivanti dal contesto locale e dalle parti interessate, la compliance alla legge ed alle linee guida di gruppo a livello locale sono effettuati a livello di Power Plant Noth con il supporto della funzione HSEQ Italia, responsabile dell'attuazione del Sistema di Gestione Integrato.





CERTIFICATO DI SISTEMA DI GESTIONE

Certificato del sito No.:
C676672-CC18

Validità:
20 giugno 2025 - 19 giugno 2028

Appartiene al Certificato principale No.:
C676672

Si certifica che il sistema di gestione centralmente implementato per

ENEL PRODUZIONE S.p.A.

VIA LUIGI BOCCHERINI 15 - 00198 ROMA (RM), ITALIA

e i siti come elencati nell'Appendix che accompagna questo certificato

È conforme allo Standard:

ISO 14001:2015

Questa certificazione è valida per il seguente campo applicativo:

Sostegno della transizione energetica, della sostenibilità e dell'innovazione del business attraverso le seguenti attività: produzione e vendita di energia elettrica; sviluppo, progettazione, costruzione, esercizio, manutenzione, movimentazione combustibile, assistenza tecnica, recupero, trasformazione, dismissione e riconversione degli impianti di produzione e stoccaggio di energia elettrica; erogazione di analisi di laboratorio e controlli nell'ambito della generazione elettrica

Valutato secondo le prescrizioni del Regolamento Tecnico RT-09

Luogo e Data:
Vimercate (MB), 20 giugno 2025



00010

Per l'Organismo di Certificazione:
DNV - Business Assurance
Via Energy Park, 14, - 20871 Vimercate (MB) - Italy

Claudia Baroncini
Management Representative

Il sistema di gestione certificato è quello dell'intera organizzazione. La validità di questo certificato dipende dalla validità del certificato della sede centrale. Il mancato rispetto delle condizioni stabilite nel regolamento di certificazione potrebbe invalidare il certificato.
ACCREDITED UNIT: DNV Business Assurance Italy S.r.l., Via Energy Park, 14 - 20871 Vimercate (MB) - Italy - TEL: +39 039 68 99 905. www.dnv.it



CENTRALE TERMOELETTRICA “Edoardo AMALDI” di LA CASELLA (PC)



La struttura organizzativa registrata a EMAS

La partecipazione a EMAS

All'interno di un **Sistema di Gestione Ambientale Multisite integrato con gli altri Sistemi di Salute e Sicurezza, Qualità ed Energia**, la Thermal Generation Italy ha invece optato per una Registrazione EMAS sito specifica al fine di permettere a ciascun sito di poter descrivere attraverso la Dichiarazione Ambientale le proprie specificità ed il contesto ambientale locale nel quale si esplica la propria attività. In tal modo si permette all'organizzazione di comunicare in maniera efficace alle parti interessate in materia ambientale la propria politica, gli aspetti ambientali significativi, gli obiettivi ambientali e le proprie prestazioni ambientali.

Nel 2016 l'impianto ha ricevuto un riconoscimento dal Comitato EMAS per essere stata una delle prime organizzazioni in Italia ad ottenere la registrazione e per averla mantenuta nel tempo.

A settembre 2021, in occasione dei 25 anni di Emas, la Centrale ha ricevuto dalla Commissione europea le congratulazioni e un certificato per i risultati come una delle prime e più longeve organizzazioni registrate EMAS in Italia; la notizia è stata diffusa sulla intranet aziendale per condividere il riconoscimento con tutta Enel e segnalata specificatamente ai dipendenti della centrale con mail della direzione HSEQ.

Riconoscimento del Comitato EMAS per l'impianto di La Casella 2021 e 2016



Sempre a settembre 2021 la centrale E. Amaldi ha partecipato per la categoria 1 - *Dichiarazione ambientale comunicativamente più efficace*, al PREMIO EMAS Italia 2021, organizzato dal Comitato Ecolabel Ecoaudit – Sezione

EMAS, per premiare le organizzazioni che hanno meglio interpretato ed applicato i principi ispiratori dello schema europeo.

A novembre 2024 la Centrale E. Amaldi è stata premiata, nell'ambito del premio EMAS Italia 2024, per la categoria 2 - Iniziative di uso del Logo EMAS. Alla centrale è stato riconosciuto il ruolo storico che riveste essendo una dei primi siti italiani ad essere certificati EMAS, ovvero dal 1999. Il progetto premiato comprende un cartello informativo installato lungo la strada pubblica di accesso alla centrale, che valorizza le certificazioni ISO in materia di ambiente, sicurezza, qualità ed energia e include un QR code per accedere alle dichiarazioni ambientali.

Cartello informativo lungo la strada di accesso alla centrale



Targa premio EMAS Italia 2024 per la centrale di La Casella



La struttura del Power Plant North

La struttura del Power Plant North, dal mese di agosto 2024, gestisce l'impianto a ciclo combinato di La Casella e i siti di Leri, Alessandria e Carpi (asset marginali) che fanno parte del programma di riconversione Futur-e, iniziativa intrapresa da Enel che si pone l'obiettivo di riqualificazione, con progetti innovativi e sostenibili, degli impianti termoelettrici italiani dismessi, aprendo nuove opportunità di sviluppo ai territori che ospitano i siti coinvolti dall'iniziativa.

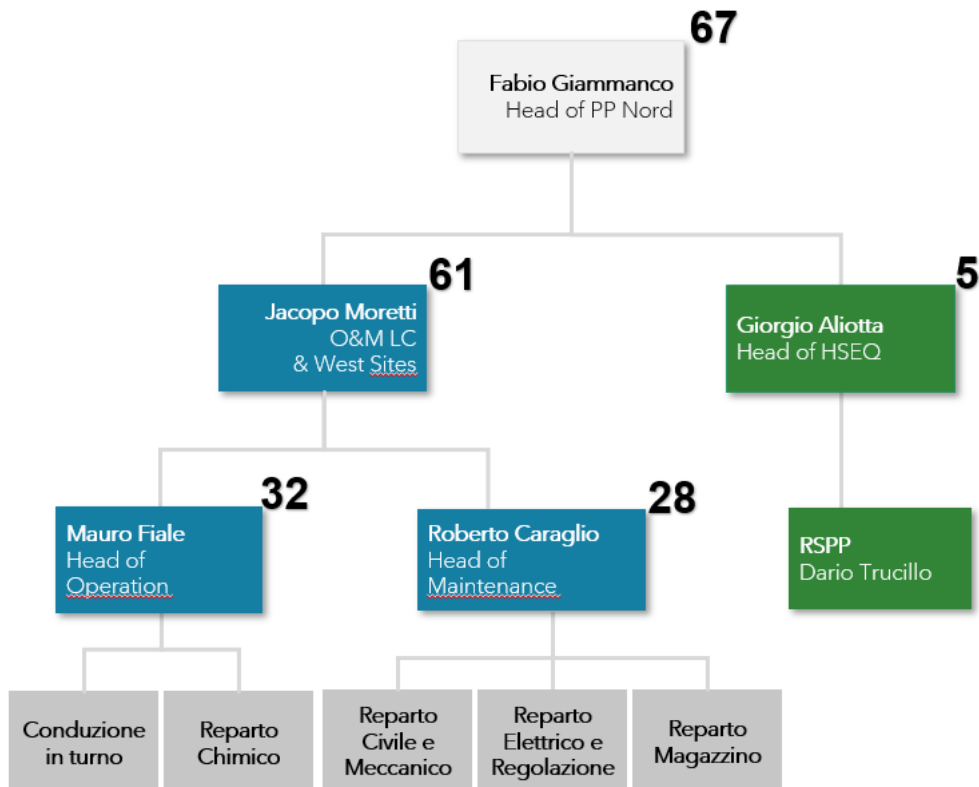
Il Power Plant North appartiene alla Power Generation Italy per quanto riguarda la struttura divisionale mentre per la struttura societaria il personale è dipendente di Enel Produzione SpA che è una società controllata da Enel SpA 100%. Nella figura sottostante è rappresentata la struttura della Power Plant North così come riorganizzata.

Nell'ambito della Enel Green Power and Thermal Generation Italy si è pensato ad una riorganizzazione che mira a localizzare le figure di direzione (capi sezione manutenzione ed esercizio) in maniera da rafforzare e dedicare l'impegno verso i singoli siti produttivi, con a capo una figura (ex capo impianto) che sovrintende gli aspetti O&M.

In considerazione di ciò, relativamente all'organizzazione della Power Plant North, dal 01/08/2024 l'Ing. Fabio Giammanco è subentrato all'Ing. Orlando Di Folco come responsabile del Power Plant North con OD n. 64 in versione 24. Dal 29/01/2025 con OD n. 1323 in versione 7, l'Ing. Jacopo Moretti è subentrato all'Ing. Manuel Comparin nella figura di capo O&M di La Casella e nella gestione degli asset marginali di Trino, Carpi, Alessandria e Tavazzano. Infine, all'Ing. Mauro Fiale è affidato il ruolo di capo sezione esercizio e dal 01/10/2024 l'Ing. Roberto Caraglio è subentrato all'Ing. Corrado Musetti nel ruolo di capo sezione manutenzione.

I numeri riportati a fianco di ogni casellina sono riferiti alla consistenza del personale assegnato alla sezione.

Struttura organizzativa Power Plant North (aggiornata al 31/12/2025)



Responsabile Power Plant North

Il responsabile della PP, assume sotto di sé tutte le responsabilità relative alle attività degli impianti del perimetro:

- > assicurare i processi operativi e di manutenzione delle attività e dei siti pertinenti, comprese le attività di riqualificazione dei siti, in conformità con i piani di produzione, le politiche e le normative in materia di sicurezza, sicurezza e ambiente, massimizzando l'efficienza operativa, nel rispetto delle norme di sicurezza e ambientali;
- > rispettare gli obiettivi di opex e capex nonché gli obiettivi di produzione e manutenzione definiti per ciascun impianto, massimizzando il ritorno sugli investimenti;
- > gestire il rapporto con le Istituzioni locali e le parti interessate, in conformità con le unità interessate.

HSEQ

All'interno di Power Plant North, HSEQ è preposto alle seguenti attività:

- > gestione dei rapporti con Enti e Amministrazioni per tutte le problematiche connesse all'esercizio in tema di ambiente e sicurezza;
- > supporto al responsabile PP nel campo della prevenzione e protezione, nonché dei rapporti con Enti ed Amministrazioni in tema di sicurezza ed igiene degli ambienti di lavoro;
- > coordinamento e monitoraggio degli adempimenti previsti dal Sistema di Gestione Integrato (ISO 14001, ISO 9001, ISO 50001, ISO 45001) e dalla Registrazione Emas;
- > applicazione delle procedure e delle istruzioni in tema di Health, Safety, Environment & Quality (HSEQ) definite a livello centrale;
- > supporto tecnico di base agli impianti;
- > elaborazione dei dati di esercizio.

La figura del Responsabile del Sistema di Gestione Integrato (RSGI) è attribuita al responsabile HSEQ.

O&M

Nell'ambito della Enel Green Power and Thermal Generation Italy si è pensato ad una riorganizzazione che mira a localizzare le figure di direzione (capi sezione manutenzione ed esercizio) in maniera da rafforzare e dedicare l'impegno verso i singoli siti produttivi, con a capo una figura (ex capo impianto) che sovrintende gli aspetti O&M.

In particolare, il responsabile O&M è preposto alle seguenti attività:

- > Gestire e supervisionare le operazioni delle risorse correlate al fine di massimizzarne l'efficienza e la disponibilità.
- > Eseguire la pianificazione e l'esecuzione delle attività di manutenzione ed esercizio, in conformità con le linee guida dei processi, al fine di aumentare la disponibilità e l'efficienza degli asset e raggiungere obiettivi del Sistema di Gestione, compresi quelli volti alla salvaguardia e allo sviluppo dell'azienda e al mantenimento delle condizioni di sicurezza dei siti.

Manutenzione

L'Unità, suddivisa in tre filoni diversi (meccanico, elettro-regolazione e programmazione), è responsabile delle seguenti attività:

- > gestione delle attività di manutenzione programmata (fermate), preventiva in servizio e accidentale;
- > pianificazione e gestione degli interventi di *upgrading* del macchinario;
- > esecuzione pronto intervento in accidentale;
- > schedulazione delle attività di manutenzione di competenza di PP e delle relative risorse;
- > politiche operative e gestione dei materiali di stretta pertinenza dell'impianto e dei ricambi dei TG Siemens per tutta la Filiera Cicli Combinati italiana;



- > supporto al Responsabile PP per la gestione ordinaria dei servizi generali;
- > gestione del processo di acquisizione dei materiali, delle prestazioni e delle forniture (micro-contrattualistica).

Esercizio

L'Unità, suddivisa in due filoni (conduzione turno e laboratorio chimico) è preposta alle seguenti attività:

- > gestione delle attività di esercizio in osservanza delle direttive impartite dalle disposizioni di servizio della Direzione e in linea con gli obiettivi da essa formulati;
- > implementazione e rispetto delle politiche di sicurezza fissate dall'azienda;
- > esercizio dell'impianto nel rispetto delle normative ambientali;
- > gestione delle messe in sicurezza dell'impianto;
- > primo intervento in occasione di situazioni imprevedibili e/o eccezionali o per particolari esigenze impiantistiche;
- > controlli chimici degli impianti e del laboratorio chimico.

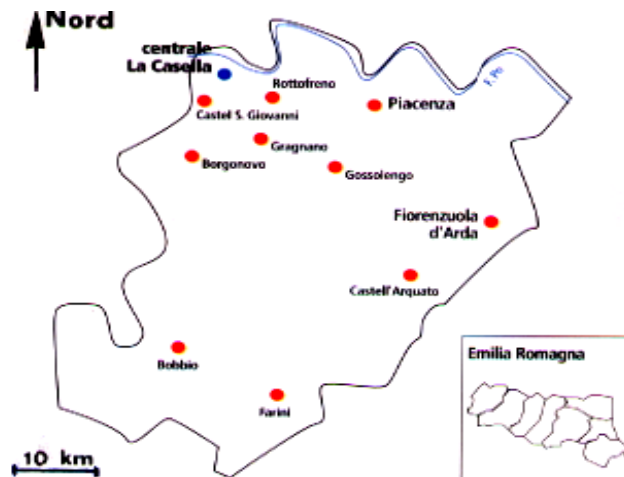


Analisi del Contesto

Il sito e l'ambiente circostante

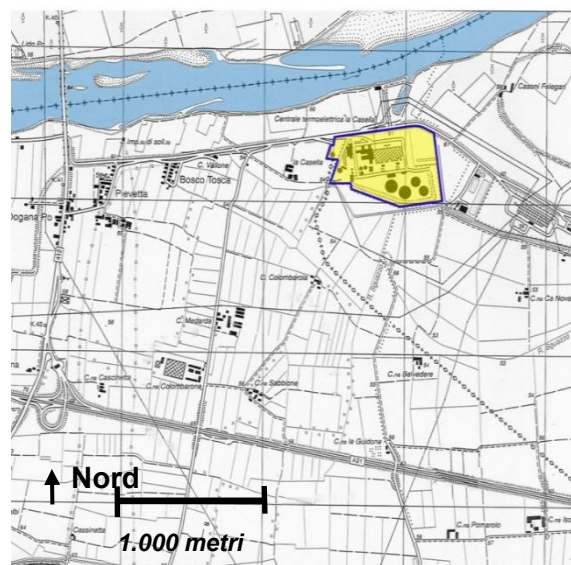
L'impianto "E. Amaldi" di La Casella sorge su un terreno di circa 302.000 m² a Castel San Giovanni in provincia di Piacenza (coordinate WGS84 45° 5' 25.95" N e 9° 28' 47.55" E) ed è collocato a circa 20 Km ad ovest del capoluogo, a circa 4 Km a nord dei centri abitati di Castel San Giovanni e Sarmato e a circa 450 m dalla sponda destra del fiume Po.

Planimetria generale della Provincia di Piacenza



La zona circostante la centrale, per un raggio di circa 15 km, è in massima parte pianeggiante. La pianura, nella sua parte più superficiale, è costituita da sedimenti alluvionali di deposizione fluviale; la superficie libera della falda, nell'area più direttamente interessata dalla centrale, si trova a pochi metri dal piano campagna e subisce oscillazioni stagionali dell'ordine di 1-2 m. La zona fino qualche anno fa era quasi esclusivamente agricola, con prevalenza di colture erbacee a carattere intensivo; da alcuni anni a questa parte è nato poco lontano dalla centrale un polo logistico che si sta velocemente ampliando andando ad interessare le zone circostanti l'uscita di Castel San Giovanni dell'autostrada A21.

L'impianto di La Casella ed il territorio circostante

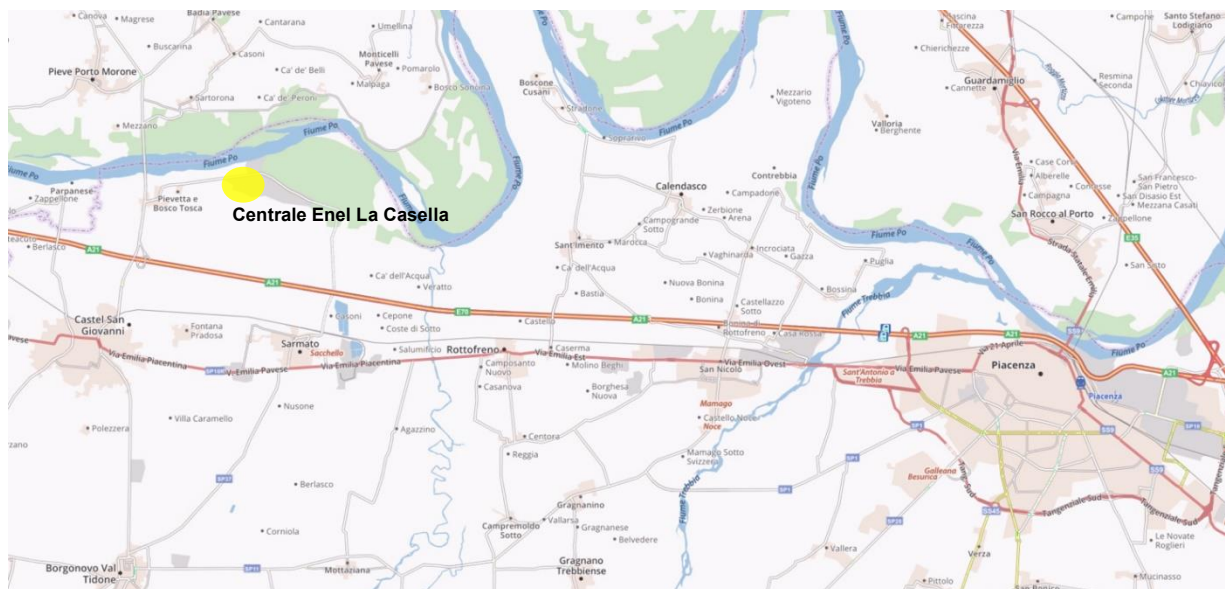


Le aree edificate, che coprono complessivamente il 6% della zona, sono costituite principalmente da centri abitati, dalle zone industriali (lungo la SS n. 10 e lungo la A21), degli impianti sportivi, dalle autostrade, dalla ferrovia e dalle altre infrastrutture. L'area in esame presenta un clima di tipo temperato subcontinentale, con estati calde ed inverni freddi.

La notevole umidità presente accentua le caratteristiche stagionali, rendendo afosa l'estate e nebbioso l'inverno. Il fenomeno della nebbia è associabile all'instaurarsi, nel periodo invernale, di inversioni termiche con ristagno dell'aria negli strati prossimi al suolo. Le principali direzioni di provenienza del vento sono, nell'ordine, est ed ovest. L'impianto è limitrofo a siti appartenenti alla Rete natura 2000: il SIC-ZPS IT4010018 "Fiume Po da Rio Boriacco a Bosco Ospizio", la ZPS IT2080703 "Po di Pieve Porto Morone" e l'IBA199 "Fiume Po dal Ticino a Isola Boscone".

La presenza di siti appartenenti a Rete Natura 2000 in prossimità della centrale costituisce un punto certo per la promozione di uno sviluppo sostenibile che assicuri il mantenimento nel tempo dell'ambiente circostante, riducendo al minimo, ad esempio, il rischio di avanzamento dell'edilizia.

Inquadramento geografico del SIC – ZPS IT4010018 "Fiume Po da Rio Boriacco a Bosco Ospizio"



Il sito è costituito dal tratto del Fiume Po in corrispondenza del territorio provinciale di Piacenza (sponda emiliana), ed in sponda lombarda dai limiti con Pavese e Cremonese quasi fino all'inizio del territorio parmense.

È l'area fluviale padana di probabile maggiore importanza in Emilia Romagna, anche per la collocazione in un tratto di pianura ancora alto che consente anche in magra uno scorrimento abbastanza veloce del Po. Golene (tratti inondabili dalle piene), lanche (bracci morti del fiume a scorrimento lentissimo), argini e ripe di diversa foggia contengono il fiume Po che scorre su sedimenti anch'essi variabili, dalla ghiaia al limo più fine (prevalgono sabbie medie e grossolane), in un contesto vegetazionale che varia dalla lussureggiante foresta-galleria fino alla prateria semiarida di dossi sabbiosi asciutti, a vari tipi di vegetazione acquatica. Il sito comprende tra l'altro le confluenze in Po di affluenti significativi come Tidone, Trebbia, Nure e Chiavenna, ed è suddivisibile in un terzo "forestale" (a prevalenza di impianti di pioppo) con boschi e boscaglie ripariali, un terzo agricolo con seminativi, colture estensive e qualche prato incolto, infine un terzo di habitat acquatici, con isole sabbiose e canneti.

Per circa 1500 ettari (meno di un quarto dell'intero sito) insistono aziende faunistico-venatorie (Isola Serafini, Bosco Celati) e Oasi di protezione (la più vasta è Isola De Pinedo). Per vicinanza con siti industriali e urbani di notevole impatto e per facile percorribilità dovuta alla mancanza di ostacoli naturali e conseguente diffusissima viabilità, l'area

risulta molto antropizzata, genericamente alterata e facilmente alterabile, anche se condizionata dalla presenza del fiume Po.

La complessa mosaicatura ambientale annovera sei habitat d'interesse comunitario: uno boschivo, uno di prateria (prioritario) e quattro acquatici, dei quali uno prioritario, che nel complesso rivestono meno di un quarto dell'area.

Il contesto socio-economico

Il territorio in esame presenta un elevato livello di antropizzazione. L'esame dell'evoluzione temporale delle attività economiche locali indica che il numero di addetti al settore agricolo ha subito un regresso nel corso degli ultimi decenni per lo sviluppo delle tecniche di coltivazione e del macchinario agricolo (che ha consentito di ottimizzare la resa economica per addetto), con un progressivo trasferimento di occupazione verso l'industria e, soprattutto nel periodo più recente, verso il campo dei servizi e della pubblica amministrazione.

Nella zona adiacente alla centrale, in linea d'aria circa 3 km, è stato realizzato un polo logistico per lo smistamento e il trasporto su strada di beni, che si sta ampliando negli anni con l'aggiunta di nuove realtà di servizi.

Nelle immediate vicinanze del sito di La Casella, entro un raggio di 3-4 km, si rileva pertanto la presenza di aziende agrarie, zootecniche e floro-vivaistiche, e del polo logistico sopra citato; gli insediamenti di carattere industriale, artigianale e commerciale si aggregano soprattutto lungo la S.S. n. 10, con prevalenza tra Castel San Giovanni e Piacenza.

In riferimento allo snodo ferroviario di proprietà Enel, che in passato veniva utilizzato per l'approvvigionamento di combustibile liquido, è stata manifestata la volontà alla presa in carico dello stesso da parte del Comune di Castel San Giovanni, che si è concretizzata nella firma dell'accordo nel 2020. Tale snodo è di grande valenza per il territorio circostante, consentendo lo sviluppo di interconnessioni e collaborazioni a lungo raggio per tutte le realtà industriali del territorio, oltre che l'implementazione del trasporto ferroviario per il suddetto polo logistico.

Da considerare anche l'impatto sociale positivo di Enel sul territorio circostante in termini di occupazione sia di personale interno che di personale delle ditte esterne che operano in centrale, garantendo continuità nel tempo.

La presenza del citato polo logistico nelle vicinanze della centrale è di stimolo per l'avvio di partnership locali che consentano di sviluppare la vocazione logistica dell'area oltre che la creazione di nuove sinergie e nuovi business per la realizzazione di un ecosistema integrato.

Creazione e condivisione di valore rientrano, infatti, fortemente tra gli obiettivi del Gruppo Enel: un impegno costante nell'adeguamento del business ai principi del CSV (*Creating Shared Value*). Non a caso Enel ha aderito alla Shared Value Initiative, nata per sostenere e diffondere strategie in materia di CSV a livello globale. Enel ritiene che sia davvero possibile adottare modelli aziendali redditizi e sostenibili, partendo da un'attenta analisi e comprensione delle questioni sociali, che possono essere risolte a beneficio di tutte le parti interessate. A tal riguardo, dopo Futur-e, che mira a valorizzare gli impianti in dismissione, Enel vuole avviare iniziative volte a trasformare i propri impianti in piattaforme CSV che sempre di più coinvolgano tutti gli stakeholder presenti in un territorio, sostenendo opportunità per la creazione di nuove sinergie e nuovi business e per la realizzazione di un ecosistema integrato.

In quest'ottica l'impianto di La Casella è stato individuato per un'iniziativa pilota iniziata nel 2018 volta a trasformare l'impianto stesso in una piattaforma CSV inclusiva e capace di valorizzare le sinergie tra aree di business diverse, coinvolgendo tutti gli stakeholder presenti nel territorio; l'iniziativa si protrarrà fino al 2026 e sarà meglio descritta nel paragrafo "Sviluppo del processo di creazione del valore condiviso sul territorio".

Formazione

La Direzione della struttura registrata ad Emas è consapevole che il corretto approccio alle tematiche ambientali passa per una costante formazione di tutto il personale, al quale viene anche garantita una costante formazione nella sicurezza, nella qualità e nella efficienza energetica.

Pertanto, uno degli impegni della Direzione è quello di erogare un numero di ore di formazione tale da garantire al personale un elevato livello di conoscenza del Sistema di Gestione Integrato e degli aspetti ambientali, di sicurezza, di qualità e di energia specifici dell'impianto.

I corsi sono erogati sulla base di un piano di formazione e informazione annuale, approvato e gestito in accordo a specifica procedura, scaturito dalle esigenze aziendali e da quelle evidenziate in ambito operativo.

Nel corso del 2025 si sono svolti alcuni corsi in presenza e si è riusciti a somministrare un elevato numero di ore di formazione per la sicurezza e un sufficiente numero di ore di formazione nel campo ambientale e della qualità negli argomenti di maggiore sensibilità; le ore dedicate agli eventi di comunicazione in materia di HSEQ hanno subito un leggero decremento rispetto all'anno 2024, in relazione a una diversa pianificazione e articolazione delle attività formative e comunicative.

Nel corso del 2025 è stata quindi erogata formazione per:

- > **135** ore per ambiente
- > **40** ore per energia
- > **2.525** ore per la sicurezza
- > **332** ore per formazione tecnica (e **1.584** ore per i lavoratori del turno che hanno conseguito la patente di I o II grado)
- > **1.198** ore per eventi di comunicazione in materia HSEQ (di cui 540 ore rivolte alle ditte appaltatrici)

Comunicazione

L'azienda ha predisposto e applica procedure per ricevere, registrare, valutare e rispondere a comunicazioni interne ed esterne delle parti interessate riguardo alla questione ambientale.

La comunicazione interna e il coinvolgimento del personale sulle tematiche ambientali avvengono nel corso di periodici incontri. Il coinvolgimento di tutto il personale sul Sistema di Gestione Integrato e sugli aspetti connessi alle specifiche attività della centrale rappresenta un forte veicolo di comunicazione sia interno all'organizzazione che esterno da parte dei dipendenti stessi verso le parti interessate presenti sul territorio.

Negli anni l'impianto di La Casella ha promosso e preso parte ad iniziative che hanno consentito al mondo esterno in generale ed in particolare ai cittadini delle zone circostanti la centrale, la miglior conoscenza possibile delle attività che in essa sono svolte, in coerenza con gli impegni di trasparenza contenuti nella Politica Ambientale.

Importante stimolo alla comunicazione e alla trasparenza verso il territorio circostante ha avuto la registrazione EMAS dell'impianto che, attraverso la diffusione della Dichiarazione Ambientale e relativi aggiornamenti annuali, ha permesso un' informativa precisa e costantemente aggiornata sull'attività svolta dall'impianto a tutti i soggetti interessati.

Nel 2023 è stata portata avanti l'iniziativa di centrali in famiglia che si è tenuta domenica 08/10/2023 ed ha visto coinvolti il personale Enel e le loro famiglie con la finalità di presentare il mondo Enel, la centrale e come si fa l'energia. Le persone venute sono state circa 80 complessivamente ed hanno prima avuto una presentazione in sala conferenze sull'attività svolta da Enel nel mondo e la mission, poi hanno svolto una visita in centrale, successivamente c'è stato un momento di intrattenimento per i bambini ed infine un light lunch. La manifestazione è stata molto apprezzata ed ha avuto un grande ritorno in termini di immagine e conoscenza del mondo della produzione di energia elettrica in modo sostenibile.



Nel 2024 si sono svolti diversi eventi di condivisione con il personale, tra cui:

- > Incontri nel territorio: momento di condivisione con il Capo di Enel Green Power & Thermal Generation Italia, l'Ing. Carlo Pignoloni e Fabrizio Mannaioli, capo del P&O di Enel Green Power & Thermal Generation Ita. L'incontro ha visto partecipi anche i colleghi dell'O&M Hydro, dell'O&M BESS e dell'O&M SOLAR. Durante la mattinata c'è stata l'occasione di porre domande su vari temi, tra cui mercato energetico, strategia aziendale, innovazione e nuove tecnologie, organizzazione aziendale e gestione del personale

Nel 2025 si sono svolti diversi eventi di condivisione con il personale, tra cui:

- > Power On: gli incontri si sono svolti in modalità videoconferenza nelle date del 14/03/2025 e del 28/08/2025. Gli incontri, guidati dall'Ing. Rofi, Capo O&M Gas, hanno visto la partecipazione di tutti i colleghi della filiera gas e hanno rappresentato un momento di confronto, di rafforzamento dei legami all'interno del team e di condivisione in merito ai progetti futuri della community gas.
- > Leader Behaviours in Safety and Environment: nelle date del 25/06/2025 e del 09/12/2025, otto colleghi della Centrale hanno partecipato al progetto Leader Behaviours in Safety and Environment, insieme ad altri colleghi provenienti da diversi impianti. L'iniziativa è stata finalizzata a rafforzare la leadership sui temi della sicurezza e dell'ambiente e a promuovere comportamenti consapevoli e responsabili.
- > Workshop fornitori: l'incontro si è svolto il 27/06/2025 con i fornitori di ENEL ed è stato guidato da Roberto Troiani, Head of HSEQ Italy. Il workshop ha rappresentato un momento di confronto sui temi della salute e sicurezza, favorendo il dialogo, la condivisione delle buone pratiche e il rafforzamento della collaborazione lungo la filiera. L'iniziativa ha contribuito a promuovere una cultura della sicurezza condivisa e orientata al miglioramento continuo, con la partecipazione di 22 imprese.

Coinvolgimento del personale

Presso l'impianto vengono svolte varie iniziative per sensibilizzare il personale Enel e terzi sulle tematiche di HSE; Segnaliamo nel 2025 con riferimento a quelli inerenti all'ambiente e sicurezza:

- > Progetto Enel People Award: concorso di idee su proposte innovative nel campo dell'ambiente e miglioramento performance tra tutti i siti del gruppo Enel; le proposte provengono da tutti i colleghi del gruppo e vengono premiate quelle più attinenti alla strategia ambientale del gruppo
- > Incontro di sensibilizzazione sulle tematiche di sostenibilità tra i datori di lavoro, RSPP/ASPP e capicantieri delle imprese operanti presso la Centrale.
- > Wellbeing Discovery Session: Le sessioni hanno affrontato i concetti di cambiamento, trasformazione e collaborazione attraverso lo sviluppo di competenze e l'utilizzo di metodologie basate su un approccio human centric. Il progetto nasce con l'obiettivo di fornire una risposta concreta alla necessità di aumentare il benessere dei team, intervenendo in particolare sull'aspetto del benessere relazionale, ovvero sul micro-clima organizzativo, tramite un'esperienza di team building focalizzata sulla consapevolezza del benessere individuale e di gruppo e sull'individuazione di azioni concrete di miglioramento.

Si evidenzia inoltre che la Direzione promuove e incentiva le "segnalazioni dal basso" da parte del personale che ha visto nel 2025 un numero di queste pari a 4 con rilevanza ambientale.

Sicurezza

La sicurezza e la tutela della salute negli ambienti di lavoro rappresentano, insieme alla tutela dell'ambiente, temi prioritari del Gruppo Enel. La Centrale di La Casella ha provveduto a valutare i rischi per la salute e la sicurezza presenti nell'ambiente di lavoro, conformemente al D.Lgs. 81/08 e s.m.i. e a informare e formare il proprio personale su tali rischi.

Il personale ha in dotazione tutti i dispositivi di protezione antinfortunistica per l'espletamento delle proprie mansioni e ha ricevuto idonea formazione e addestramento al loro corretto uso.

In tabella sono riportati gli indici infortunistici di frequenza (IF) e di gravità (IG) della Centrale di La Casella, raffrontati con quelli rilevati in Generazione Italia; tutti i dati sono combinati fra il personale Enel e il personale delle imprese.

Grazie alla costante attenzione dedicata ai temi della sicurezza, anche nel 2025 non si sono registrati incidenti all'interno della centrale; gli ultimi eventi infortunistici, peraltro di lieve entità, risalgono al 2003. Nel presente conteggio non sono inclusi gli infortuni in itinere (percorso casa-lavoro e viceversa); a tal proposito, si segnala che l'ultimo infortunio in itinere è stato registrato a novembre 2025, mentre un precedente evento risale al 2018.

Dall'anno 2020, a seguito della unione di Generazione Italia con EnelGreenPower (generazione idrica), che ha dato origine a PG Italy, gli indici infortunistici sono riferiti alla nuova organizzazione

Indici infortunistici					
	2021	2022	2023	2024	2025
IF impianto La Casella	0	0	0	0	0
IF di Generazione Italia	0,67*	0,75*	0,62*	1,66*	0,59*
*IF di PGI					
IG impianto La Casella	0	0	0	0	0
IG di Generazione Italia	0,07*	0,01*	0,01*	0,01*	0,01*
*IG di PGI					

IF. indice di frequenza = numero di infortuni x 1.000.000/ore lavorate

IG. indice di gravità = numero di giorni di assenza per infortuni x 1.000/ore lavorate

Anche per la parte Safety la Direzione promuove periodicamente il coinvolgimento del personale quale parte attiva per migliorare i risultati e nel 2025 sono emerse 5 "segnalazioni dal basso" da parte del personale operativo.

La diffusione della cultura della sicurezza è obiettivo prioritario del Gruppo ENEL che nel corso degli anni ha organizzato numerosi progetti che coinvolgono tutta la struttura ad ogni livello:

- > 2012 progetto "One Safety" promuovendo i comportamenti sicuri;
- > 2014 progetto Enel "Officina Zero Infortuni";
- > 2016 progetto Safety Personalized Plan (SPP) con l'obiettivo di facilitare l'individuazione di azioni di miglioramento in ambito Safety attraverso l'organizzazione di eventi basati sulla discussione tra i partecipanti di tematiche di sicurezza;
- > 2017 progetto Intrinsic Safety (IS) analisi del pericolo dei macchinari e apparecchiature di centrale;
- > 2017 progetto Safety Commitment Chain (SCC) compilazione di check list di valutazione del rischio di singole attività, aumentando così la sensibilità del Commitment sulle tematiche safety;
- > 2019 progetto safety ciak, cortometraggi realizzati dal personale delle centrali;
- > 2019 One Hour Safety incontri alla presenza fra DL, RSPP e lavoratori per trovare azioni di miglioramento dopo il racconto di infortuni occorsi ai turnisti in altri impianti;
- > 2019 progetto SHE365 incontro fra centrale e rappresentanti ditte volto a sollecitare delle azioni di miglioramento;
- > 2019 progetto CAR per la valutazione di gap formativi del personale per individuare corsi per mansioni specifiche
- > 2020 patente a punti per la sicurezza sperimentata nel corso delle fermate per la manutenzione dei gruppi



- > 2020 Safety Moving Pool obiettivo zero infortuni
- > 2020 Safety Leadership: accrescere la consapevolezza nei preposti alla sicurezza vero il personale che viene coordinato a questo
- > 2020 2021 Agreement for HSE: progetto che mira ad accrescere la consapevolezza delle ditte appaltatrici verso le tematiche di sicurezza e ambiente con la firma di una lettera di intenti
- > 2021 One hour for safety: incontri col personale turnista per discutere di comportamenti non corretti per la sicurezza e proporre delle soluzioni e lezioni apprese.
- > 2021 Patente a punti: per coinvolgere e stimolare le ditte appaltatrici a lavorare in sicurezza.
- > 2021 2022 Toghether for Safety: iniziativa per analizzare situazioni e comportamenti insieme alle imprese appaltatrici
- > 2022 Be Aware: incontro con i lavoratori Enel e imprese su specifiche tematiche
- > 2022 Comportamenti sicuri: incontri per sensibilizzare i lavoratori sui comportamenti da adottare in relazione alle attività, da quelle più semplici e ordinarie svolte in autonomia, a quelle più complesse di squadra
- > 2022 Pre-Job Check: effettuazione riunioni tra il preposto e i lavoratori prima dell'inizio di ogni attività di manutenzione sul luogo di lavoro per valutare insieme rischi e DPI dell'area e dell'attività
- > 2022 Intrinsic Safety: progetto per analizzare vari parti di impianto e/o attrezzature valutando la sicurezza intrinseca rispetto a tutti i rischi con l'adeguamento delle macchine operatrici. In particolare durante il rinnovamento dell'officina meccanica sono stati installati:
 - 2 nuovi pulsanti di emergenza e la gabbia di protezione alla piegatrice
 - Gabbia di protezione e barriere anti-schegge alla fresatrice
 - Implementazione pittogrammi di sicurezza sui vari macchinari
 Inoltre, sui quadri elettrici di bassa e media tensione è stata applicata apposita segnaletica sui potenziali rischi derivanti dall'assenza di IAC e segnaletica con le norme e disposizioni per l'accesso ai locali.
- > 2023 Comportamenti sicuri: effettuazione di sessioni di formazione a tutto il personale.
- > 2023 Intrinsic Safety: progetto per analizzare le varie parti di impianto e/o attrezzature valutando la sicurezza intrinseca rispetto a tutti i rischi.
- > 2023 Be aware: campagna di sensibilizzazione svolta alle imprese sull'importanza di eseguire un'attenta ed adeguata valutazione del rischio anche nel caso di attività non complesse.
- > 2023 Reinforcemente Plan: iniziative di formazione specifica sui rischi principali: lavori in altezza, spazi confinati, intrappolamento, scavi, interferenze, impatto con oggetti. Nel corso del 2023 sono state svolte numerose sessioni formative con test specifici finali che hanno visto la partecipazione del personale enel (operativi e assistenti) e ditte appaltatrici.
- > 2023 Safety Support on field: L'iniziativa, che si è svolta a novembre 2023, ha coinvolto il team di HS centrale col SSP di sito con l'obiettivo di supportare i colleghi delle unità Produttive scambiando chiarimenti e approfondimenti sui principali processi vigenti in EGP&TGXI in materia di salute e sicurezza e verificando in campo il grado di consapevolezza, implementazione e applicazione.
- > Nuovo e-ptw: passaggio al sistema digitale tramite apposita app per la redazione dei permessi di lavoro. Già svolte le sessioni di informazione al personale e sono stati avviati i test sull'applicativo coinvolgendo il personale.
- > 2024 Stand Down Meeting: incontro bimestrale su specifiche tematiche safety a partire da marzo 2024. L'iniziativa è rivolta al personale sia interno che di ditte terze, ivi compreso il personale di ufficio. Gli incontri sono stati pianificati in marzo, maggio, luglio, settembre e novembre. Durante gli incontri è stato illustrato il materiale didattico ed i video esplicativi realizzati da parte del personale.

- > 2024 Total Quality on Safety Inspection: il progetto ha lo scopo di armonizzare e rendere più efficienti le modalità di svolgimento delle ispezioni in campo in tutte le fasi e di aumentare ed unificare la capacità di detection delle non conformità.
- > 2024 Reinforcement plan: il progetto è un'iniziativa promossa dal team di Health and Safety Global a fronte degli eventi occorsi negli anni. L'obiettivo è quello di sensibilizzare, formare, informare e rendere più consapevoli i lavoratori di Enel e delle ditte esterne su tematiche specifiche in ambito di salute e sicurezza, con particolare focus sugli argomenti correlati all'analisi degli infortuni degli ultimi eventi occorsi nel perimetro Italia. Gli argomenti che sono stati affrontati sono il rischio dei lavori in quota, rischio chimico e pre-job check. Durante gli incontri è stato illustrato il materiale didattico predisposto. Il progetto risulta completato in relazione al materiale informativo che è stato preparato. In attesa di ulteriori sviluppi.
- > 2024 Guida sicura: il progetto prevede la messa a disposizione di una formazione in collaborazione con la Polizia di Stato tramite la piattaforma education sulla tematica della guida sicura ed i comportamenti alla guida. La formazione ha una durata di 2:30 h con l'esecuzione di un test finale
- > 2024 Electrical training: Il progetto si articola in 4 diversi moduli. Il modulo 1 si tratta di una formazione teorica (4 ore) sui pericoli dell'elettricità e sugli impianti, erogata tramite webinar e successiva fruizione asincrona; i moduli 2-3 prevedono una formazione teorico-tecnica (8 ore) sulla gestione del rischio elettrico secondo le nuove Disposizioni per la Prevenzione del Rischio Elettrico (DPRE); l'ultimo MODULO 4 prevede un addestramento pratico (4 ore) in campo su procedure di lavoro fuori tensione.
- > 2025: Test profili professionali: Iniziativa HSE finalizzata alla verifica delle competenze di sicurezza dei lavoratori delle imprese appaltatrici con performance Safety basse. Prevede la somministrazione di test sui profili professionali a maggior rischio, da svolgere in sito con supervisione Enel. Le BU devono verificare le imprese operative, somministrare i test ai lavoratori coinvolti e recuperare eventuali esiti non sufficienti.
- > 2025 Awareness Campaign: programma di sensibilizzazione Safety rivolto a personale Enel e imprese, basato sull'analisi delle Lesson Learned degli infortuni recenti. Prevede incontri strutturati in sito/cantiere con focus su specifici rischi operativi e sull'uso corretto dei DPI. È richiesto alle Unità di pianificare, realizzare e consuntivare le sessioni, garantendo il coinvolgimento di tutto il personale entro le scadenze definite.
- > 2025 Progetto Qualità Preposto: Iniziativa HSE finalizzata alla valutazione delle competenze di sicurezza dei preposti delle imprese appaltatrici operanti nei siti Enel. Prevede test teorici e prove orali, con valutazione anche tramite istituto terzo, per verificare l'idoneità al ruolo di preposto. In base all'esito, il preposto prosegue nel ruolo, opera con prescrizioni o viene attivato un piano di recupero/sostituzione a carico dell'impresa.
- > 2025 Training on Major risk: Iniziativa del Piano Safety 2025 focalizzata sul rafforzamento delle competenze sui principali rischi operativi (rischio elettrico, caduta dall'alto e caduta oggetti). Prevede percorsi formativi obbligatori per personale Enel e imprese terze, con monitoraggio centralizzato della fruizione.
- > 2025 Go safety: Programma volto a mantenere alta l'attenzione delle persone Enel sui temi della sicurezza, basato sul principio che ogni passo conta e che la safety si costruisce ogni giorno. L'iniziativa si sviluppa attraverso una comunicazione dedicata che invita i partecipanti ad accedere alla piattaforma di gaming aziendale interna tramite apposito link.
- > 2025 Incontri bimestrali ricircolo Near Miss/Safety Observation/Stop Work/Non Conformità: L'iniziativa ha l'obiettivo di rafforzare la cultura della sicurezza attraverso l'analisi periodica, la condivisione e il monitoraggio di Near Miss, Safety Observation, Stop Work e Non Conformità, favorendo il coinvolgimento diretto di personale Enel e ditte e il miglioramento continuo a livello locale.

Nel corso dell'anno sono state inoltre implementate alcune ulteriori iniziative:

- > Rifacimento con nuovo formato di dimensioni più estese e integrato con le informazioni di emergenza per i locali chiusi
- > Revamping del sistema interfonni di centrale
- > Centraline antincendio e serrande tagliafuoco TG



Iniziative di sostenibilità

I progetti di sostenibilità per l'ambiente e la comunità

Anche nel corso del 2025, la Centrale ha mantenuto le iniziative culturali, sportive e ricreative come avvenuto negli anni passati.

Ricordiamo che fino al 2019 l'esercizio dell'impianto è stato accompagnato da numerose iniziative nel campo della sostenibilità per favorire un'attenzione per l'ambiente e una sempre migliore integrazione con le Comunità locali e più in generale col territorio ospitante e proseguite, per quelle che potevano essere svolte da remoto, nel corso del 2020. In particolare, i filoni principali di intervento hanno riguardato:

- > Convenzioni con Enti Locali e Pubbliche Amministrazioni volti alla sostenibilità ambientale, sociale ed economica;
- > Sostegno di attività sportive, culturali e ricreative nel territorio;
- > Sviluppo del processo di Creazione del Valore Condiviso sul territorio.

Per una parte di questi progetti è la centrale di La Casella stessa che si occupa di attivare contatti e relazione, in altri invece si affida alla struttura di Enel Affari Istituzionali area Nord, che ha fra le sue attività il rapporto con gli Enti Locali in modo tale da uniformare sul territorio gli approcci con le Istituzioni.

Per quanto riguarda i contributi economici è la struttura di Affari Istituzionali di Enel Italia ad occuparsi dei versamenti agli enti.

Convenzioni con Enti Locali e Pubbliche Amministrazioni

Nel tempo sono state sottoscritte tra Enel ed Enti Locali/Pubbliche Amministrazioni numerose convenzioni per promuovere il miglioramento ambientale, sociale e culturale del territorio.

Percorso ciclistico-naturalistico "I Fontanili"

Su proposizione degli Enti locali è stata suggerita come opera di mitigazione ambientale, la realizzazione di un percorso ciclistico-naturalistico, denominato "I Fontanili". Il circuito, con partenza ed arrivo nel Comune di Castel San Giovanni, si articola in due itinerari su terreno pianeggiante, il primo percorso, della lunghezza di circa 20 km, costeggia l'argine maestro del Fiume Po e l'area naturalistica "Fossa della Mezzana" nel comune di Sarmato (e successivamente, un'area boschiva costituita da colture legnose-agrarie, in particolare pioppeti), il secondo percorso, più breve, della lunghezza pari a circa 5 km, si snoda lungo sentieri che costeggiano gli antichi fontanili di Fontana Pradosa.

L'intervento, iniziato nel 2010, ha visto la Centrale di La Casella coinvolta nella progettazione tramite la struttura di Ingegneria di Enel con la collaborazione di professionisti esterni, e nel finanziamento totale della sua realizzazione che è stata in capo al Comune di Castel San Giovanni.

Area attività ricreative

A partire dall'anno 2010 la centrale di La Casella cede al Comune di Castel San Giovanni in uso a titolo gratuito un'area verde destinata ad attività ricreative quali ad esempio motocross; l'area, con una superficie di circa mq. 32.000, è totalmente gestita dal Comune e incrocia il percorso ciclo naturalistico I Fontanili. Dell'iniziativa si occupa la centrale direttamente stipulando il contratto di comodato d'uso gratuito. A gennaio 2025 è stata stipulata una convenzione unica della durata di 9 anni che tiene conto del comodato d'uso gratuito dell'area verde e della pista di motocross (vedi paragrafo "Sostegno di attività sportive, culturali e ricreative nel territorio").



Convenzione raccordo ferroviario

Nel corso del 2020 Enel ha ceduto a titolo gratuito con regolare atto al Comune di Castel San Giovanni l'area su cui insiste un raccordo ferroviario posto in prossimità della stazione di Castel San Giovanni che fino agli anni 2000 veniva utilizzato per portare l'olio combustibile in centrale e non più necessario per la centrale. La struttura sarà utilizzata per le merci del Polo Logistico sviluppatosi alle porte della città; in questo modo potrà essere alleggerito il trasporto su strada delle merci favorendo la diminuzione dell'inquinamento dell'aria derivante dai motori dei camion.

Installazione colonnine ricarica auto elettriche

Per diminuire l'inquinamento atmosferico delle zone cittadine, Enel X, in collaborazione con le amministrazioni pubbliche, favorisce la diffusione della mobilità elettrica, e pertanto, su segnalazione della centrale di La Casella, ha proceduto a installare gratuitamente colonnine di ricarica auto elettriche in punti strategici della città di Castel San Giovanni. Con l'accordo stipulato, Enel X si impegna a progettare in modo partecipativo la soluzione più appropriata alle condizioni specifiche locali, e in seguito a fornire le infrastrutture di ricarica, installarle e curarne la manutenzione, a condizione di avere da parte delle istituzioni regole chiare e uniformi.

Nel 2021, per portare avanti il piano di sviluppo della mobilità elettrica sostenibile, è stata donata all'amministrazione comunale di Castel San Giovanni un'auto elettrica anche come segno della continua collaborazione tra il comune e la centrale

Ripopolamento fiume Po

Nell'ambito del Disciplinare di concessione n° 22 del 06/07/1982 è stato inserito dalla Regione Emilia Romagna il punto "Obbligo ittiogenico di ripopolamento di 5000 carpette/anno da immettere nel fiume Po". Pertanto, ormai da molti anni, la centrale di La Casella provvede all'acquisto e all'immissione, in accordo con la Regione Emilia Romagna, Servizio Territoriale Agricoltura Caccia e Pesca di Piacenza, di avannotti che andranno a ripopolare il fiume. Da alcuni anni, sempre in accordo col Servizio preposto, si è convenuto di procedere alla semina ogni tre anni con un quantitativo tale da ricoprire la richiesta dei tre anni; nello stesso tempo il Servizio, dopo aver valutato lo stato della fauna del fiume Po, ha richiesto che venissero immessi lucci anziché carpe.

Ad aprile 2021 si è proceduto ad una semina valevole per il triennio 2021/2023 che avrebbe dovuto essere rinnovata nel 2023 per il triennio 2023/2026. A tal proposito, è stato proposto alla Regione Emilia Romagna e all'Ente di Gestione per i Parchi e la Biodiversità dell'Emilia Occidentale di poter partecipare ad iniziative messe in atto dagli enti sopracitati, in quanto la semina è stata ritenuta non più efficace.

Rapporti con le Università e Istituti scolastici

Le attività che sono state intraprese nel corso degli anni sono:

- visite alla centrale di classi di Istituti Scolastici secondari di primo grado e secondo grado e Università;
- accogliimento in centrale per un periodo variabile di 3/6 mesi di studenti universitari per la stesura della tesi;
- stage estivi di studenti di classi quarta di scuola secondaria di secondo grado;
- iniziativa Millennials Days, giornata di orientamento lavorativo, svolta ad aprile del 2018 e rivolta ai ragazzi da 18 a 27 anni, in collaborazione con realtà imprenditoriali del territorio.

Sostegno di attività sportive, culturali e ricreative nel territorio

Anche nel 2025, la Centrale ha continuato a sostenere la seguente iniziativa:

Cessione area per pista di motocross

Già da alcuni anni Enel cede al comune di Castel San Giovanni un'area limitrofa alla centrale che viene predisposta con un percorso per motocross. La pista così creata viene usata per attività ludiche di questo tipo con notevole

affluenza di amatori. A gennaio 2025 è stata stipulata una convenzione unica della durata di 9 anni che tiene conto del comodato d'uso gratuito dell'area verde e della pista di motocross.

Sviluppo del processo di Creazione del Valore Condiviso sul territorio

Nel corso del 2018 per meglio inserire nel contesto la centrale di La Casella, è stato presentato il Progetto Plant4D che ha identificato il nuovo sfidante obiettivo di cogliere l'opportunità di un impegno costante nell'adeguamento del business ai principi del CSV (*Creating Shared Value*). Il progetto della durata inizialmente di 2-3 anni, si protrarrà fino a che i progetti previsti saranno realizzati; nel caso si individuino nuove iniziative di sviluppo, sarà cura della centrale di La Casella prevedere uno slittamento di tempi per la loro conclusione.

Enel ritiene che sia possibile adottare modelli aziendali redditizi e sostenibili, partendo da un'attenta analisi e comprensioni delle questioni sociali, che possono essere risolte a beneficio di tutte le parti interessate.

Pertanto sono state avviate attività che hanno coinvolto tutti gli stakeholder presenti in un territorio, sostenendo opportunità per la creazione di nuove sinergie e nuovi business e per la realizzazione di un ecosistema integrato.

I driver di business e sociali su cui ci si concentrerà per la realizzazione di interventi in ambito CSV per l'impianto di La Casella sono:

- Permanenza di Enel sul territorio;
- Sviluppo settore servizi;
- Uso efficiente risorse.

Tra le iniziative che si inseriscono nello stesso programma, attualmente in via di sviluppo, sono:

- Sviluppo di un progetto core per Enel (Impianto FV o Depositi Doganali + eventuali BESS) in base a prioritizzazione (alternativa) del Gruppo.
- Supporto di Enel per erogazione formazione al personale locale nell'ambito del progetto che verrà sviluppato.
- Concessione/Cessione area Enel presso ferrovia per sviluppo progetto scalo merci prevedendo clausole per utilizzo da parte di Enel e possibile sviluppo di servizi funzionali al progetto anche da parte di altre società del Gruppo.
- Disponibilità di Enel a partecipare allo sviluppo di progetti inerenti alla mobilità elettrica/sostenibile (sviluppo ciclabili/colonnine/e-car sharing, ecc.).

Si inserisce inoltre, in questo contesto, quanto descritto nel punto "Convenzioni con Enti Locali e Pubbliche Amministrazioni" ed in particolare queste azioni puntuali:

- Installazione n.2 colonnine ricarica auto elettriche presso parcheggio dipendenti esterno per incentivare la mobilità elettrica.
- Cessione di auto elettrica in comodato d'uso al Comune di Castel San Giovanni.
- Convenzione con Arpa Emilia-Romagna per l'integrazione di una delle stazioni di Rilevamento della Qualità dell'aria del Piacentino con strumenti di monitoraggio per NH3 e PM2,5 in previsione della messa in esercizio dell'upgrade delle unità 2 e 3.
- Stipula di un accordo con l'ente parco per la partecipazione di Enel ad opere di preservazione dell'habitat e biodiversità in alternativa alla semina delle carpe nel fiume giudicati dagli enti stessi poco efficace.
- Nuova illuminazione della strada argine e mantenimento area sosta, al fine di riqualificare la zona della centrale e renderla attrattiva.

Sono in fase di sviluppo i seguenti progetti, di concerto con le amministrazioni locali:

- Progetto trasporto pubblico locale con il Comune di Castel San Giovanni per mettere a disposizione un autobus elettrico per i servizi comunali.

- La conservazione delle specie autoctone del fiume Po.

Per i sistemi BESS l'intervento, iniziato nel 2020 con il processo di permitting e proseguito nel 2021, sarà meglio descritto nella sezione "programma ambientale" del triennio 2023-2025 in quanto si inserisce come obiettivo di miglioramento 8.5. A fine 2023 sono terminate le attività di completamento dell'impianto.

Cessione auto elettrica per i servizi sociali del comune



L'attività produttiva

Le autorizzazioni

La centrale di La Casella nasce alla fine degli anni '60 come produzione di energia termoelettrica con gruppi tradizionali alimentati a olio combustibile; successivamente, alla fine degli anni 2000, viene autorizzata la riconversione dei gruppi in cicli combinati alimentati esclusivamente a gas naturale.

La trasformazione in ciclo combinato di tre sezioni dell'impianto è stata autorizzata con decreto n. 102/2000 del 29/05/2000 del Ministero Industria Commercio e Artigianato e collegato parere di compatibilità ambientale del Ministero dell'Ambiente n. 10082/VIA/A.O.13.B del 23.9.1999, rilasciato ai sensi dell'art. 6 della Legge 349/86, del DPCM 377/88 e del DPCM 27.12.88; la quarta sezione dell'impianto è stata trasformata in ciclo combinato a seguito di decreto di autorizzazione del Ministero delle Attività Produttive n. 007/2003 del 29/05/2003 e collegato decreto VIA di compatibilità ambientale del Ministero dell'Ambiente n. 158 del 3.4.2003, rilasciato ai sensi dell'art. 6 della Legge 349/86, del DPCM 377/88 e del DPCM 27.12.88.

La Centrale è in possesso di Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) DEC-MIN-0000370 del 09/09/2021, pubblicato sulla GU del 2 ottobre 2021. Per rifiuti e acque di scarico l'AIA DM370 è stata applicata dal novembre 2021, mentre per altri aspetti, per tutto il 2021, è stata di riferimento l'AIA decreto del MATTM DSA-DEC-2009-0000579, (modificato dal decreto MATT di rettifica ex DSA-DEC-2009-0001888); l'AIA DEC-MIN-0000370 del 09/09/2021 è pienamente applicata dal 01/01/2022.

L'Autorizzazione Integrata Ambientale è stata poi prima aggiornata con DM n. 94 del 02/03/2023 di riesame parziale, riguardante la modifica dei valori limite di emissione NOx espressi come media annuale, e successivamente con DM n. 286 del 08/08/2024 di modifica sostanziale, riguardante il progetto di upgrade impianto, con il quale è stato autorizzato:

- la sostituzione delle "parti calde" (sistema pale fisse e mobili delle turbine e sistema bruciatori) delle due turbine a gas delle unità 2 e 3;
- l'installazione di un sistema di denitrificazione catalitica (SCR), attraverso l'inserimento di un catalizzatore di NOx nei GVR delle unità 2 e 3;
- la realizzazione dello stoccaggio per l'ammoniaca e delle relative connessioni.

Questi ultimi interventi sulle unità 2 e 3 hanno consentito di aumentare, in condizioni ISO, la potenza elettrica lorda a circa 418 MWe e la potenza termica a circa 727 MWt, ottenere una concentrazione di emissioni in atmosfera di NOx sensibilmente inferiore grazie all'installazione di un catalizzatore per la riduzione selettiva (SCR) degli NOx e di migliorare i materiali e il design di tutti i componenti in modo da aumentarne la loro vita utile.

La messa in esercizio (primo momento di avvio per prove dell'impianto nella nuova configurazione autorizzata) del nuovo sistema di abbattimento degli NOx (SCR), sia per il gruppo 2 che per il gruppo 3, è stata eseguita il 09/09/2024, mentre la messa a regime (effettivo esercizio in assetto definitivo) è avvenuta il 25/11/2024.

Il profilo produttivo

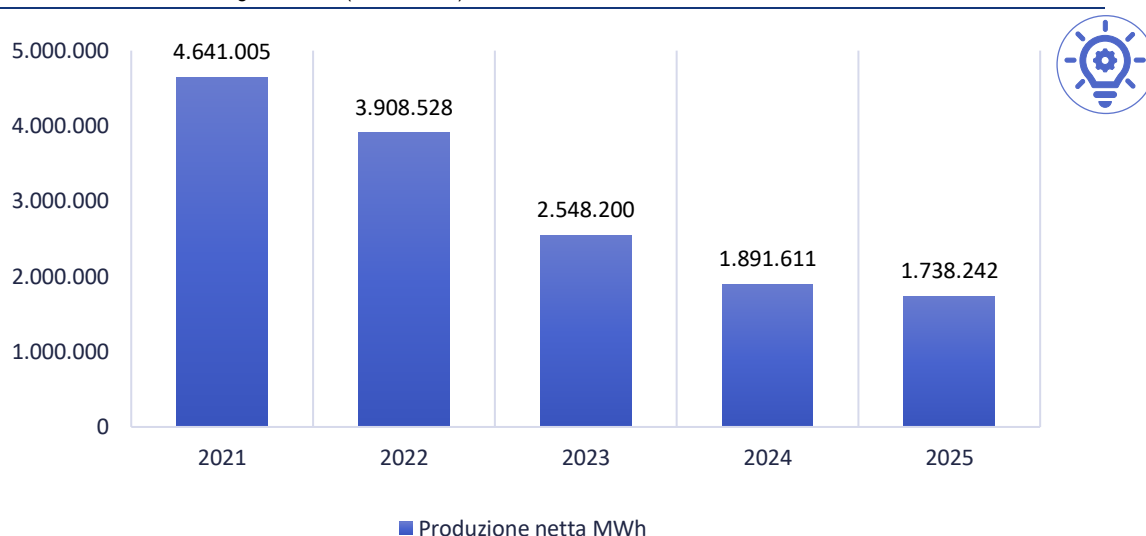
Dal 2021 si registra un continuo calo di produzione di energia elettrica legato a un sempre più bassa richiesta di funzionamento dei gruppi di Centrale conseguente ad un aumento della produzione di energia da fonti rinnovabili.

Il minor funzionamento dei gruppi nel 2024 è anche legato alle attività di manutenzione ed agli interventi di upgrade che hanno interessato le unità 2 e 3. Nel 2025 si registra una ulteriore leggera diminuzione della produzione di energia elettrica, dovuta al minor funzionamento dei gruppi di produzione richiesto dal Gestore della rete.

La produzione degli ultimi 5 anni, che è solo derivante dalla combustione del Gas Naturale, è riportata nel Grafico 1.

Si precisa che non vi sono produzioni derivanti da fonti di Energia Rinnovabile

Grafico 1 – Produzione netta di energia elettrica (dati in MWh)



Descrizione del processo produttivo

Oggi la Centrale E. Amaldi produce energia elettrica trasformando l'energia termica generata dal metano mediante combustione in un ciclo combinato che aggiunge al classico turbogas un Generatore di Vapore a Recupero (GVR). L'impianto è caratterizzato da un elevato rendimento del ciclo termico, buone prestazioni in termini di disponibilità, sbilanciamento e percentuale di riuscita degli avviamenti. I bruciatori a bassa produzione di NOx, inoltre, limitano le emissioni in atmosfera derivanti dalla combustione e consentono una riduzione dei consumi energetici, ottenuta ottimizzando il processo di combustione. La presenza di catalizzatori per l'abbattimento di CO e NOx, installati nei GVR delle unità 2 e 3, consente, per tali unità, una ulteriore riduzione degli inquinanti emessi in atmosfera.

L'attività di produzione di energia elettrica è quindi di tipo esclusivamente termoelettrico senza produzione da fonti rinnovabili.

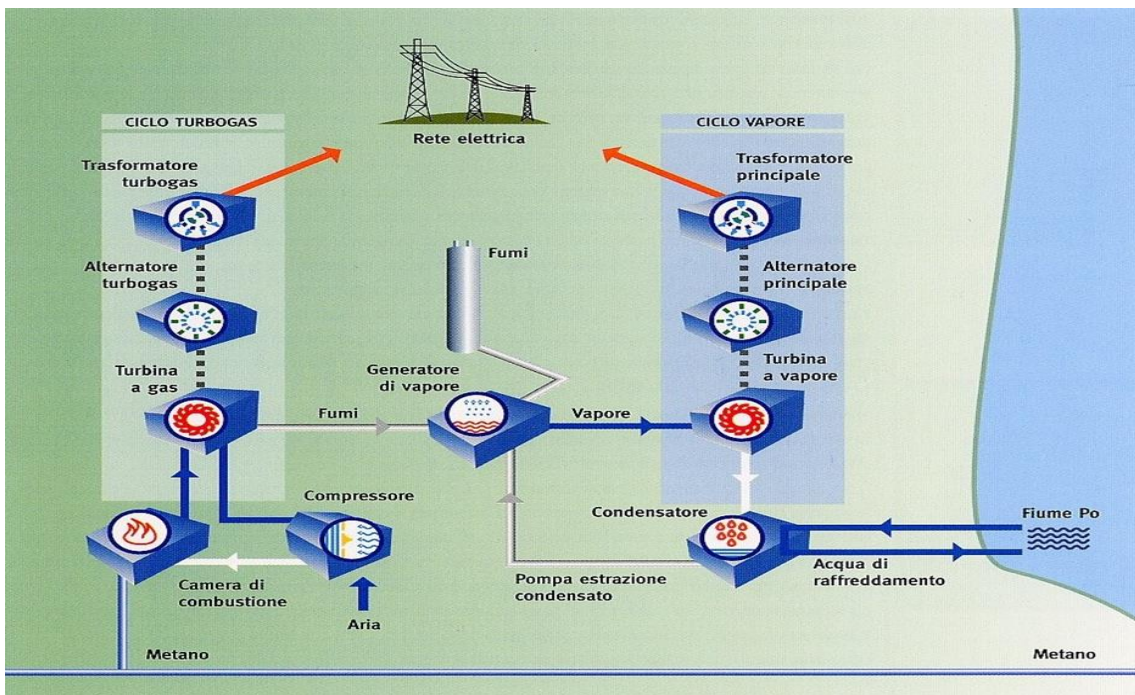
Schema di processo

Le principali apparecchiature che compongono ciascuna delle 4 unità sono elencate di seguito.

- Un gruppo turbogas (TG) in cui l'aria comburente prelevata dall'esterno, opportunamente filtrata, viene preventivamente compressa e, unitamente al gas naturale, introdotta nel combustore dove i due elementi bruciano formando gas ad alta pressione e temperatura. I gas vengono inviati nel turbogas provocandone la rotazione ed il generatore elettrico, ad esso rigidamente collegato, produce quindi energia elettrica.
- Un generatore di vapore a recupero (GVR) che sfrutta l'elevata temperatura dei fumi di scarico del rispettivo turbogas (570 °C) che vengono recuperati per trasformare l'acqua nel vapore necessario ad alimentare la turbina a vapore (TV); i fumi, dopo aver attraversato il GVR, vengono scaricati all'atmosfera da un camino alto 90 metri.
- Una turbina a vapore (TV) alimentata dal generatore di vapore a recupero (GVR). Il vapore introdotto nella turbina ne provoca la rotazione e il generatore elettrico, ad esso rigidamente collegato, produce quindi energia elettrica. Il vapore in uscita dalla turbina viene riportato allo stato liquido nel condensatore e rinviato al generatore di vapore per compiere un nuovo ciclo. La sorgente fredda del condensatore è assicurata dall'acqua di raffreddamento appositamente prelevata dal fiume Po e successivamente restituita al fiume stesso;

- Due trasformatori provvedono ad elevare la tensione elettrica prodotta dai due generatori, collegati rispettivamente al turbogas ed alla turbina a vapore, a livello idoneo per essere immessa nella rete nazionale di trasporto.

Schema processo produttivo



Da fine 2018 è attivo il sistema di interconnessione delle 4 unità di produzione che consente, con almeno una unità avviata, di preriscaldare una seconda unità al fine di ridurre i tempi di avviamento nel caso in cui fosse chiamata in servizio; ovviamente il preriscaldamento della seconda unità comporta sempre la necessità di raffreddare il vapore di riscaldamento al condensatore mediante l'acqua prelevata dal Po.

Tale sistema di interconnessione risulta essenziale per il mantenimento della centrale di La Casella sul mercato dell'energia che viceversa non troverebbe opportunità di produzione diventando un impianto marginale. La conduzione e la supervisione dell'intero impianto sono affidate ad una sala controllo, presidiata dal personale di esercizio.

Il gas naturale, necessario ad alimentare le sezioni a ciclo combinato, è consegnato da SNAM a "bocca di centrale" per mezzo di una condotta (circa 8 Km), derivata dal gasdotto SNAM Cortemaggiore - Alessandria.

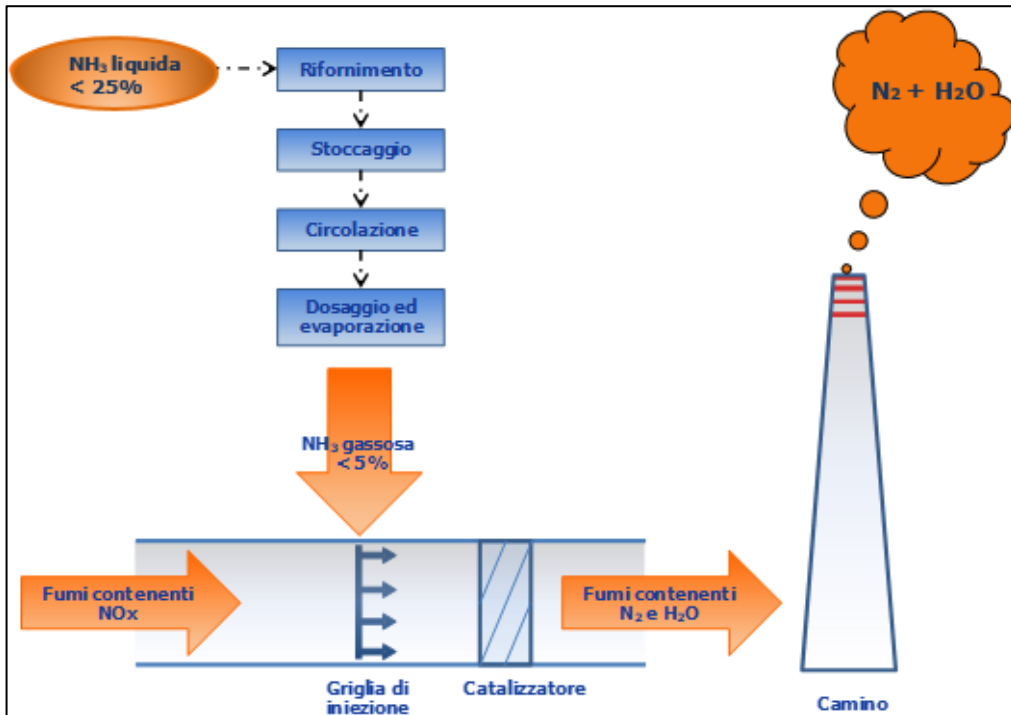
Upgrade unità 2 e 3

Nel 2024 si sono conclusi i lavori previsti dal progetto di upgrade delle turbine a gas delle unità 2 e 3 esistenti, che consisteva nella sostituzione delle pale fisse e mobili delle turbine e l'installazione di un nuovo sistema bruciatori. L'aggiornamento tecnologico dei componenti installati ha consentito un miglioramento delle loro prestazioni tecniche con un conseguente aumento della potenza elettrica lorda erogabile da ciascun ciclo combinato (da 381 MWe a 418 MWe). Nell'ottica di ridurre e minimizzare gli impatti ambientali, anche a seguito dell'incremento di potenza delle unità, è stato proposto un miglioramento delle performance emissive con una riduzione degli NOx emessi dalle due unità in tutte le condizioni di funzionamento grazie all'installazione di sistemi di denitrificazione catalitica, nel seguito denominati SCR (Selective Catalytic Reduction) che utilizza ammoniaca come reagente. Si è reso necessario pertanto realizzare anche uno stoccaggio per l'ammoniaca, composto da serbatoi in acciaio inox con adeguato bacino di contenimento, le relative connessioni e una stazione di scarico della soluzione ammoniacale da autobotti.

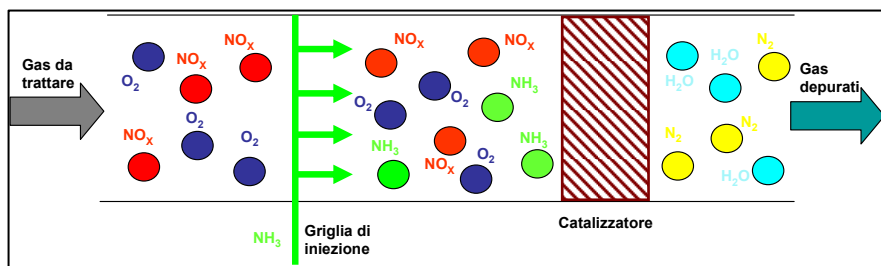
La tecnologia SCR è un processo largamente applicato e che risponde ai requisiti delle BAT per grandi impianti di combustione. Il catalizzatore è alloggiato all'interno del GVR, dove le temperature ne consentono una corretta attività e la possibilità di raggiungere le prestazioni richieste.

L'ammoniaca in soluzione acquosa viene vaporizzata attraverso un prelievo di fumi caldi dal GVR, effettuato mediante due ventilatori dedicati, in modo tale che la miscela possa essere iniettata nella corrente gassosa, all'interno del GVR, a monte del catalizzatore tramite una griglia di distribuzione.

Schema sistema SCR



La miscela di gas e ammoniaca attraversa, quindi, lo strato di catalizzatore dove, reagendo, produce azoto e acqua, come illustrato nel seguito:



Pertanto, i principali prodotti delle reazioni saranno azoto e acqua; inoltre si potrà determinare un limitato trascinalamento di ammoniaca (Ammonia-Slip) nei gas, che viene monitorato in continuo tramite sonde posizionate nei camini 2 e 3, garantendo il rispetto dei limiti di legge.

Il miglioramento prestazionale per le sole unità 2 e 3 è riassunto nei parametri principali nella seguente tabella:

VALORI	SITUAZIONE PRE-UPGRADE*	SITUAZIONE POST-UPGRADE**
POTENZA ELETTRICA	381 MWe	418 MWe
POTENZA TERMICA	652,75 MWt	726,75 MWt
PORTATA FUMI	2.450.00 Nm ³ /h	2.620.00 Nm ³ /h
ORE FUNZIONAMENTO	8760 h	8450 h
EMISSIONI CO	30 mg/Nm ³ su base giornaliera;	30 mg/Nm ³ su base giornaliera;
EMISSIONI NOx	28 mg/Nm ³ su base annuale; 30 mg/Nm ³ su base giornaliera;	10 mg/Nm ³ su base annuale; 20 mg/Nm ³ su base giornaliera;
AMMONIA SLIP	-	5 mg/Nm ³ su base annuale;
OSSIGENO DI RIFERIMENTO	15%	15%

*D.M.370 del 09/09/2021 di Autorizzazione Integrata Ambientale

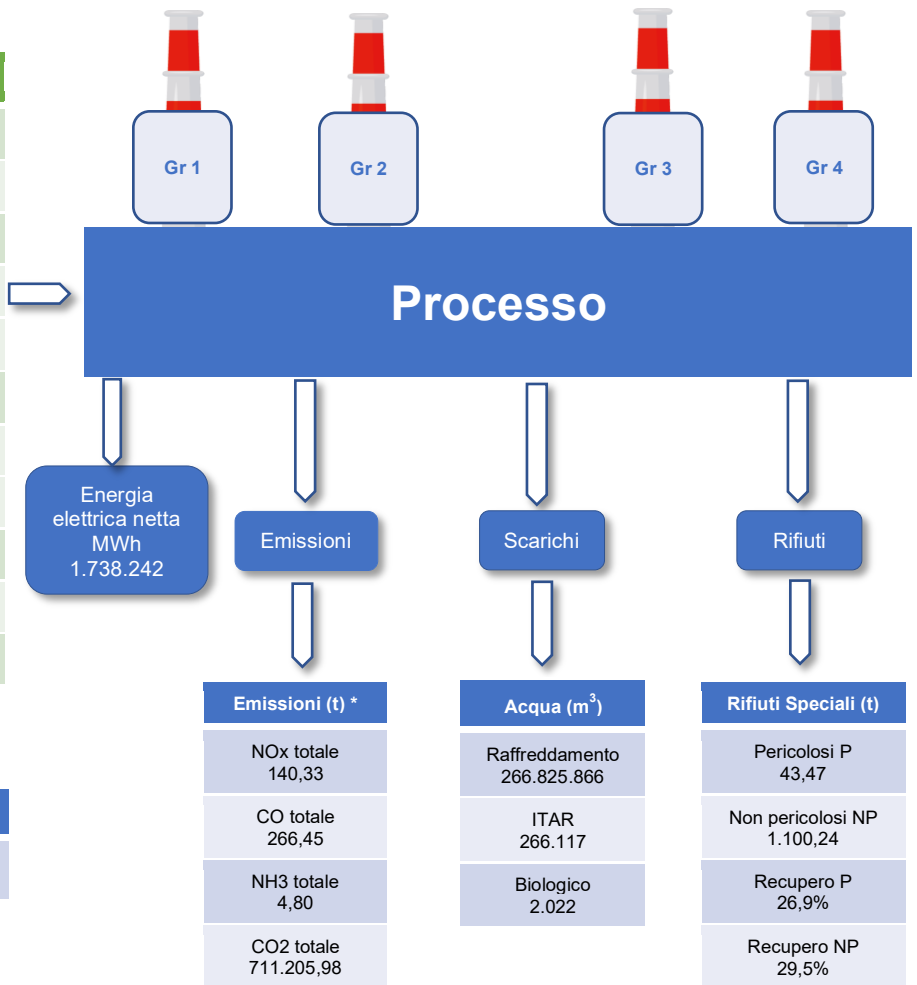
**D.M. 286 del 08/08/2024 di Modifica Sostanziale del D.M.370

Il processo di produzione è integrato da dispositivi ed apparecchiature ausiliarie che ne assicurano il corretto funzionamento in condizioni di sicurezza: sistemi di supervisione, controllo e protezione, condizionamento, telecomunicazione, antincendio, impianti chimici per il pretrattamento dell'acqua industriale e per la demineralizzazione dell'acqua utilizzata nel ciclo termico GVR-turbina a vapore, sistema di trattamento degli effluenti liquidi, sistemi di controllo delle emissioni.

Nella figura sono riportati in forma sintetica i dati del bilancio ambientale 2025, che saranno ripresi ed analizzati nella successiva sezione relativa agli Aspetti Ambientali.

Ingressi	
Gas naturale (Sm3)	353.723.114
Gasolio (kg)	4.714
Aria comburente (t)	13.248.566
Acqua da fiume Po (m ³)	267.542.600
di cui Acqua Industriale (m ³)	673.555
Acqua da acquedotto (m ³)	7.381
Energia elettrica usi interni (MWh)	45.222
di cui da rete esterna (MWh)	18.752
Sostanze solide (t)	138,4
Sostanze liquide (t)	435,6
Sostanze gassose (t)	6,0

Acqua recuperata	
Acqua da ITAR recuperata come acqua industriale (m ³)	197.390



* Totale: somma normale funzionamento (al di sopra del minimo tecnico) e transitori (al di sotto del minimo tecnico)

Gli aspetti e le prestazioni ambientali

Gli aspetti ambientali

Gli aspetti ambientali sono gli elementi del processo produttivo e delle attività svolte nel sito che interagiscono in maniera diretta o indiretta con l'ambiente. L'individuazione e la valutazione di tali aspetti è indispensabile al fine di applicare ai relativi impatti un corretto sistema di gestione, che preveda attività sistematiche di controllo, misure di prevenzione e riduzione, obiettivi di miglioramento in linea con la Politica Ambientale e le strategie aziendali in materia d'ambiente.

Nell'impianto di La Casella gli aspetti ambientali validi per il 2025 sono stati individuati attraverso un'accurata analisi, realizzata secondo i criteri delineati dal Regolamento comunitario CE 1221/2009 così come modificato dal Regolamento (UE) 2017/1505 del 28 agosto 2017, regolamento (UE) 2018/2026 del 19 dicembre 2018 e in ottemperanza alla IO 3710 v1 del 22/12/2020 emanata nell'ambito del Sistema di Gestione Integrato. Dall'inizio dell'anno 2021 il nuovo applicativo ERA Risk Analyses sostituisce il precedente modulo nell'analisi degli Aspetti Ambientali e permette il calcolo immediato del risk index sulla base del quale possono essere valutati eventuali obiettivi da proporre per il miglioramento continuo.

Dall'analisi effettuata nel 2025 non sono emerse criticità o aspetti differenti da quanto già valutato nel corso degli anni passati.

L'organizzazione opera una prima distinzione tra gli aspetti ambientali diretti, sui quali ha pieno controllo, e gli indiretti sui quali può solo esercitare un'influenza.

È pertanto stata eseguita una valutazione delle seguenti categorie di aspetti ambientali:

- > emissioni in atmosfera
- > scarichi idrici
- > gestione dei rifiuti
- > contaminazione del suolo e delle acque superficiali
- > uso di risorse naturali
- > questioni locali
- > impatti conseguenti ad incidenti e situazioni di emergenza
- > impatti biologici e naturalistici

che ricomprendono anche:

- > impiego di materiali e sostanze
- > efficienza energetica
- > impatto visivo
- > rumore esterno ed interno
- > campi elettromagnetici
- > comportamenti ambientali di fornitori e appaltatori.

La valutazione è stata condotta considerando gli aspetti ambientali diretti e indiretti in condizioni operative di normale esercizio, in condizioni non normali quali manutenzione o guasti, in situazioni di emergenza.

Nella tabella seguente sono riassunti tutti gli aspetti ambientali e la loro significatività a seguito della valutazione fatta ai sensi della GL042 "Environmental Aspects, Impacts and Risks assessment".

ASPETTO	DESCRIZIONE	DIRETTO (D) INDIRETTO (I)	CONDIZIONI	RISCHIO INTRINSECO	RISCHIO RESIDUO	RILEVANZA
Emissione in atmosfera	Emissioni camini principali NOx, CO	D	N	6	0,6	L
	Emissioni transitori camini principali NOx, CO	D	NN	6	0,6	L
	Emissioni CO2 gruppi e caldaie aux	D	N	4	1	L
	Emissioni caldaia ausiliaria NOx, CO	D	N	4	1	L
	Emissioni camini Gr2 e Gr3 di NH3	D	N	6	0,6	L
	Superamento limiti emissioni NOx,CO	D	E	3	0,3	L
	Superamento limiti emissioni camini Gr2 e Gr3 di NH3	D	E	3	0,3	L
	Emissioni gruppi elettrogeni di emergenza NOx, CO, SO2	D	E	2	0,8	L
	Emissioni scarico motopompa antincendio NOx, CO, SO2	D	E	1	0,4	L
	Emissione di vapori organici da reagenti e liquidi organici	D	N	2	0,5	L
	Emissioni stazione decompressione e rete distribuzione gas naturale	D	N	3	1,2	L
	Emissioni per perdite gas da climatizzatori	D	NN	1	0,1	L
	Emissioni da sfiati serbatoi	D	N	2	0,8	L
	Emissione da spurghi vapore	D	N	2	0,8	L
	Emissioni diffuse di SF6	D	NN	2	0,5	L
Emissione da sistema raffreddamento alternatori di idrogeno ed anidride carbonica in occasione dello scarico	D	NN	1	0,4	L	
Scarichi idrici	Reflui industriali in acque superficiali	D	N	9	2,25	T
	Reflui industriali in acque superficiali per malfunzionamento ITAR	D	NN	3	0,75	L
	Reflui biologici in acque superficiali	D	N	4	1	L
	Acque meteo non inquinate	D	N	4	1,6	L
	Acque di raffreddamento	D	N	6	2,4	T
Rifiuti	Rifiuti da oli per lubrificazione macchinari ed attrezzature	D	N	6	2,4	T
	Rifiuti pericolosi di natura varia	D	N	9	0,9	L
	Rifiuti da fanghi impianto ITAR	D	N	9	0,9	L
	Rifiuti speciali non pericolosi di natura varia	D	N	6	0,6	L
	Gestione deposito temporaneo dei rifiuti	D	N	9	2,25	T
	Gestione dei rifiuti non in linea con la normativa vigente	D	NN	6	1,5	L

ASPETTO	DESCRIZIONE	DIRETTO (D) INDIRETTO (I)	CONDIZIONI	RISCHIO INTRINSECO	RISCHIO RESIDUO	RILEVANZA
Contaminazione suolo, sottosuolo e acque	Percolazione da serbatoi e vasche	D	E	2	0,8	L
	Sversamenti e dispersioni di sostanze da movimentazione interna al sito	D	E	2	0,8	L
	Gestione delle aree di stoccaggio	D	N	6	1,5	L
	Perdite di olio lubrificante e isolante	D	E	2	0,8	L
	Sversamenti di acido, soda ed altre sostanze utilizzate come reagenti chimici per il trattamento delle acque	D	E	2	0,5	L
	Sversamento di gasolio in fase di scarico	D	E	2	0,5	L
	Perdite di gas naturale e rischio incendio	D	E	2	0,5	L
	Incendio sostanze infiammabili (in particolare oli)	D	E	3	0,75	L
Consumo Risorse e energia	Consumo di gas naturale per produzione energia elettrica	D	N	9	2,25	T
	Consumo di gas naturale per caldaia ausiliaria	D	N	9	2,25	T
	Utilizzo gasolio generatore emergenze e motopompa antincendio	D	E	2	0,8	L
	Consumo energia elettrica per servizi e processo	D	N	9	2,25	T
	Utilizzo acqua di fiume per raffreddamento	D	N	6	2,4	T
	Utilizzo di acqua di fiume per uso industriale (demineralizzata)	D	N	6	2,4	T
	Utilizzo di acqua potabile	D	N	6	2,4	T
	Utilizzo sostanze e materiali	D	N	9	2,25	T
Rumore	Emissioni sonore impianto	D	N	6	1,5	L
	Emissioni sonore impianto durante i transitori di avviamento	D	NN	9	2,25	T
Inquinamento elettromagnetico	Campi elettrici e magnetici a bassa frequenza lungo gli elettrodotti	I	N	6	2,4	T
Impatto visivo	Inquinamento luminoso	D	N	6	1,5	L
	Impatto visivo dovuto a ciminiere e strutture della centrale	D	N	4	2,4	T
Trasporti	Comportamento fornitori e appaltatori	I	N	6	1,5	L
Manutenzione	Rapporti con fornitori che non rispettano la normativa ambientale	I	N	4	1	L
Biodiversità	Interazione con flora e fauna	I	N	3	0,75	L

Legenda:

D = Diretto I = Indiretto

N = Normali NN = Non Normali E = Emergenza

O = Opportunity L = Low (Basso) T = Tollerabile (Tollerabile) NA = Not Acceptable (Non Accettabile) U = Urgent (Urgente)

Indicatori chiave di prestazione ambientale

Per alcuni aspetti sono stati individuati "indicatori chiave" che consentono di analizzare e valutare nel tempo le prestazioni ambientali, prescindendo dal volume di attività proprio di ciascun anno. Essi sono:

- > emissioni specifiche in atmosfera: esprimono la quantità di sostanze (NO_x, CO e Gas Serra espressi come CO₂ equivalente) emesse in atmosfera per ogni GWh di energia netta prodotta dall'impianto (grafici 2 e 7); a seguito dell'installazione del sistema di denitrificazione catalitica (SCR) sulle unità 2 e 3, che prevede la riduzione degli ossidi di azoto in azoto molecolare attraverso l'utilizzo di un reagente riducente (ammoniaca in soluzione acquosa al 25%), a partire dalla Dichiarazione Ambientale 2025, è stato individuato un nuovo indicatore che esprime la quantità di NH₃ emessa in atmosfera per ogni GWh di energia netta prodotta dalle unità 2 e 3 (grafico 3).
- > consumo di acqua industriale riferita all'unità di energia prodotta: esprime la quantità di acqua industriale utilizzata dall'impianto per ogni GWh di energia netta prodotta (grafico 20);
- > produzione di rifiuti speciali pericolosi e non pericolosi riferita all'unità di energia prodotta: esprime la quantità di rifiuti prodotti nell'impianto per ogni GWh di energia netta prodotta (grafico 14);
- > sostanze utilizzate riferite all'unità di energia prodotta: esprime la quantità complessiva di sostanze utilizzate dall'impianto per ogni GWh di energia netta prodotta (grafico 16);
- > biodiversità: esprime la superficie di terreno occupata dall'impianto necessaria a produrre un GWh netto di energia elettrica (vedi paragrafo "Impatto visivo e biodiversità");
- > consumo specifico netto: esprime la quantità di calorie contenute nel gas naturale necessarie all'impianto per produrre un kWh di energia elettrica (grafico 17);

Indicatori specifici di prestazione ambientale

Gli indicatori specifici di prestazione ambientale possono dare una significativa indicazione sulle prestazioni ambientali; nel caso specifico sono stati pertanto individuati due indicatori, uno applicabile all'impianto al grado di efficienza del trattamento delle acque, l'altro relativo al consumo di sostanze che ci permettono di valutare le prestazioni ambientali dell'impianto di trattamento acque reflue (grafico 10):

- > produzione di fanghi riferiti alla quantità di refluo prodotto
- > utilizzo di calce riferiti alla quantità di refluo prodotto e acqua industriale trattata

Dall'anno 2020 si è valutato di inserire 3 nuovi indicatori di prestazione (grafico 11) che verranno monitorati per misurare l'effettivo raggiungimento degli obiettivi di miglioramento ambientale proposti.

Essi sono:

- > prelievo acqua grezza da Po per unità di energia, ovvero il rapporto tra i m³ di acqua prelevata e i MWh di energia netta prodotta
- > consumo di acido cloridrico, soda caustica, cloruro ferrico per m³ di acqua demi prodotta, ovvero il rapporto tra la somma dei kg di reagenti utilizzati e i m³ di acqua demi prodotta
- > volume acqua scaricata da ITAR su energia prodotta, ovvero il rapporto tra i m³ scaricati dall'itar e i MWh di energia netta prodotta

Dal 2022, è stato inserito un nuovo indicatore di prestazione (grafico 12) in prospettiva di misurare l'effettivo raggiungimento dell'obiettivo di miglioramento proposto sull'impianto DEMI, ovvero l'installazione del nuovo impianto ad osmosi inversa:

- > acqua demi prodotta su energia prodotta, ovvero il rapporto tra i m³ prodotti dall'impianto DEMI e i MWh di energia netta prodotta

Dal 2026 è stato inserito un nuovo indicatore per valutare le performance del nuovo impianto di recupero come acqua industriale dell'acqua in uscita dall'impianto ITAR (grafico 13):

- > percentuale acqua recuperata su totale acqua scaricata dall'ITAR, ovvero il rapporto tra i m3 di acqua recuperata a valle dell'impianto ITAR come acqua industriale ed i m3 di acqua in uscita dall'ITAR e poi scaricata al corpo idrico recettore.

Riepilogo dati ambientali

Nella tabella seguente sono riportati i dati dei parametri ambientali riscontrati negli anni di osservazione e utilizzati per il calcolo degli indicatori specifici di prestazione ambientale:

Tabella riepilogativa dei parametri ambientali

Parametro	u.m.	2021	2022	2023	2024	2025
Produzione energia elettrica netta	MWh	4.641.005	3.908.528	2.548.199	1.891.611	1.738.242
Emissioni NOx normale funzionamento	t	613,36	502,87	314,71	216,97	117,49
Emissioni NOx transitori	t	16,51	15,86	11,25	10,52	22,85
Emissioni NOx totali (n.f. + tr.)	t	629,88	518,73	325,95	227,49	140,33
Emissioni CO normale funzionamento	t	99,32	60,78	49,46	45,41	26,69
Emissioni CO transitori	t	552,33	419,34	583,34	323,22	239,76
Emissioni CO totali (n.f. + tr.)	t	651,65	480,12	632,81	368,63	266,45
Emissioni NH ₃ normale funzionamento	t	n.a.	n.a.	n.a.	0,54 *	4,61
Emissioni NH ₃ transitori	t	n.a.	n.a.	n.a.	0,02 *	0,19
Emissioni NH ₃ totali (n.f. + tr.)	t	n.a.	n.a.	n.a.	0,55 *	4,80
Emissioni CO ₂ certificate	t	1.844.304,8	1.572.811,89	1.042.493,90	770.217,85	711.205,98
Acqua restituita da ITAR	m ³	586.784	632.847	646.888	488.289	266.117
Acqua recuperata	m ³	n.a.	n.a.	n.a.	57.173	197.390
Acqua grezza prelevata	m ³	1.227.000	1.230.000	967.000	785.895	716.734
Acqua industriale prodotta	m ³	1.109.000	1.107.000	870.300	746.600	673.555
Acqua demineralizzata prodotta	m ³	474.000	418.556	309.749	191.413	216.166
Fanghi ITAR prodotti	kg	1.313.060	998.440	641.320	607.580	618.730
Calce utilizzata	kg	371.100	301.640	168.900	142.200	138.100
Acido cloridrico, soda caustica, cloruro ferrico (somma)	kg	1.500.070	894.740	133.800	112.490	106.570
Sostanze utilizzate totali (compresi oli e gasolio)	t	1.941,4	1.259,5	376,9	391,5	584,7
Rifiuti speciali non pericolosi totali prodotti	t	1.518,42	1.405,17	744,18	853,25	1.100,24
Rifiuti speciali pericolosi totali prodotti	t	107,98	107,46	42,18	95,49	43,47
Gas naturale per combustione	kSm ³	927.790,874	777.699,234	513.254,796	382.724,155	353.723,114
Energia elettrica per usi interni	MWh	91.259,08	84.603,54	63.276,54	46.821,48	45.221,90

* dato relativo al periodo 09/09/2024 – 31/12/2024

Nota: il minimo tecnico rappresenta il valore di carico superato il quale l'esercizio si definisce come normale funzionamento (sotto tale valore si definisce invece periodo di transitorio)



Aspetti ambientali diretti

Emissioni in atmosfera

Le emissioni in atmosfera derivano dal processo di combustione che avviene nei turbogas e sono costituite essenzialmente da ossidi di azoto (NO_x), monossido di carbonio (CO) e anidride carbonica (CO_2). A queste si aggiungono le emissioni derivanti dal trascinarsi di ammoniaca nei gas emessi dalle unità 2 e 3.

Le emissioni vengono convogliate in atmosfera attraverso un camino per ogni sezione alto 90 metri.

Nel corso dell'anno 2021, fino al 02/10/2021, i valori limite di emissione sono stati riferiti all'AIA DSA-DEC-2009-0000579 del 15.06.2009, mentre successivamente, a partire dal 03/10/2021, sono applicati i limiti e le indicazioni previste dall'AIA DEC-MIN-0000370 del 09/09/2021. A partire dal 25/11/2024, sono vigenti i VLE previsti dal D.M. 286 del 08/08/2024.

Sono inoltre presenti in centrale due caldaie ausiliarie (denominate Caldaia ausiliaria A e Caldaia ausiliaria B), ciascuna di potenza termica 16,37 MWt, utilizzate per la produzione del vapore necessario all'avviamento delle unità ed alimentate con gas naturale. I fumi di combustione delle due caldaie sono convogliati in atmosfera dal camino 5 al cui interno sono presenti i due condotti di scarico distinti. Le emissioni sono della stessa natura di quelle effluenti dai camini dei gruppi principali e quantitativamente incidono in maniera irrisoria sulle emissioni complessive di CO e NO_x . Su ciascuno dei condotti viene effettuato il monitoraggio in discontinuo, con frequenza annuale, per la verifica del rispetto dei valori limiti di emissione previsti dall'AIA.

Ossidi di azoto

La formazione di ossidi di azoto (NO_x), legata alla presenza di azoto nell'aria di combustione, è funzione della temperatura raggiunta dalla fiamma durante la combustione.

Gli ossidi di azoto, gas di colore rossastro e di odore forte e pungente, contribuiscono alla formazione di piogge acide e partecipano alle reazioni fotochimiche che conducono alla formazione di ozono.

Le emissioni di NO_x sono ridotte mediante:

- la presenza di un catalizzatore di NO_x (sistema SCR) nei GVR delle unità 2 e 3;
- l'utilizzo di combustori a secco a basso sviluppo di ossidi di azoto, installati su tutte le unità, in accordo alla BAT 42.c "Bruciatori a bassa emissione di NO_x a secco (DLN)" che garantiscono la produzione minima di tali sostanze nel corso della combustione ed il rispetto dei limiti di legge vigenti per l'impianto, riportati in appendice.

Monossido di carbonio

Il monossido di carbonio (CO), gas inodore ed incolore, è uno dei prodotti tipici derivanti dalla non completa combustione di qualunque combustibile a base organica, quale il gas naturale; risulta pertanto di interesse dell'esercente minimizzare la presenza nei fumi di tale sostanza.

L'ottimizzazione dei parametri di combustione, gestiti da sistemi di controllo automatici e sotto la supervisione del personale di esercizio, consente il contenimento delle emissioni di monossido di carbonio ed il rispetto dei limiti di legge; inoltre, internamente ai generatori di vapore a recupero (GVR) dei gruppi LC2 e LC3, rispettivamente nel 2024 e nel 2021, è stato installato un catalizzatore per un'ulteriore riduzione delle emissioni di monossido di carbonio.

Anidride carbonica

L'anidride carbonica (CO_2), è un gas privo di effetti sulla salute umana, ma è il principale imputato del progressivo riscaldamento terrestre (effetto serra).

L'emissione di anidride carbonica (CO₂) dipende direttamente dal quantitativo di combustibile utilizzato; gli impianti a ciclo combinato, caratterizzati da elevato rendimento e quindi da minor impiego di gas naturale per unità di energia prodotta, hanno permesso di minimizzare i valori di emissione di anidride carbonica; l'ottimizzazione dei parametri di esercizio, gestiti da sistemi di controllo automatici e sotto la supervisione del personale di esercizio, consente il raggiungimento dei rendimenti ottimali e conseguentemente il contenimento delle emissioni di anidride carbonica prodotte dall'impianto di La Casella.

Ammoniaca

La presenza di ammoniaca nei fumi di combustione non è legata alla reazione di combustione del gas naturale, bensì è dovuta all'utilizzo della tecnologia SCR (Selective Catalytic Reduction), metodo molto efficiente per l'abbattimento degli ossidi di azoto NO_x. Il sistema SCR permette infatti di ridurre gli ossidi di azoto (NO_x) in azoto molecolare (N₂) e vapore acqueo (H₂O), in presenza di ossigeno, attraverso un reagente riducente, ossia l'ammoniaca in soluzione acquosa con concentrazione inferiore al 25% (NH₃), e di uno specifico catalizzatore. Si tratta di un processo largamente applicato che risponde ai requisiti delle BAT per grandi impianti di combustione e per i quali è prassi comune l'utilizzo di ammoniaca in soluzione acquosa come reagente. Questa viene vaporizzata attraverso un prelievo di fumi caldi dai GVR, tramite due ventilatori, e iniettata nella corrente gassosa a monte del catalizzatore tramite una griglia di distribuzione. Pertanto, la miscela di gas e ammoniaca attraversa il catalizzatore e reagendo produce azoto e acqua. Inoltre, si potrà determinare un limitato trascinarsi di ammoniaca nei gas di scarico, che viene monitorato in continuo tramite sonde posizionate ai camini dei gruppi LC2 e LC3, garantendo il rispetto dei limiti di legge.

Dati emissioni

Le quantità di NO_x e CO₂ emesse sono strettamente connesse all'energia prodotta dall'impianto (grafico 1) e ne seguono l'andamento; le emissioni di CO sono anch'esse influenzate in modo sensibile dalle condizioni di esercizio richieste all'impianto (funzionamento a carico inferiore a quello nominale, frequenti variazioni di carico, numero di avviamenti) e pertanto i dati annuali, risentono della variabilità nel periodo di tali fattori.

Le emissioni di NH₃ sono invece legate alla presenza ed al funzionamento del sistema SCR, a partire da settembre 2024, nei gruppi LC2 e LC3.

L'autorizzazione AIA prescrive la misura conoscitiva anche delle quantità di NO_x, CO e NH₃ prodotte durante le fasi di avviamento e di arresto delle unità di produzione (transitori), che per il 2025 sono risultate pari a:

- 22,85 t di ossidi di azoto (NO_x);
- 239,76 t di monossido di carbonio (CO);
- 0,19 t di ammoniaca (NH₃).

I quantitativi di NO_x emessi nel 2025 durante i periodi di transitorio sono aumentati rispetto al 2024 per via di un diverso regime di funzionamento sempre più discontinuo delle unità di produzione, con un notevole aumento (di circa tre volte) del numero degli eventi di transitorio rispetto al 2024 (nel 2025 n. 471 eventi, nel 2024 n. 155). Le emissioni massiche durante il normale funzionamento risultano invece in diminuzione rispetto al 2024 per via della diminuzione delle ore di esercizio e grazie al sistema SCR installato nei gruppi LC2 ed LC3 in funzione per l'intero anno 2025 agisce in modo più efficace soprattutto a carichi elevati.

I quantitativi di CO durante i transitori, così come quelli durante il normale funzionamento, sono invece diminuiti grazie alla presenza, durante tutto il 2025, del catalizzatore installato sull'unità LC2 a partire da luglio 2024, in aggiunta al preesistente catalizzatore CO già installato sull'unità 3 nel 2021.



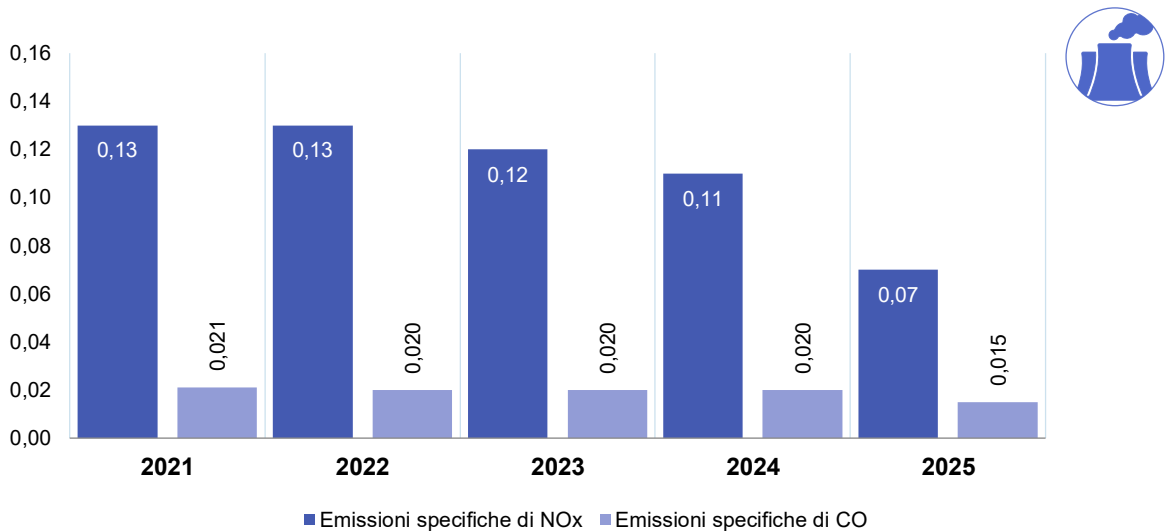
Le emissioni massicche di NH₃ durante i transitori, così come quelle durante il normale funzionamento, sono invece aumentate in quanto il sistema SCR, a differenza del 2024, è stato in funzione per l'intero anno 2025.

Il decreto AIA DEC-MIN-0000370 del 09/09/2021, ha stabilito limiti di emissioni per NO_x e CO anche per il camino 5 relativo alle caldaie ausiliarie: il limite in questo caso non è in continuo ma si intende rispettato se la media di 3 misurazioni consecutive di almeno 30 minuti ciascuna, svolte annualmente, non supera i valori limite di emissione pari a 200 mg/Nm³ al 3% O₂ per gli NO_x (VLE entrato in vigore a partire dal 01/01/2025, in precedenza era pari a 250 mg/Nm³ al 3% O₂) e 100 mg/Nm³ al 3% O₂ per il CO.

Vengono effettuate anche analisi sui parametri SO₂ e polveri ma per questi inquinanti non è previsto un valore limite di emissione (VLE). Per valutare l'evoluzione delle prestazioni ambientali relative alle emissioni in atmosfera si utilizzano, quale *indicatore chiave*, le emissioni specifiche (grafici 2 e 5), intese come:

- > rapporto tra la massa di inquinante (NO_x e CO) emesso in condizioni di normale funzionamento (t) e l'energia elettrica netta prodotta (GWh), espresso in t/GWh.
- > rapporto tra la massa di inquinante (NH₃) emesso in condizioni di normale funzionamento (kg) e l'energia elettrica netta prodotta (GWh), espresso in kg/GWh.

Grafico 2 – Emissioni specifiche di NO_x e CO normale funzionamento (dati in t/GWh netti prodotti)

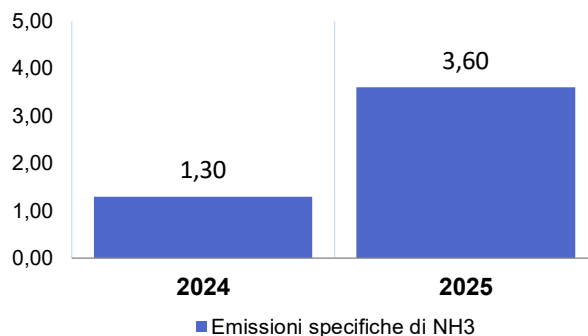


Il valore dell'indicatore relativo alle emissioni di CO durante la fase di normale funzionamento, considerando una lieve diminuzione dell'energia prodotta, è in linea con quello degli anni precedenti, mentre l'analogo indicatore relativo alle emissioni di NO_x ha trend in diminuzione grazie all'impiego della tecnologia SCR sui gruppi LC2 e LC3.

Nel grafico 3 sopra si riporta il nuovo indicatore introdotto nel 2024, relativo al dato emissivo di ammoniaca (NH₃) delle unità LC2 ed LC3.

Per l'anno 2024 l'indicatore è stato calcolato inserendo a numeratore la quantità di ammoniaca emessa dal 09/09/2024 (data di messa in esercizio dell'impianto SCR) al 31/12/2024 e a denominatore invece il dato di energia netta prodotta dal gruppo 2 e 3 nello stesso periodo.

Si precisa ovviamente che tale indicatore, considerati i pochi mesi di funzionamento del sistema SCR nel 2024, risulta pienamente rappresentativo del trend emissivo della Centrale a partire dall'anno 2025. Infatti, le emissioni massicche di NH₃ durante i periodi di normale funzionamento sono aumentate in quanto il sistema SCR, a differenza del 2024, è stato in funzione per l'intero anno 2025.



Nei grafici 4 e 5 sono rappresentate le concentrazioni medie annue di NO_x e CO ricavate dall'elaborazione delle concentrazioni medie mensili di ciascuna sezione di produzione dell'impianto.

Il grafico 6 riporta invece le concentrazioni medie annue di NH₃ dei gruppi LC2 e LC3; per l'anno 2024 le concentrazioni sono riferite al periodo 25/11/2024 – 31/12/2024, ossia a partire dalla messa a regime del sistema SCR ed a seguito dell'entrata in vigore dei relativi VLE.

L'andamento del parametro NO_x dipende molto dalle condizioni atmosferiche esterne (temperature e umidità), il parametro CO risente molto del carico medio al quale i gruppi sono chiamati a funzionare nel corso dell'anno, ovvero più il carico medio di funzionamento è alto, minore sarà l'emissione di CO. L'emissione di NH₃ è invece legata al dosaggio effettuato in funzione della concentrazione di NO_x misurata ai camini delle unità 2 e 3.

I punti di emissione devono rispettare i seguenti limiti:

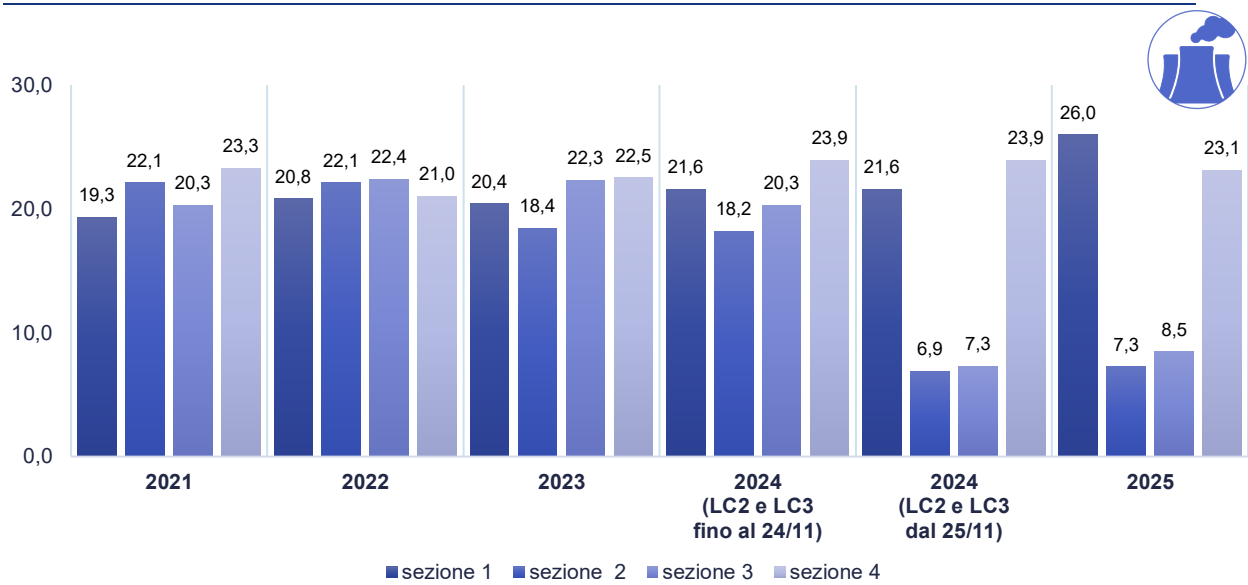
- Media giornaliera:
 - VLE NO_x (espressi come NO₂): 30 mg/Nm³;
 - VLE CO: 30 mg/Nm³;
- Media annuale:
 - VLE NO_x (espressi come NO₂): 28 mg/Nm³;
- Limite massico annuale singola unità
 - VLE NO_x (espressi come NO₂): 530 t/a;

A partire dalla messa a regime del sistema SCR, avvenuta il 25/11/2024, ai sensi del Decreto AIA D.M. 286 del 08/08/2024 di Modifica Sostanziale del D.M. 370 del 09/09/2021, per le sole unità LC2 e LC3, devono essere rispettati i seguenti nuovi limiti di emissione di NO_x e NH₃:

- Media giornaliera:
 - VLE NO_x (espressi come NO₂): 20 mg/Nm³;
- Media annuale:
 - VLE NO_x (espressi come NO₂): 10 mg/Nm³;
 - VLE NH₃ (ammonia slip): 5 mg/Nm³

Rimangono invariati invece i VLE relativi alla concentrazione media annuale di CO e all'emissione massica annuale di NO_x.

Grafico 4 – Concentrazioni medie annue di NO_x rilevate nei fumi emessi (valori riferiti a gas normalizzati secchi riportati a un tenore di ossigeno pari al 15% ed espressi in mg/Nm³)

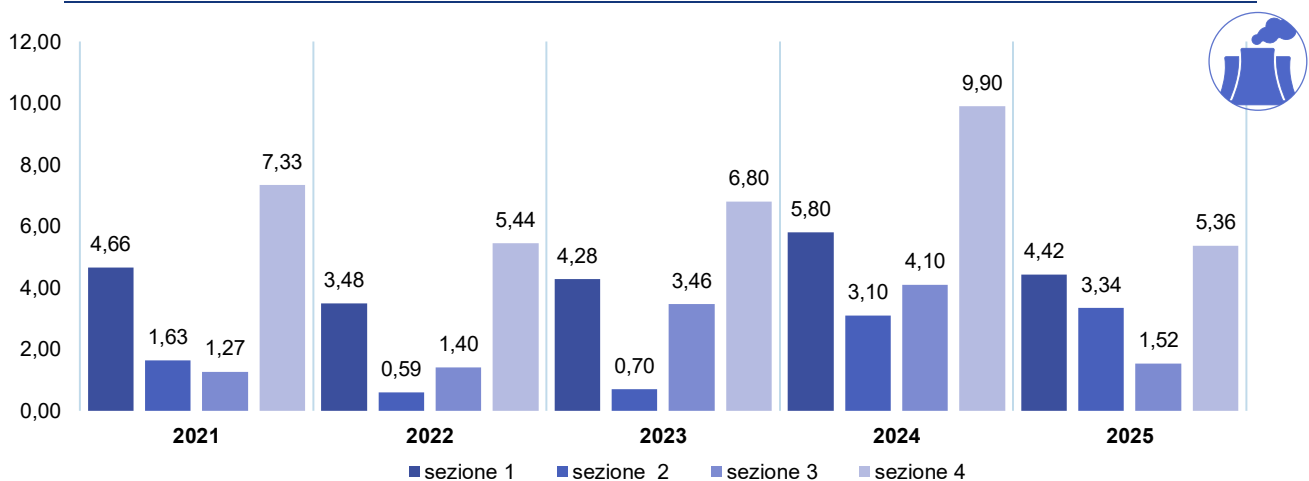


Nel grafico 4, le concentrazioni medie annuali delle unità 2 e 3 dell'anno 2024 vengono suddivise nei periodi:

1. dal 01/01/2024 al 24/11/2024, ovvero prima dell'upgrade delle unità e dell'installazione del sistema di denitrificazione catalitica, cui si applica il limite di NO_x pari a 30 mg/Nm³;
2. dal 25/11/2024 al 31/12/2024, dopo l'installazione del sistema SCR, a cui si applica il nuovo limite annuale di NO_x pari a 10 mg/Nm³.

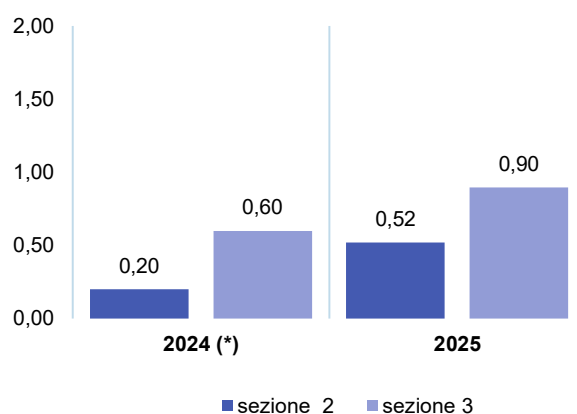
Nel 2025, ad eccezione del gruppo LC1 per il quale si è registrato un lieve aumento dovuto ai diversi profili di carico richiesti dal gestore della rete, le concentrazioni medie annue sono in linea con i valori dell'anno precedente.

Grafico 5 – Concentrazioni medie annue di CO rilevate nei fumi emessi (valori riferiti a gas normalizzati secchi riportati a un tenore di ossigeno pari al 15% ed espressi in mg/Nm³)



Nel 2025, in generale, le concentrazioni medie annue di CO sono in linea con l'anno precedente e con valori, ad eccezione del gruppo LC2 che presenta un lieve aumento, leggermente più bassi.

Grafico 6 – Concentrazioni medie annue di NH₃ rilevate nei fumi emessi (valori riferiti a gas normalizzati secchi riportati a un tenore di ossigeno pari al 15% ed espressi in mg/Nm³)



(*) valori medi nel periodo (dal 25/11/2024 al 31/12/2024)

In tabella 1 sono riportati i valori massimi e minimi delle medie giornaliere degli inquinanti NO_x e CO, raffrontati con i rispettivi limiti come media giornaliera (per NO_x e CO). Si riportano tali informazioni anche per NH₃, nonostante per tale parametro l'AIA non preveda alcun VLE con base temporale giornaliera.

Nel corso del 2025 nessun valore di concentrazione di NO_x, CO e NH₃ rilevato durante il funzionamento al di sopra del minimo tecnico, ha superato i valori limite di emissione giornalieri o annuali.

Tabella 1 – Valori minimi e massimi giornalieri delle concentrazioni di NO_x, CO e NH₃ rilevate nel 2025 (riferiti a gas normalizzati secchi riportati a un tenore di ossigeno pari al 15% ed espressi in mg/Nm³)

		Valore minimo	Valore massimo	Valore limite giornaliero
NO_x Media giornaliera	Unità 1	21,56	29,12	30
	Unità 2	5,15	9,84	20
	Unità 3	6,04	14,60	20
	Unità 4	18,70	28,64	30
CO Media giornaliera	Unità 1	0	13,40	30
	Unità 2	0	13,88	30
	Unità 3	0	12,19	30
	Unità 4	0	14,21	30
NH₃ Media giornaliera	Unità 1	n.a.	n.a.	n.a.
	Unità 2	0,10	1,36	-
	Unità 3	0,05	2,20	-
	Unità 4	n.a.	n.a.	n.a.

Dal 2005 l'impianto di La Casella fornisce con frequenza settimanale i dati delle emissioni all'ARPAE - Sezione provinciale di Piacenza. Tali dati, in attuazione alle disposizioni contenute nella nuova Autorizzazione Integrata Ambientale non sarebbero più da fornire ma di comune accordo con ARPAE vengono comunque ad oggi trasmessi con frequenza mensile.

A partire dal 2005, con l'entrata in vigore della normativa della Comunità Europea che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissione dei gas ad effetto serra in ambito comunitario (Emission Trading), l'impianto provvede ad effettuare la comunicazione al Ministero dell'Ambiente delle emissioni di CO₂ prodotte nell'anno precedente.

I dati annuali sono stati verificati e convalidati da Bureau Veritas, organismo verificatore riconosciuto attraverso la Deliberazione n.5/2011 “Rilascio del riconoscimento dell’attività di verifica della dichiarazione relativa alle attività ed alle emissioni degli impianti regolati dal decreto legislativo 4 aprile 2006, n. 216”, del Comitato nazionale per la gestione della direttiva 2003/87/CE e per il supporto nella gestione delle attività di progetto del protocollo di Kyoto.

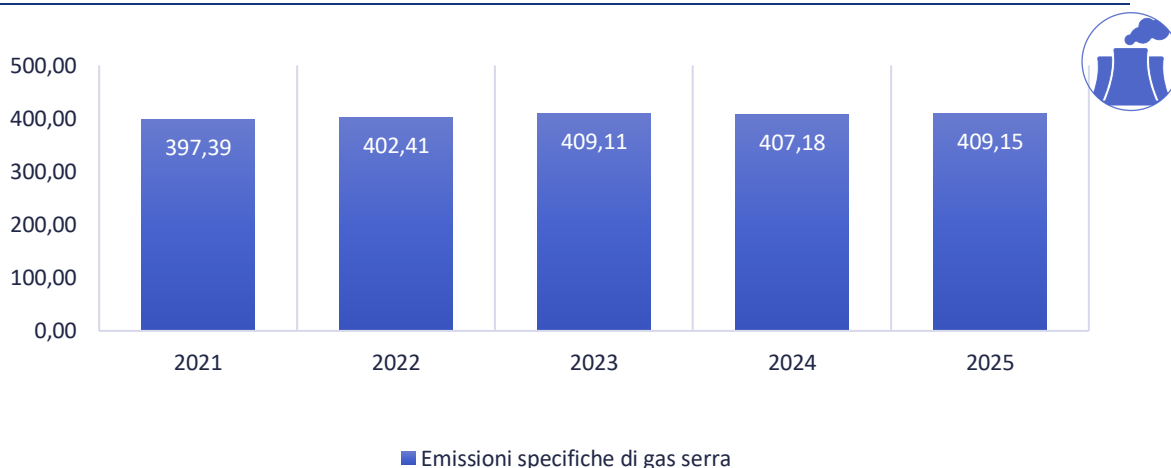
Oltre all’anidride carbonica prodotta direttamente nel corso della combustione del gas naturale e del gasolio è considerata anche l’emissione di protossido di azoto (N₂O) e metano stesso (CH₄), prodotta in minima quantità nel corso della combustione del gas naturale e stimata sulla base di un fattore di emissione ricavato da bibliografia internazionale (VGB/EURELECTRIC Recommendations 2nd Edition). Questa tipologia di emissione è poi convertita, attraverso un apposito indice (Global Warming Potential - GWP), in CO₂ equivalente; complessivamente la stima di tale emissione nel corso del 2025 è di 5.000 t di CO₂ equivalente che rappresenta meno dell’1% del quantitativo di CO₂ derivante dalla combustione di gas naturale e gasolio. Per quanto attiene la presenza di altre sostanze ad effetto serra, sono presenti in sito apparecchiature contenenti gas HFC la cui emissione è dovuta solo ad eventuali anomalie dei macchinari, ed apparecchiature contenenti esafluoruro di zolfo (SF₆), per entrambe le tipologie nel 2025 non si sono registrate perdite.

Il grafico 7 tiene conto delle emissioni di gas ad effetto serra, espresse come CO₂ equivalente, derivanti dalla combustione del gas naturale e del gasolio. Le emissioni specifiche di CO₂ sono strettamente legate al tipo di funzionamento richiesto alla centrale, se di tipo maggiormente continuativo, si ha una diminuzione delle emissioni specifiche, se il numero degli avviamenti sale, anche le emissioni specifiche subiranno un aumento (grafico 5).

Il valore del 2023, leggermente superiore agli anni 2021 e 2022, è dato dalla diminuzione del fattore medio di carico dei gruppi e dall’aumento della durata media degli eventi di transitorio. Il dato del 2024 risulta leggermente più basso rispetto al 2023, ma comunque superiore al biennio 2021-2022 per lo stesso motivo.

Nel 2025 si è registrato un funzionamento più discontinuo ovvero un incremento del numero e della durata dei transitori che ha portato ad un lieve aumento dell’indicatore rispetto agli anni precedenti.

Grafico 7 – Emissioni specifiche di gas serra espresse come CO₂ equivalente (dati in t/GWh netti prodotti)



Sistemi di controllo delle emissioni

L’impianto è dotato di un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni per la rilevazione delle concentrazioni degli ossidi di azoto e del monossido di carbonio emessi, che consente il controllo dell’andamento dei valori di emissione in relazione ai valori limite da rispettare, riportati in appendice.

A partire dal 2010, su precisa prescrizione dell’autorizzazione AIA, l’impianto misura anche le quantità di NO_x e CO, prodotte nelle fasi di avviamento e di arresto delle unità di produzione.

A partire dalla data di messa in esercizio del sistema SCR (09/09/2024) viene inoltre monitorata in continuo l'ammoniaca emessa dai camini 2 e 3, sia durante i periodi di regime, sia durante i periodi di transitorio; per tale parametro, come già descritto, dal 25 novembre 2024 (messa a regime del sistema) sono applicabili i VLE previsti dal Decreto di AIA.

Vengono inoltre misurati in continuo il tenore di ossigeno, la temperatura, la pressione, l'umidità e la portata dei fumi emessi.

Gli apparati di misura (uno per ciascuna sezione) sono del tipo ad estrazione, con sonda di prelievo collocata sulla condotta di adduzione dei fumi al camino. Il sistema si compone inoltre di apparecchiature per la calibrazione degli analizzatori ad estrazione, sistemi di acquisizione, trasmissione, elaborazione, memorizzazione e presentazione dei dati.

Il sistema di misura è gestito secondo quanto previsto dal Decreto Legislativo 152/2006 "Norme in materia ambientale" e dalla norma UNI EN 14181:2015 "Assicurazione della qualità di sistemi di misurazione automatici" e permette di controllare sia la regolarità del suo funzionamento, attraverso funzioni di autocontrollo ed allarmi, sia l'andamento dei valori di emissione in relazione ai valori limite da rispettare.

L'impianto provvede annualmente a far eseguire da un laboratorio certificato la valutazione della linearità degli analizzatori di gas del sistema di controllo delle emissioni; i risultati hanno sempre evidenziato buone prestazioni degli analizzatori.

A partire dal 2020, al fine di fornire dati sempre più accurati, la misura di portata fumi è condotta in accordo alla norma UNI EN 16911:2013 parte 2 che prevede l'inserimento a sistema di una curva di taratura (come per la calibrazione QAL2) per migliorarne la precisione della misura.

Dal 2022, in ottemperanza all'AIA DEC-MIN-0000370 del 09/09/2021, sono state eseguite le analisi annuali per la valutazione dei microinquinanti: SO₂, polveri totali, PM_{2,5} e PM₁₀. I risultati hanno evidenziato l'ampio rispetto dei limiti di legge previsti dal Decreto di AIA vigente.



Scarichi idrici

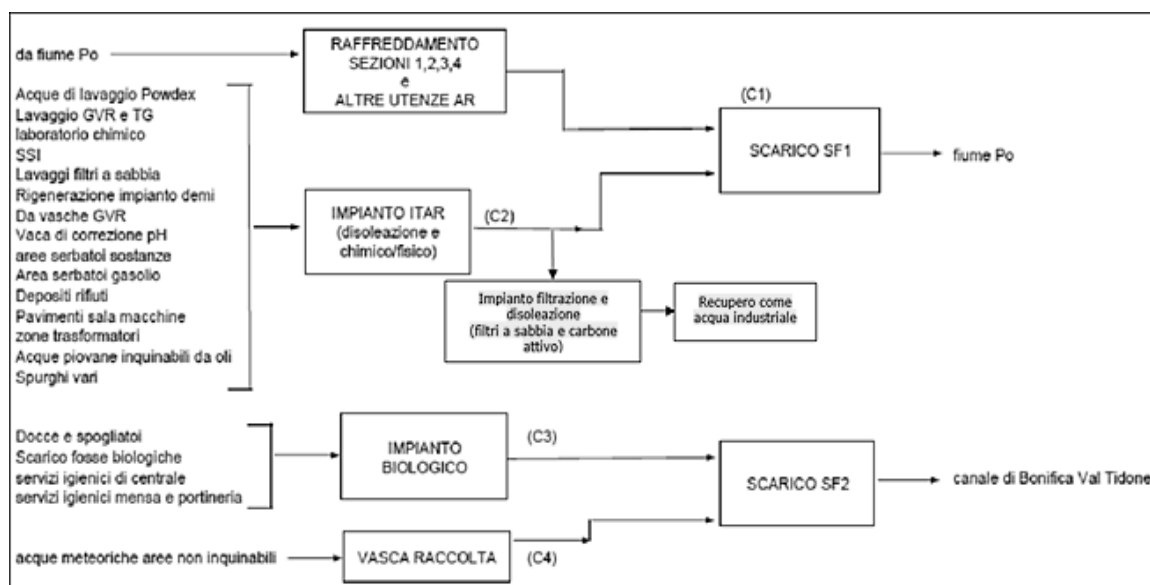
Gli apporti idrici che convogliano nello scarico autorizzato SF1 nel Fiume Po, sono costituiti da:

- acque di raffreddamento;
- acque industriali a valle dell'impianto di trattamento
- acque meteoriche potenzialmente inquinabili da oli a valle dell'impianto di trattamento

Gli apporti idrici che convogliano nello scarico autorizzato SF2 nel Canale di Bonifica Valtidone, sono costituiti da:

- acque civili a valle dell'impianto di trattamento;
- acque meteoriche non inquinabili da oli

Schema di flusso delle acque di processo



Le acque di raffreddamento

Sono costituite da acqua prelevata dal fiume Po e restituita con un minimo incremento di temperatura; esse rappresentano lo scarico preponderante.

Le limitazioni poste da AIA prevedono che per il corso d'acqua ricettore delle acque di raffreddamento, la variazione massima tra temperature medie di qualsiasi sezione del corso d'acqua a monte e a valle del punto di immissione non superino i 3°C; inoltre su almeno metà di qualsiasi sezione a valle tale variazione non deve superare 1°C.

Per garantire il rispetto dei limiti di temperatura imposti dal Decreto Legislativo 152/06 (la variazione massima di temperatura di qualsiasi sezione del fiume Po a monte e a valle del punto di immissione non deve superare i 3 °C e su almeno metà di qualsiasi sezione a valle tale variazione non deve superare 1°C), l'impianto, nel rispetto di quanto prescritto dalla nuova Autorizzazione Integrata Ambientale, provvede ogni sei mesi all'esecuzione di campagne di misura che evidenziano il rispetto di tali limiti. Le ultime campagne di misura sono state realizzate a marzo ed ottobre 2025, ed hanno evidenziato il rispetto dei limiti di legge previsti.

Sistemi di prevenzione e controllo

Prima dello scarico delle acque nel punto SF1, sono eseguite misurazioni in continuo di temperatura e pH.

Non sono mai stati registrati superamenti del limite suddetto. La verifica dell'incremento termico nel fiume Po viene effettuata con campagne di misure eseguite periodicamente hanno confermato il rispetto del limite di legge.

Le acque industriali

Le acque industriali sono essenzialmente utilizzate per il ciclo termico e vengono trattate per demineralizzarle. A fine uso vengono trattate in un impianto di trattamento chimico-fisico prima di essere avviate allo scarico SF1.

Sistemi di prevenzione e controllo

Le acque industriali prima di essere scaricate vengono inviate ad un impianto di trattamento chimico fisico denominato ITAR (Impianto Trattamento Acque Reflue), nel quale i processi di neutralizzazione, chiarificazione e flocculazione delle acque garantiscono il rispetto dei limiti imposti dall'AIA. In testa all'ITAR è presente un sistema fisico di disoleazione delle acque meteoriche potenzialmente inquinate da oli.

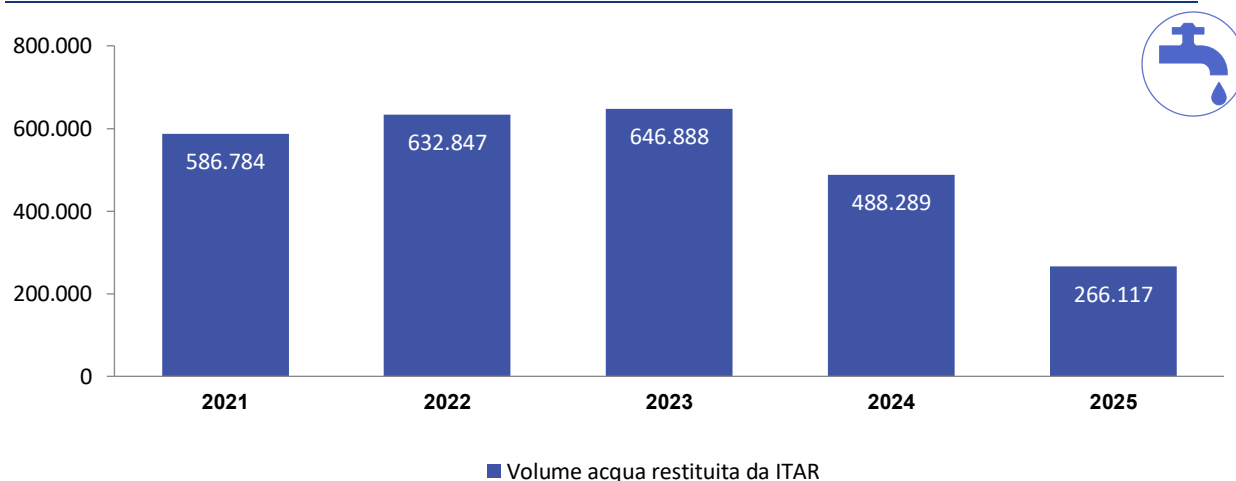
Recupero acque in uscita dall'impianto ITAR

Al termine dell'intervento di rinnovamento dell'impianto di produzione di acqua demineralizzata e degli interventi di ammodernamento dell'impianto di produzione di acqua industriale (pre-trattamento) e trattamento acque reflue (ITAR) - Procedimento Istruttorio ID 47/11581 - è stato installato un sistema di filtrazione e disoleazione (batteria di filtri a sabbia e carbone attivo) per il recupero e il riutilizzo, come acqua industriale, di parte dell'acqua in uscita dall'ITAR. La possibilità di recupero come acqua industriale è la scelta primaria, tuttavia nel caso in cui non vi sia richiesta di acqua industriale o nel caso in cui le caratteristiche di conducibilità della stessa non lo consentono, l'acqua è scaricata presso il punto SF1.

Il sistema di recupero è entrato in funzione a partire dal mese di ottobre 2024; ciò ha permesso sia la riduzione del prelievo acqua dal fiume Po da destinare alla produzione di acqua ad uso industriale sia la riduzione dell'acqua restituita dall'impianto ITAR al corpo idrico recettore fiume Po.

Il volume delle acque restituite dall'impianto ITAR al corpo idrico recettore è direttamente proporzionale al funzionamento dell'impianto, alle precipitazioni e dipende inoltre dal quantitativo di acqua recuperata come acqua industriale. I volumi degli ultimi 5 anni sono riportati nel grafico 8.

Grafico 8 – Volume complessivo acqua restituita da impianto ITAR (dati in m³)



Nel 2024 e nel 2025 il volume di acqua scaricata risulta inferiore rispetto agli anni precedenti a causa del minor funzionamento dell'impianto e relativa diminuzione dell'energia prodotta, per la diminuzione delle precipitazioni (nel 2025 pari a circa 630 mm) e soprattutto per via della quantità di acqua che, a valle dell'impianto ITAR, viene recuperata come acqua industriale e quindi non viene scaricata.

Il grafico 9 seguente riporta i volumi di acqua trattata, in uscita dall'ITAR, e riutilizzata, a partire da ottobre 2024, come acqua industriale.

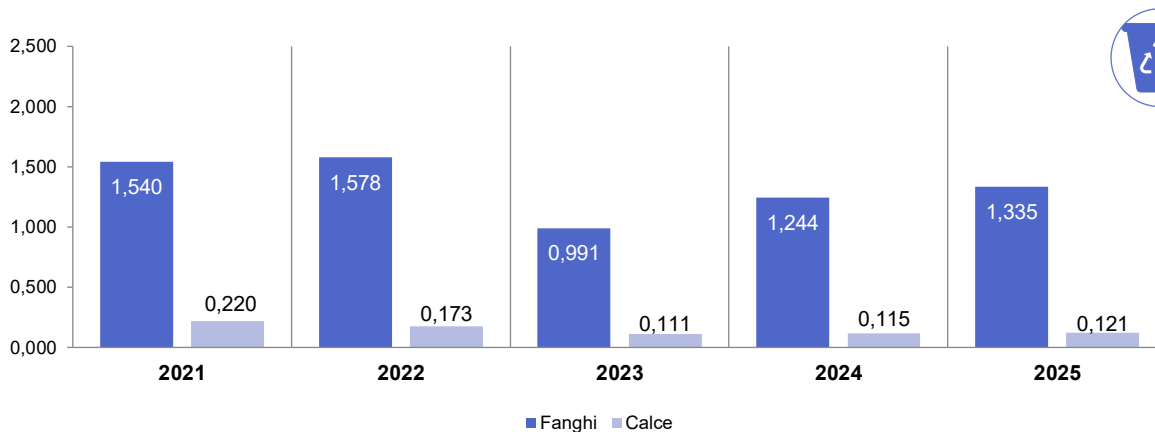
Grafico 9 – Volume di acqua in uscita da impianto ITAR recuperata come acqua industriale (dati in m³)



Relativamente all'impianto ITAR-sono stati individuati due indicatori specifici in grado di monitorare l'efficienza del sistema di depurazione acque; i valori degli ultimi 5 anni sono riportati nel grafico 10.

Per l'anno 2019 è stato infatti condotto uno studio interno per ridurre, a parità di refluo prodotto, la produzione di fango e l'impiego di calce, mediante ottimizzazione del dosaggio dei reagenti. L'intervento ha portato ad una riduzione per la parte dell'impiego dei reagenti utilizzati negli impianti DEMI e ITAR, mentre per la produzione dei fanghi il dato si mantiene stabile ed-è importante notare come la produzione di fanghi risente del grado di torbidità dell'acqua del fiume Po che, come noto, è sempre mediamente molto alto; l'impianto di pretrattamento/ITAR infatti ha il compito di chiarificare l'acqua mediante precipitazione dei fanghi.

Grafico 10 – Produzione fanghi per refluo prodotto ITAR (acqua scaricata e recuperata) ed utilizzo di calce riferito alla somma della quantità di refluo prodotto ITAR (acqua scaricata e recuperata) e produzione acqua industriale a partire dall'acqua prelevata da fiume Po (dati in kg/m³)



Nel 2025 gli indicatori sono in linea con l'anno precedente; si evidenzia poi che sia il quantitativo di fanghi ITAR prodotto sia il consumo di calce sono confrontabili con quelli dell'anno precedente.

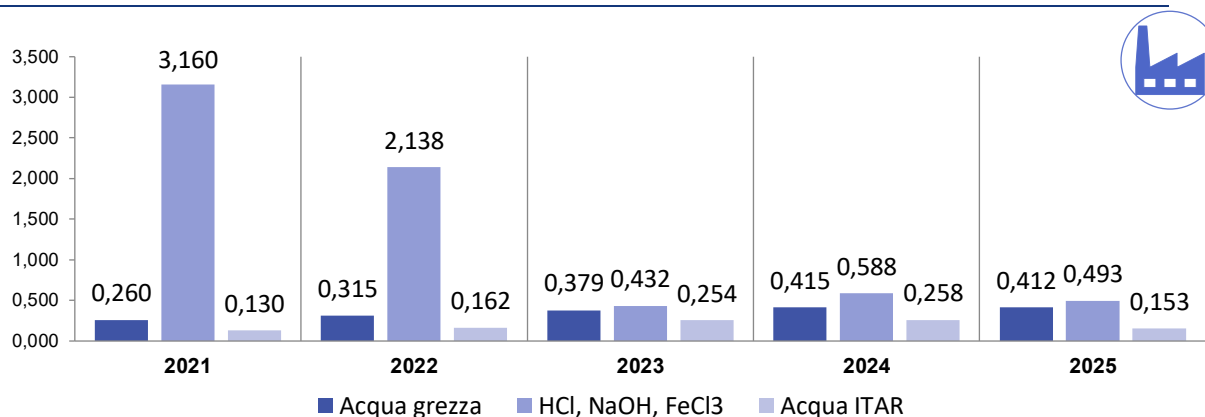
Di seguito si riportano tre indicatori specifici, individuati a partire dal 2019, relativi alla gestione delle acque:

- > prelievo acqua grezza da Po per unità di energia, ovvero il rapporto tra i m³ di acqua prelevata e i MWh di energia netta prodotta;

- > consumo di acido cloridrico (HCl), soda caustica (NaOH) e cloruro ferrico (FeCl₃) per m³ di acqua demi prodotta, ovvero il rapporto tra la somma dei kg di reagenti utilizzati e i m³ di acqua demi prodotta;
- > volume acqua restituita da ITAR su energia prodotta, ovvero il rapporto tra i m³ scaricati dall'ITAR nel fiume Po ed i MWh di energia netta prodotta.

Nel grafico 11 sottostante si riportano i valori riferiti agli scorsi 5 anni.

Grafico 11 – Indicatori specifici di prestazione: acqua grezza da fiume Po/Energia prod netta (dati in m³/MWh) – HCl+NaOH+FeCl₃/acqua demi prodotta (dati in kg/m³) – Acqua restituita da ITAR/Energia prod netta (dati in m³/MWh)



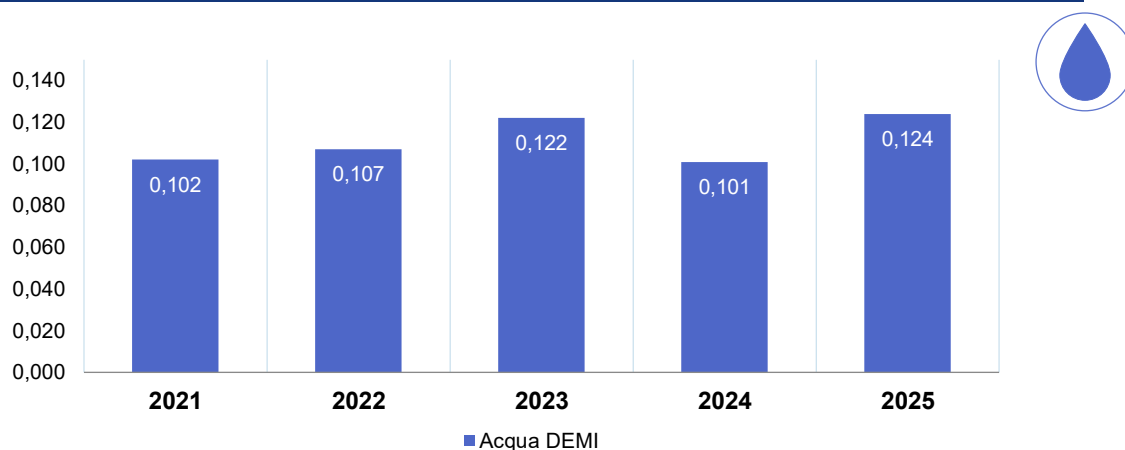
Si può notare come, a partire dal 2023, l'indicatore relativo ai reagenti utilizzati per m³ di acqua demi prodotta abbia avuto un netto calo per la diminuzione sostanziale dell'uso delle sostanze acido cloridrico, soda caustica e cloruro ferrico. Tale diminuzione è dovuta alla dismissione del vecchio impianto e alla messa in esercizio di un nuovo impianto di produzione di acqua demineralizzata ad osmosi inversa, basato sulla tecnologia di dissalazione a membrana e su un successivo stadio di finitura del tipo ad elettro-deionizzazione, che ha portato ad una sostanziale riduzione dell'utilizzo dei reagenti, principalmente acido cloridrico e soda caustica.

Analizzando l'anno 2025 i valori sono in linea con l'anno precedente, la diminuzione dell'indicatore "acqua restituita da ITAR su energia prodotta" è dovuto, come analizzato in precedenza, al recupero di parte dell'acqua in uscita dall'ITAR.

Dal 2022, è monitorato un nuovo indicatore specifico relativo alla gestione delle acque; il grafico 12 riporta il seguente indicatore specifico:

- > acqua demi prodotta su energia prodotta, ovvero il rapporto tra i m³ prodotti dall'impianto DEMI e i MWh di energia netta prodotta.

Grafico 12 – Indicatore specifico di prestazione: acqua DEMI/Energia prod netta (dati in m³/MWh)



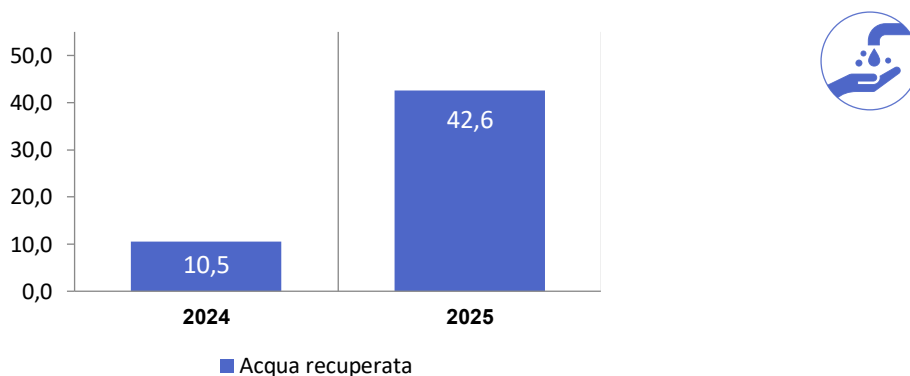
Nel 2025 emerge un valore superiore rispetto agli altri anni dovuto all'incidenza degli avviamenti/fermate registrate. In particolare, nel 2025 si è registrato un funzionamento più discontinuo rispetto al passato con un maggior numero di avviamenti e ad una complessiva minore produzione di energia elettrica.

A partire dalla Dichiarazione Ambientale 2026 è monitorato un ulteriore nuovo indicatore specifico (grafico 13):

- > percentuale acqua recuperata su totale acqua scaricata dall'ITAR, ovvero il rapporto tra i m³ di acqua recuperata a valle dell'impianto ITAR come acqua industriale e il m³ di acqua in uscita dall'ITAR, dati dalla somma dell'acqua recuperata e dell'acqua restituita dall'ITAR al corpo idrico recettore.

Tale indicatore, considerando che la linea di recupero è attiva da ottobre 2024, risulta pienamente rappresentativo delle performance dell'impianto a partire dal 2025.

Grafico 13 – Indicatore specifico di prestazione: Acqua recuperata/Totale acqua in uscita da impianto ITAR (dati in %)



Le acque meteoriche

Occorre distinguere le acque meteoriche inquinabili da quelle non inquinabili. Le prime provengono da aree dove la pioggia entrando in contatto con parti d'impianto risultano potenzialmente contaminante. Le acque classificate non inquinabili provengono invece da aree a verde o da piazzali non occupati da parti di impianto.

Sistemi di prevenzione

Le acque meteoriche potenzialmente inquinabili da oli minerali sono raccolte con reti fognarie separate e vengono quindi convogliate direttamente all'impianto di trattamento ITAR.

Le acque meteoriche non inquinabili si incanalano nel sistema sotterraneo di raccolta e collettamento e vengono avviate verso lo scarico SF2, dopo aver attraversato una vasca che trattiene eventuali solidi sospesi o tracce di olio.

Per le acque potenzialmente inquinate con ammoniaca (acque ammoniacali) non è necessario uno specifico impianto di trattamento. Infatti i serbatoi di stoccaggio di ammoniaca in soluzione acquosa sono posizionati all'interno di un edificio coperto e quindi non si possono generare acque meteoriche di dilavamento potenzialmente contaminate. Tali serbatoi inoltre sono dotati di apposito bacino di contenimento collegato ad una vasca confinata, il cui scopo sarà quello di raccogliere e accumulare ogni possibile sversamento.

Per raccogliere inoltre eventuali sfuggite di acque ammoniacali o drenaggi dai GVR dei gruppi LC2 e LC3 in cui è installato il catalizzatore per la riduzione selettiva (SCR) degli NOx, è prevista una vasca interrata per ciascun gruppo, posizionata accanto l'evaporatore, con un sistema di rilancio alla vasca di raccolta presente presso l'edificio stoccaggio ammoniacale. Da quest'ultima vasca potranno essere prelevate eventuali acque ammoniacali non recuperabili, per tramite di autocisterne/autobotte, e portate ad idoneo impianto di smaltimento/trattamento nel rispetto della normativa vigente.

Le acque civili

Le acque derivanti dai servizi civili convogliano tramite apposite fognature nell'Impianto di Trattamento Biologico che provvede a depurare gli effluenti (monitorati periodicamente al pozzetto C3) prima dell'avvio allo scarico SF2, garantendo il rispetto dei limiti.

Sistemi di controllo scarichi idrici

L'Autorizzazione Integrata Ambientale ha individuato i parametri da controllare sullo scarico delle acque reflue provenienti dall'ITAR (scarico SF1-C2), stabilendo per ciascuno specifici limiti e la frequenza dei controlli.

La Centrale è in possesso di Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) DEC-MIN-0000370 del 09/09/2021 pubblicato sulla GU del 2 ottobre 2021, che per quanto riguarda i parametri degli scarichi idrici è stata applicata da novembre 2021, mentre fino ad ottobre 2021 sono stati di riferimento i parametri dell'AIA decreto del MATTM DSA-DEC-2009-0000579 (e successive modifiche), come si evince dalla tabella 2.

In tabella sono riportate le medie dei valori rilevati dalle analisi periodiche, precisando che tutte le analisi puntuali non hanno mai riscontrato superamenti dei limiti stabiliti dall'AIA; periodicamente vengono effettuati dall'ARPAE controlli sugli effluenti che confermano il rispetto dei limiti.

Tabella 2 – Medie dei valori rilevati dalle analisi periodiche scarico SF1-C2

PARAMETRO	UNITA' DI MISURA	2021	2022	2023	2024	2025	LIMITE AIA 579 del 15/06/2009	LIMITE AIA 370 del 09/09/2021
pH	-	7,78	7,69	7,37	7,78	7,82	5,5 / 9,5	5,5 / 9,5
Colore	-	non percettibile	non percettibile	non percettibile	non percettibile	non percettibile con diluizione 1:20	non percettibile con diluizione 1:20	non percettibile con diluizione 1:20
Odore	-	non molesto	non molesto	non presente	non molesto	non molesto	non molesto	non molesto
Materiali grossolani	-	assenti	assenti	assenti	assenti	assenti	assenti	assenti
Solidi sospesi totali	mg/l	< 5	4,33	5,46	< 5	4,13	<40	≤ 40
BOD₅ (come O₂)	mg/l	< 4	7,6	7,04	2,43	2,71	<30	≤ 40
COD (come O₂)	mg/l	< 10	7,2	10,84	4,87	8,22	<100	≤ 120
Alluminio	mg/l	< 0,10	0,046	0,094	< 0,005	< 0,005	<1	≤ 1
Ferro	mg/l	< 0,2	0,064	0,166	0,247	0,3909	<2	≤ 2
Nichel	mg/l	< 0,2	0,0025	0,011	0,0005	0,0010	<2	≤ 2

PARAMETRO	UNITA' DI MISURA	2021	2022	2023	2024	2025	LIMITE AIA 579 del 15/06/2009	LIMITE AIA 370 del 09/09/2021
Rame	mg/l	< 0,01	0,008	0,006	0,015	0,0407	<0,1	≤ 0,1
Stagno	mg/l	< 0,1	< 0,001	0,004	< 0,0005	< 0,0005	<10	≤ 10
Zinco	mg/l	< 0,05	0,077	0,239	< 0,005	< 0,005	<0,5	≤ 0,5
Cromo totale	mg/l	< 0,2	0,029	0,010	0,0028	0,0029	<2	≤ 2
Ammoniaca (come NH ₄)	mg/l	0,25	0,23	<0,4	0,608	< 0,02	<10	≤ 15
Nitrati (come N)	mg/l	2,7	2,2	2,2	0,74	1,95	<10	≤ 20
Nitriti (come N)	mg/l	<0,02	0,113	0,023	0,115	< 0,1	<0,6	≤ 0,6
Solfati (come SO ₄)	mg/l	56,5	65,3	55,8	40,5	52,25	<1.000	≤ 1.000
Cloruri	mg/l	326,5	234,5	69,5	54,4	64,5	<1.200	≤ 1.200
Fluoruri	mg/l	< 0,5	0,84	0,066	< 0,1	0,25	<6	≤ 6
Fosforo totale (come P)	mg/l	< 0,5	< 0,2	0,135	0,0465	0,1838	<5	≤ 10
Idrocarburi totali	mg/l	< 0,5	< 0,1	0,055	0,019	< 0,03	<5	≤ 5
Arsenico	mg/l	< 0,001	0,0012	0,0009	0,0026	0,0031	-	≤ 0,5
Cianuri totali	mg/l	-	< 0,02	< 0,02	< 0,02	< 0,02	-	≤ 0,5
Cloro attivo libero	mg/l	-	< 0,05	< 0,05	0,0475	< 0,05	-	≤ 0,2
Escherichia coli	UFC/100 ml	-	0	0	0	41	-	≤ 5.000
Cadmio	mg/l	-	< 0,001	< 0,001	< 0,0001	< 0,0001	-	≤ 0,02
Manganese	mg/l	-	0,013	0,007	0,0063	0,0197	-	≤ 2
Piombo	mg/l	-	0,0073	0,012	< 0,0001	< 0,0001	-	≤ 0,2
Boro	mg/l	-	0,05	0,081	0,0498	0,0323	-	≤ 2
Bario	mg/l	-	0,7670	1,327	0,0212	0,0213	-	≤ 20
Selenio	mg/l	-	< 0,001	< 0,001	< 0,0005	< 0,0005	-	≤ 0,03
Mercurio	mg/l	-	0,0004	0,0013	< 0,0005	< 0,0005	-	≤ 0,005
Cromo VI	mg/l	-	< 0,02	< 0,02	< 0,1	< 0,1	-	≤ 0,2
Oli e grassi	mg/l	-	< 2	< 2	0,875	< 0,5	-	≤ 20
Saggio di tossicità acuta	%	-	< 20	< 20	< 20	< 20	-	< 50
Solfiti	mg/l	-	0,0525	< 0,1	< 0,1	< 0,1	-	≤ 1
Solfuri	mg/l	-	0,24	< 0,24	< 0,5	< 0,5	-	≤ 1
Solventi clorurati	mg/l	-	< 0,001	< 0,001	< 0,01	< 0,01	-	≤ 1
Temperatura	°C	-	20,98	20,15	19,6	19,82	-	-

Produzione, recupero e smaltimento rifiuti

I rifiuti prodotti dall'impianto di La Casella derivano dalle attività di manutenzione ed esercizio dell'impianto e sono classificabili in:

- > rifiuti speciali non pericolosi, tra cui i fanghi prodotti da trattamento in loco degli effluenti, imballaggi, ferro e acciaio e rifiuti misti dell'attività di costruzione e demolizione;
- > rifiuti speciali pericolosi, tra cui imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose o contaminati da tali sostanze e assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri dell'olio non specificati altrimenti), stracci e indumenti protettivi, contaminati da sostanze pericolose.

Vengono inoltre prodotti rifiuti urbani non pericolosi conferiti al servizio di raccolta comunale.

Tutte le fasi relative alla gestione dei rifiuti, dalla produzione al deposito interno ed allo smaltimento, sono svolte nel rispetto di procedure che garantiscono la corretta applicazione della normativa vigente.

I rifiuti sono depositati in apposite aree recintate e coperte dotate di cartelli con l'indicazione del tipo di rifiuto depositato, aree in cui l'accesso è riservato ai soli addetti, individuati dalle procedure di gestione dei rifiuti; fino a ottobre 2021 il deposito preliminare/messa in riserva dei rifiuti prodotti dall'impianto è stato autorizzato dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del territorio e del Mare attraverso con il decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale citata in appendice, nella quale sono definiti, per ciascuna tipologia di rifiuto, le quantità depositabili ed tempi massimi di permanenza prima del loro smaltimento e/o recupero; a partire dal novembre 2021 il deposito è gestito come deposito temporaneo con criterio di gestione temporale ed è stato inoltre completamente chiuso sotto una tensostruttura che garantisce una totale protezione dei rifiuti dalle situazioni meteoriche avverse.

Vista del deposito preliminare dell'impianto di La Casella



Il controllo dei quantitativi di rifiuti presenti a deposito ed il loro tempo di permanenza è effettuato secondo un'apposita procedura operativa predisposta dall'impianto. Le attività di trasporto e smaltimento di tutti i rifiuti sono affidate a ditte in possesso delle autorizzazioni previste dalla normativa vigente in materia.

In tabella 3 è riportata la situazione riepilogativa dei rifiuti pericolosi e non pericolosi che sono stati smaltiti o recuperati nel corso del 2025.

Tabella 3 – Situazione riepilogativa dei rifiuti smaltiti/recuperati nell'anno 2025

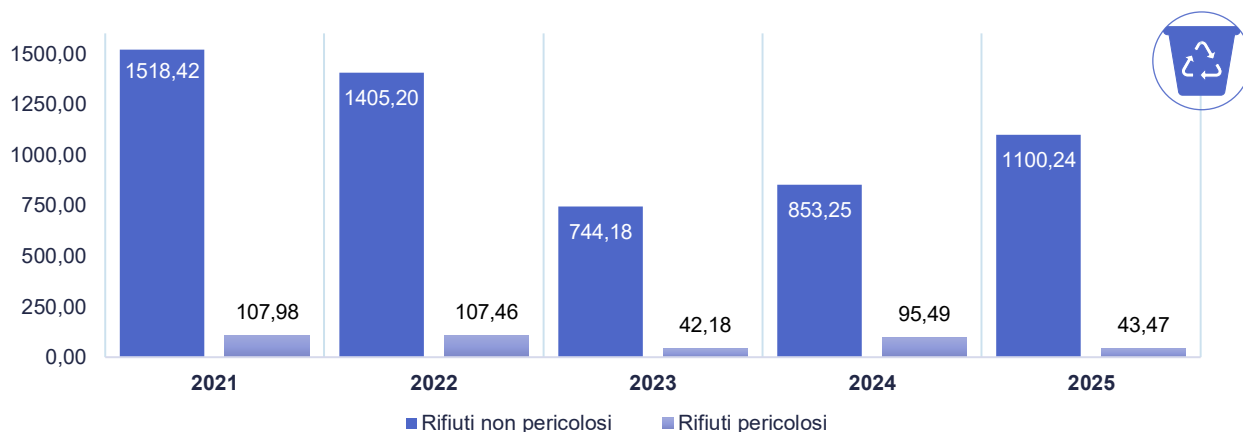
Denominazione	EER	Tipologia	Smaltiti (t)	Recuperati (t)
Fanghi prodotti da trattamento in loco degli effluenti, diversi da codice 100120	100121	non pericoloso	618,73	0
Rifiuti prodotti dal trattamento delle acque di raffreddamento	100126	non pericoloso	0	0
Ceneri pesanti, scorie e polveri di caldaia (tranne le polveri di caldaia di cui alla voce 10 01 04)	100101	non pericoloso	0	0
Imballaggi in carta e cartone	150101	non pericoloso	0	1,35
Imballaggi in plastica	150102	non pericoloso	1	4,12
Imballaggi in legno	150103	non pericoloso	0	15,64
Assorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi, diversi da quelli di cui alla voce 150202	150203	non pericoloso	89,3	0
Apparecchiature fuori uso (non contenenti componenti pericolosi)	160214	non pericoloso	0	4,44
Rifiuti inorganici, diversi da quelli di cui alla voce 160303	160304	non pericoloso	0,14	0
Rifiuti organici, diversi da quelli di cui alla voce 160305	160306	non pericoloso	0	0,27
Soluzioni acquose di scarto, diverse da quelle di cui alla voce 160101	161002	non pericoloso	2,62	0
Rivestimenti e materiali refrattari provenienti da lavorazioni non metallurgiche diversi da quelli di cui al 161105	161106	non pericoloso	3,08	0
Vetro	170202	non pericoloso	0	0
Plastica	170203	non pericoloso	0,36	0,91
Rame, bronzo, ottone	170401	non pericoloso	0	0
Ferro e acciaio	170405	non pericoloso	0	295,15
Cavi non contaminati da sostanze pericolose diversi da codice 170410	170411	non pericoloso	0	0,17
Materiali isolanti diversi da quelli di cui alle voci 170601 e 170603	170604	non pericoloso	0	1,42
Rifiuti misti dell'attività di costruzione e demolizione, diversi da 170901, 170902, e 170903	170904	non pericoloso	44,1	0
Resine a scambio ionico saturate o esaurite	190905	non pericoloso	0	0
Residui della pulizia stradale	200303	non pericoloso	16,49	0,95
Totale rifiuti non pericolosi smaltiti / recuperati			775,82	324,42
Scarti di olio minerale per motori, ingranaggi e lubrificanti non clorurati	130205*	pericoloso	0	3,68
Imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose o contaminati da tali sostanze	150110*	pericoloso	1,74	1,92
Imballaggi metallici contenenti matrici solide porose pericolose (ad esempio amianto), compresi i contenitori a pressione vuoti	150111*	pericoloso	0,04	0
Assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri dell'olio non specificati altrimenti), stracci e indumenti protettivi, contaminati da sostanze pericolose	150202*	pericoloso	2,75	5,94
Rifiuti inorganici contenenti sostanze pericolose	160303*	pericoloso	5,67	0
Rifiuti contenenti olio	160708*	pericoloso	0	0
Soluzioni acquose di scarto, contenenti sostanze pericolose	161001*	pericoloso	0,66	0
Altri materiali isolanti contenenti o costituiti da sostanze pericolose	170603*	pericoloso	17,75	0
Materiali da costruzione contenenti amianto	170605*	pericoloso	3,16	0
Tubi fluorescenti ed altri rifiuti contenenti mercurio	200121*	pericoloso	0	0,16
Totale rifiuti pericolosi smaltiti / recuperati			31,77	11,70

Nel grafico 14 è riportato il quantitativo complessivo di rifiuti pericolosi e non pericolosi prodotti a partire dal 2021. La produzione di alcune tipologie di rifiuti, quali ad esempio i fanghi da trattamento effluenti ITAR, è direttamente collegata all'esercizio dell'impianto, mentre altre tipologie, come ferro e acciaio, sono per la maggior parte prodotti nel corso degli interventi di manutenzione. Nell'anno 2021 e 2022 si è avuto un aumento della produzione dei rifiuti non pericolosi essenzialmente dovuta all'aumento di produzione dei fanghi dell'impianto di trattamento acque reflue legato ad una maggiore produzione di energia elettrica. Nel 2023 la produzione dei rifiuti sia pericolosi che non pericolosi è diminuita rispetto agli anni precedenti.

Nel 2024 si è registrato un lieve aumento rispetto all'anno precedente dei rifiuti non pericolosi, il dato invece dei pericolosi è raddoppiato rispetto al 2023 per la produzione di rifiuti legati alle attività di manutenzione del Generatore di Vapore a Recupero (GVR), soprattutto rifiuti di cui al codice EER 170603*, e manutenzioni con sostituzione di oli lubrificanti (EER 130205*).

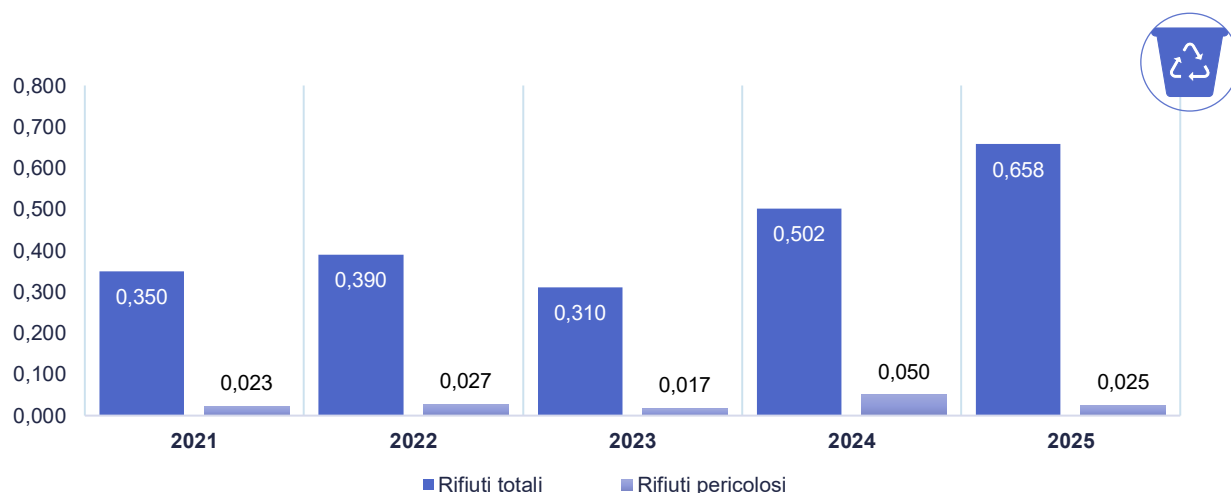
Nel 2025, rispetto all'anno precedente, si registra un aumento dei rifiuti non pericolosi legati alle attività di manutenzione del sistema di filtrazione con conferimento di sabbia filtrante (EER 150203) e alla demolizione di parti di impianto che hanno portato alla produzione di ferro e acciaio (EER 170405) e residui misti dell'attività di costruzione e demolizione (EER 170904). La produzione dei rifiuti pericolosi è invece diminuita.

Grafico 14 – Produzione di rifiuti speciali non pericolosi e pericolosi (dati in tonnellate)



Significativo è il grafico 15 che riporta la produzione specifica dei rifiuti prodotti riferita alla produzione di energia elettrica.

Grafico 15 – Produzione specifica di rifiuti speciali totali su energia netta e rifiuti speciali pericolosi su energia netta (dati in t/GWh)



Nel 2025 l'aumento dell'indicatore relativo ai rifiuti totali è causato dalla maggior produzione di rifiuti non pericolosi, come spiegato in precedenza, e dalla leggera diminuzione dell'energia prodotta. Il dato relativo ai rifiuti pericolosi è in diminuzione coerentemente con la minore quantità di rifiuti pericolosi prodotti nel 2025 rispetto al 2024.

L'impianto di La Casella persegue l'obiettivo di promuovere il recupero dei rifiuti individuando operatori del settore e ditte interessate al recupero delle proprie tipologie di rifiuti; pertanto, molti dei rifiuti prodotti possono essere avviati al recupero. Tuttavia, in riferimento al recupero dei fanghi (EER 100121), a fronte di verifiche che hanno riguardato alcuni operatori del settore che operano a livello nazionale, dall'anno 2017 Enel ha ritenuto di procedere allo smaltimento degli stessi.

Impiego di materiali e sostanze

Le sostanze utilizzate dall'impianto per le normali attività di esercizio sono riportate in tabella 5 con i relativi consumi annuali, mentre in tabella 4 sono indicate le rispettive tipologie di stoccaggio ed i quantitativi massimi presenti sull'impianto.

Tabella 4 – Caratteristiche e quantitativi massimi di sostanze stoccate nell'impianto di La Casella

Denominazione della sostanza	Tipo di stoccaggio	Capacità complessiva	
Calce	n. 3 serbatoi	126	m ³
Cloruro ferrico al 40%	n. 1 serbatoio	30	m ³
Anidride carbonica liquida (CO2) per ITAR	n. 1 serbatoio	5	t
Polielettrolita	Sacchi	1	t
Polielettrolita	Sacchi	1	m ³
Antischiuma	Fusti	0,5	t
Ipoclorito di sodio	Fusti	1	t
Polimero flocculante	Fusti	2	t
Polimero flocculante	Fusti	1	m ³
Oli lubrificanti e isolanti	n. 3 serbatoi e fusti	109	m ³
Olio per TG	n. 1 serbatoio	90	m ³
Anticongelante	Fusti	5	t
Detergente TG	Fusti	3,8	t
Ammoniaca al 24%	bulk	6	m ³
Carboidrazide al 6%	Fusti e bulk	6	m ³
Additivo condensatori	Fusti	5	m ³
Acido cloridrico	Fusti e bulk	4	m ³
Soda caustica	Fusti e bulk	4	m ³
Ipoclorito di sodio	fusti e bulk	1,1	t
Ipoclorito di sodio	Fusti e bulk	4	m ³
Bisolfito di sodio	Fusti e bulk	4	m ³
Antiscalant	Fusti e bulk	6	m ³
Acido citrico	Fusti e bulk	4	m ³
EDTA	Fusti e bulk	4	m ³
Antincrostante	Fusti e bulk	4	m ³
Schiumogeno	Fusti	1	t
Ossigeno (O2)	Bombole	0,6	m ³
Esafluoruro di zolfo (SF6)	Bombole	0,6	m ³
Idrogeno (H2)	Bombole	30,6	m ³
Azoto (N2)	Bombole	1,2	m ³
Anidride carbonica gassosa (CO2)	Bombole	14	t

Denominazione della sostanza	Tipo di stoccaggio	Capacità complessiva
Ammoniaca per SCR	n. 2 serbatoi	200 m ³
Acetilene, argon, elio, gpl, protossido di azoto e miscele di gas varie	Bombole	3,92 m ³

Tabella 5 – Quantitativi di sostanze utilizzate dall'impianto di La Casella (in tonnellate)

Sostanza	2021	2022	2023	2024	2025
Solidi					
Calce idrata	371,1	301,6	168,9	142,2	138,1
Polielettrolita	0,4	0,4	0,475	0,35	0,3
Liquidi					
Acido cloridrico al 30% circa	663,5	350,2	0,460	0,09	0
Cloruro ferrico al 40% circa	262,5	242,6	132,74	111,08	105
Anidride carbon. liq. (CO ₂) per ITAR	56,2	28,9	33,124	22,883	38,503
Soda caustica al 30% circa	574,0	301,9	0,6	1,32	1,57
Oli lubrificanti e isolanti	2,0	1,5	2,01	2,315	2,201
Ipoclorito di sodio	-	0	2,225	3,44	2,675
Anticongelante TG	-	0	0	0	0,26
Detergente per lavaggio TG	-	0,27	0,3	0,89	0,8
Ammoniaca al 24%	2,7	6,0	5,175	87,005	274,858
Carboidrazide al 6%	0,0	0	0	0	0
Additivo per condensatori	-	0	0	0	0
Bisolfito di sodio	-	0	1,0	0,3	0
Antiscalant	-	0,1	3,675	2,2	6,1
Acido citrico	-	0	1,05	4,175	3,6
EDTA	-	0	0	0	0
Polimero flocculante	-	-	-	0	0
Gassosi					
Ossigeno	-	35,6	0	0	0
Esafluoruro di zolfo (SF ₆)	0,0024	0,0	0	0	0
Idrogeno (H ₂)	2,3	3,2	2,328	2,165	1,286
Anidride carbonica (CO ₂)	5,4	18,2	12,73	4,86	3,78
Azoto	1,2	1,8	6,6	4,8	0,96

Nota: Sono in uso sporadico acetilene, argon, elio, gpl, protossido di azoto e miscele di gas certificate per la taratura strumenti

L'idrogeno (H₂) è il gas utilizzato per il raffreddamento delle parti elettriche di alcuni alternatori; in occasione degli interventi di manutenzione, quando è necessario estrarre o riempire la macchina di idrogeno, il cambio gas viene effettuato con l'impiego di anidride carbonica (CO₂), gas inerte che evita la formazione di miscele esplosive dovute al contatto dell'idrogeno con l'aria.

L'anidride carbonica è inoltre utilizzata, in fase liquida, sull'impianto ITAR per la correzione finale del pH ed in fase gassosa nei sistemi antincendio fissi e mobili come estinguente.

Dal 2024 l'ammoniaca in soluzione acquosa, oltre ad essere usata per il funzionamento e/o manutenzione dei GVR (al fine di garantire le caratteristiche ottimali di pH e assenza di ossigeno dell'acqua in ciclo chiuso affinché non ci sia

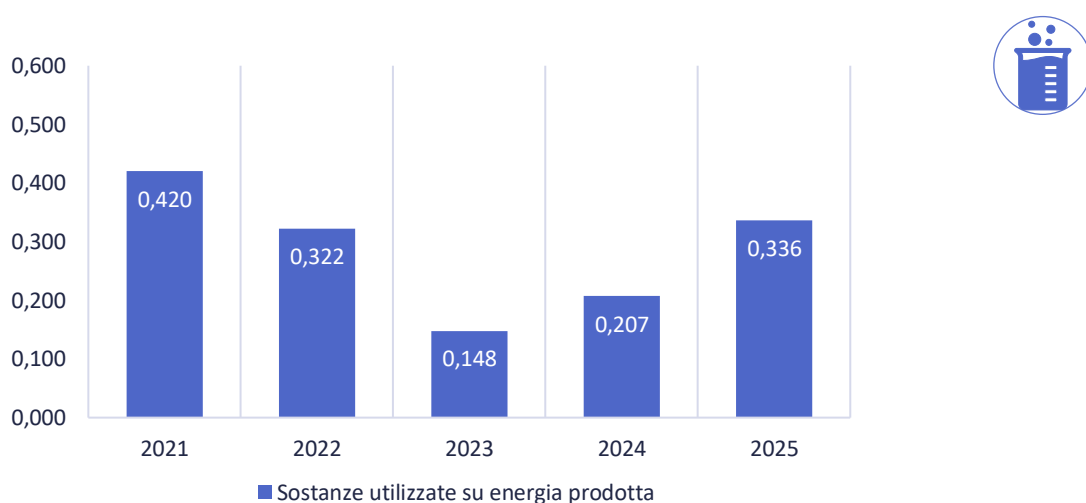
corrosione delle parti metalliche dei generatori di vapore), viene impiegata anche come reagente riducente nel processo di denitrificazione catalitica dei fumi delle unità 2 e 3.

Le rimanenti sostanze indicate in tabella 5 sono impiegate nella gestione dell'impianto ITAR e dell'impianto di demineralizzazione e di trattamento dell'acqua del ciclo termico.

Nel grafico 16 è riportato l'indicatore chiave per le sostanze utilizzate nel periodo 2021+2025 (quantitativo complessivo di sostanze utilizzate riferiti all'unità di energia prodotta). Nel 2022, e soprattutto nel 2023, grazie alla messa in servizio dell'impianto DEMI provvisorio e successivamente all'installazione del nuovo impianto ad osmosi inversa entrato poi definitivamente in funzione a giugno 2023, è stato ridotto notevolmente il consumo di sostanze quali acido cloridrico, calce, cloruro ferrico, soda, anidride carbonica per ITAR.

L'aumento del consumo specifico di sostanze nel 2025 è imputabile al nuovo utilizzo dell'ammoniaca in soluzione acquosa nel sistema SCR ed alla diminuzione di energia elettrica prodotta nel corso dell'anno.

Grafico 16 – Sostanze utilizzate riferite all'unità di energia prodotta (dati in t/GWh)



Efficienza energetica

Nel 2019 la centrale di La Casella ha ottenuto la certificazione ai sensi della norma ISO 50001:2018 per il Sistema di Gestione dell'Energia che pertanto entra a far parte del più generale Sistema di Gestione Integrato. Tale passo mostra il costante impegno di Enel verso il miglioramento continuo anche nei confronti dei consumi energetici dell'impianto.

L'efficienza energetica, intesa come rendimento dell'impianto, rappresenta la capacità di ottimizzare l'energia contenuta nel combustibile utilizzato per produrre la maggior quantità possibile di energia elettrica, contenendo le perdite energetiche rappresentate principalmente dal calore disperso nei fumi emessi in atmosfera, dal calore smaltito attraverso l'acqua di raffreddamento del vapore scaricato dalla turbina a vapore e dalle perdite energetiche dovute a spurghi e trappole posti sui cicli che producono ed utilizzano vapore.

Tale tipo di perdite è intrinseco al ciclo di produzione adottato, tuttavia la conduzione ottimale dell'impianto consente il controllo ed il contenimento delle perdite energetiche; a tal fine l'impianto di La Casella si è dotato di specifiche procedure di esercizio, supportate anche da idonei sistemi informatici e di supervisione, per garantire in ogni istante il controllo del rendimento del ciclo produttivo e l'ottimizzazione del consumo di combustibile.

Per la valutazione dell'efficienza energetica dell'impianto si utilizza il seguente indicatore chiave:

- consumo specifico netto dell'impianto: kcal contenute nel combustibile impiegato/kWh netti prodotti.

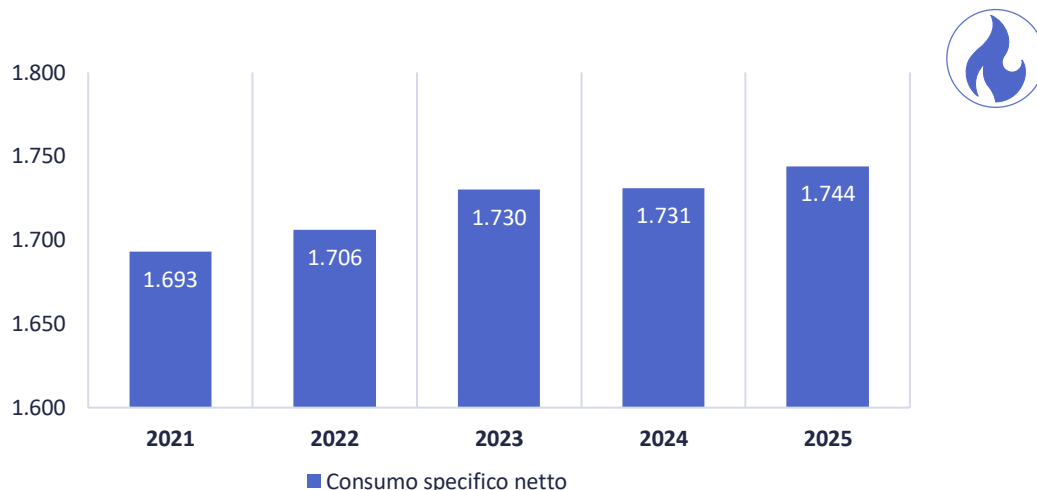
Calcolato dal rapporto dell'energia termica del gas naturale utilizzato e dalla produzione netta di energia elettrica.

Nel grafico 17 è rappresentato il consumo specifico netto registrato dall'impianto negli anni 2021÷2025.

Il progressivo aumento del valore negli anni è dato dalla diminuzione del fattore medio di carico dei gruppi che porta al funzionamento in condizioni di minore efficienza.

Il dato del 2025 è maggiore rispetto a quello del biennio precedente; l'aumento dei valori registrati negli ultimi tre anni è legato al funzionamento discontinuo ed a carichi più bassi dei gruppi, ed al maggior numero di avviamenti che hanno portato complessivamente ad una quantità di energia prodotta minore rispetto agli anni antecedenti al 2023.

Grafico 17 – Consumo specifico netto vettore gas naturale (dati in kcal/kWh)



Utilizzo risorse naturali

L'impianto per il suo normale esercizio impiega risorse naturali quali gas naturale e gasolio come combustibile, acqua dal fiume Po per raffreddamento dei condensatori e usi industriali, acqua potabile per usi civili ed energia elettrica per i consumi interni dell'impianto.

Dall'analisi degli aspetti ambientali è risultato significativo il consumo di gas naturale e il consumo di energia elettrica; pertanto i dati relativi all'utilizzo delle altre risorse naturali (gasolio, acqua del fiume Po, acqua potabile) sono riportati nel capitolo "Aspetti ambientali poco significativi".

Gas naturale

L'impianto a ciclo combinato di La Casella utilizza per la produzione di energia elettrica esclusivamente il gas naturale fornito alla centrale dalla rete SNAM.

Il gas naturale è fornito da SNAM alla pressione massima di 75 bar; per adeguare la pressione del gas naturale a quella di funzionamento dei turbogas (33 bar) è stata realizzata una stazione di decompressione gas naturale, completa di dispositivi di misura, filtrazione, riscaldamento, intercettazione, protezione e sistemi di rilevazione ed estinzione incendi.

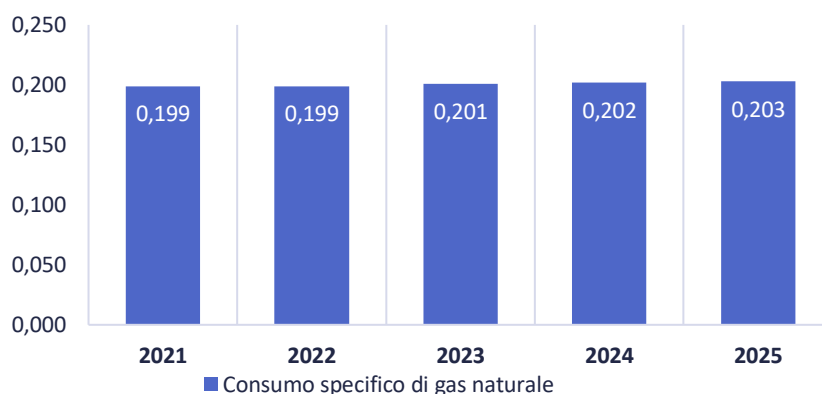
La stazione è composta da quattro linee di riduzione da circa 70.000 Sm³/h per l'alimentazione dei turbogas e da una linea da circa 4.000 Sm³/h per l'alimentazione delle due caldaie ausiliarie della Centrale, utilizzate per la produzione del vapore necessario all'avviamento dell'impianto.

Le apparecchiature della stazione sono sistemate in un'area all'aperto con tettoia a protezione delle valvole di regolazione, mentre i quadri elettrici e la strumentazione elettronica sono collocati in appositi cabinati. I turbogas alimentati a gas naturale sono posti all'interno di cabinati dotati di sistemi di rivelazione ed allarme incendi, che azionano automaticamente i sistemi di estinzione e l'intercettazione dell'alimentazione del gas naturale.

Nel grafico 18 è riportato l'andamento, a partire dal 2021, del consumo di gas naturale riferito all'unità di energia elettrica netta prodotta.

Negli anni 2021+2022 il funzionamento con maggiore continuità e a un carico prossimo a quello nominale ha comportato un consumo specifico di gas naturale costante. Dal 2023 al 2025 si è riscontrato un leggero aumento a causa del minore volume di energia prodotta, e soprattutto del diverso regime di funzionamento sempre più discontinuo con un numero maggiore di avviamenti, e della diminuzione del fattore di carico medio.

Grafico 18 – Consumo specifico di gas naturale (dati in milioni di Sm³/GWh)

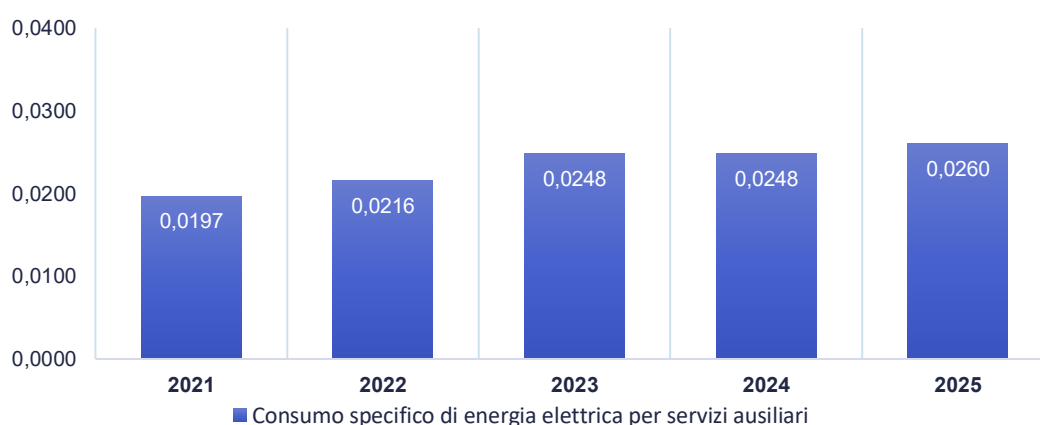


Energia elettrica

Per l'alimentazione di tutti i servizi ausiliari elettrici dell'impianto, viene impiegata energia elettrica in parte derivata dall'energia prodotta dai gruppi, in parte prelevata dalla rete nazionale quando tutte le unità produttive sono ferme. Di quest'ultima quindi una quota sarà prodotta da energia rinnovabile secondo il mix energetico italiano.

Nel corso del 2025 l'energia elettrica consumata per gli usi elettrici dall'impianto è stata di 45.222 MWh, della quale il 41,5% è prelevata dalla rete. Il grafico 19 riporta l'indicatore specifico relativo al consumo di energia elettrica per i servizi ausiliari. Il leggero aumento del 2023, 2024 e 2025 rispetto al biennio 2021+2022, è dato dalla diminuzione del fattore medio di carico dei gruppi e dell'energia elettrica prodotta.

Grafico 19 – Consumo specifico di energia elettrica per servizi ausiliari (dati in kWh/kWh)



Contaminazione del suolo e sottosuolo

Il sito dell'impianto di La Casella, in origine terreno agricolo, è stato utilizzato per attività industriali unicamente da Enel e non risultano problematiche ambientali dovute a contaminazioni del suolo. L'impianto esegue periodicamente verifiche e adotta apposite modalità gestionali per prevenire il rischio di contaminazione del suolo e del sottosuolo. Inoltre, nel corso della valutazione degli aspetti ambientali sono stati analizzati tutti i processi e le operazioni che in situazione di emergenza possono dare luogo, ad impatti ambientali significativi. I risultati di tale valutazione hanno evidenziato che lo spandimento accidentale di gasolio e di sostanze chimiche pericolose (quali ammoniaca, acido cloridrico, cloruro ferrico, polielettrolita e soda) durante le operazioni di riempimento dei serbatoi di stoccaggio risulta essere un aspetto significativo in situazione di emergenza. Le zone d'impianto interessate allo stoccaggio, alla movimentazione ed all'utilizzazione di tali sostanze sono pavimentate con materiale impermeabile e, per le sostanze chimiche, con caratteristiche anticidiche; la rete fognaria sottostante recapita gli scarichi all'impianto ITAR. A seguito dei risultati evidenziati dalla valutazione ambientale La Casella si è dotato di specifiche procedure gestionali ed operative per far fronte ad eventuali situazioni di emergenza ambientale. Tali procedure sono parte integrante del Piano di Emergenza Interno generale della centrale.

A partire dal 2022, in ottemperanza a quanto previsto dal decreto AIA D.M. 370, vengono monitorate semestralmente le acque di falda attraverso n. 4 piezometri. I valori misurati nelle campagne effettuate rispettano quanto previsto dalla tabella 2 all'allegato 5 del D.Lgs 152/06 alla parte IV Titolo V.

Impatto visivo

Il contesto paesaggistico in cui è insediato l'impianto di La Casella è caratterizzato dall'omogeneità strutturale tipica delle pianure collegate ai grandi corsi d'acqua.

Gli agglomerati abitativi più vicini sono di piccole dimensioni e isolati nella campagna; la zona è prettamente agricola, pianeggiante e rende visibile l'impianto a distanza sebbene schermato da filari di alberi ed altri edifici; le ciminiere dei quattro gruppi sono il manufatto più visibile della centrale.

Dal punto di vista paesaggistico le strutture, seppur eterogenee rispetto alla connotazione agricola del territorio, con il naturale processo di assimilazione culturale sono ormai entrate a far parte del patrimonio visivo.

Utilizzo di risorse naturali

Gasolio

L'attuale impiego di gasolio è limitato alla sola alimentazione dei sistemi di emergenza azionati da motori diesel (gruppi elettrogeni, motopompa antincendio) con consumi contenuti (tabella 6).

La capacità totale dei serbatoi di stoccaggio del gasolio utilizzato sull'impianto è di 27,60 m³, così suddivisi:

- n. 1 serbatoio di riserva da 15,00 m³;
- n. 4 serbatoi di stoccaggio del gasolio dei diesel di emergenza da 3,00 m³ ciascuno;
- n. 2 serbatoi di stoccaggio del gasolio della motopompa di emergenza del sistema antincendio da 0,30 m³ ciascuno.

Tutti i serbatoi dispongono di bacini di contenimento di capacità adeguata al volume contenuto.

L'approvvigionamento del gasolio avviene tramite trasporti stradali con automezzi autorizzati.

Tabella 6 – Consumo di gasolio (dati in tonnellate)

	2021	2022	2023	2024	2025
Consumo gasolio (t)	3,32	2,65	3,53	1,47	4,71

Acqua prelevata dal fiume Po

L'acqua prelevata dal fiume Po è impiegata principalmente nei condensatori per il raffreddamento e la condensazione del vapore in uscita dalle turbine a vapore delle unità di produzione; l'acqua di raffreddamento viene quindi restituita direttamente al fiume con le stesse caratteristiche che possiede quando viene prelevata e senza alcuna variazione qualitativa, se non un leggero incremento di temperatura ben al di sotto del limite legislativo.

La derivazione dell'acqua dal fiume Po è regolata da apposita concessione del Ministero dei Lavori Pubblici del 26.6.1984. Essa è stata modificata nel 2015 dalla Giunta regionale dell'Emilia Romagna con Determinazione n. 6049 del 18.05.2015 portando i prelievi a 170 moduli totali e portata massima 30 m³/s e successivamente, dato il costante aumento della produzione di energia elettrica, con DET-AMB-2021-5916 del 24.11.2021 i moduli sono stati aumentati a 240 per uso raffreddamento e 10 per uso industriale e la portata massima è stata aumentata a 40 m³/s.

Il canone di raffreddamento è calcolato in ottemperanza alla DGR n. 1832 del 29.10.2018 "Nuova determinazione delle modalità per la definizione dei canoni di concessione di derivazione d'acqua pubblica ad uso raffreddamento delle centrali termoelettriche", mentre i moduli di uso industriale sono tariffati con canone differente.

I quantitativi di acqua prelevata dal fiume Po (tabella 7) e quelli di acqua industriale consumata (tabella 8) sono direttamente collegati al funzionamento dell'impianto, e registrano andamenti analoghi a quelli della produzione di energia elettrica (vedi grafico 1). Una piccola parte dell'acqua prelevata dal fiume Po viene utilizzata per gli usi industriali dell'impianto (ciclo termico GVR-turbina a vapore, raffreddamento di macchine e componenti) dopo aver subito idonei processi di pretrattamento e di demineralizzazione.

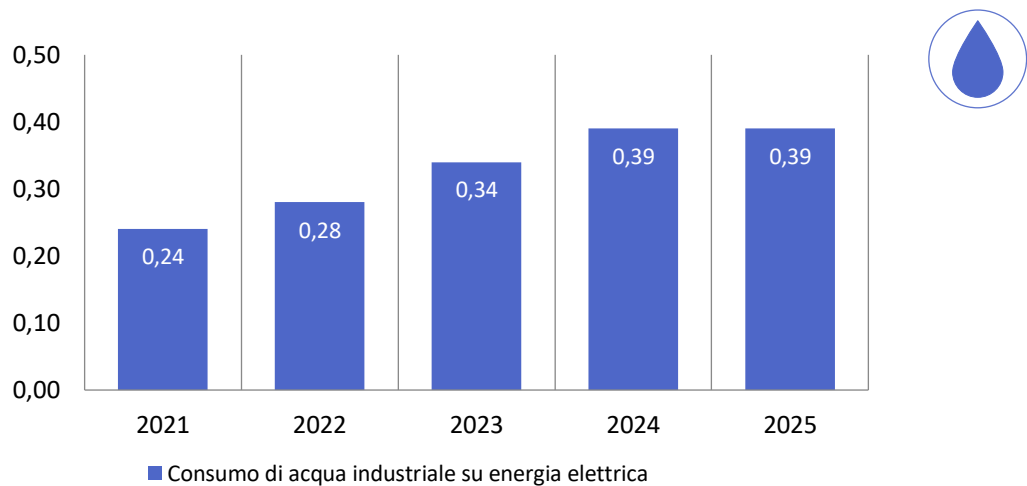
Tabella 7 – Quantità di acqua prelevata dal fiume Po (dati in milioni di m³)

	2021	2022	2023	2024	2025
Prelievo di acqua dal fiume Po (milioni di m³)	637,36	567,00	377,77	234,39	267,54

Tabella 8 – Quantità di acqua industriale consumata (dati in milioni di m³) e resa in acqua industriale da acqua grezza (%)

	2021	2022	2023	2024	2025
Consumo di acqua industriale (milioni di m³)	1,109	1,107	0,870	0,747	0,674
Resa in acqua industriale da acqua grezza (%)	90	90	90	95	94

Nel grafico 20 è riportato per il periodo 2021-2025 l'andamento dell'indicatore chiave del consumo di acqua industriale, inteso come m³ di acqua consumata per ogni GWh di energia netta prodotta. Il consumo di acqua industriale è strettamente correlato sia alla produzione che al numero di avviamenti dell'impianto. Nel corso del 2023 si è registrato un leggero aumento rispetto agli anni precedenti per la necessità di acqua utilizzata per i lavaggi delle griglie dell'opera di presa e refrigeranti dovuti all'intasamento portato dall'eccessiva torbidità dell'acqua del fiume non direttamente collegata alla produzione di energia (in diminuzione nel 2023). Nel 2024 e nel 2025 si è registrato un aumento del consumo specifico di acqua industriale legato ad un aumento del numero di avviamenti complessivi delle unità di produzione ed al funzionamento più discontinuo delle stesse con una diminuzione dell'energia prodotta.



Acqua potabile

L'acqua potabile per usi civili dall'impianto (uffici, spogliatoi, mensa) deriva dalla rete idrica dell'acquedotto municipale.

Tabella 9 - Consumo di acqua potabile (dati in migliaia di m³)

	2021	2022	2023	2024	2025
Consumo di acqua potabile (migliaia di m³)	4,51	5,75	4,65	5,49	7,38

I consumi di acqua potabile sono strettamente collegati al numero di persone presenti sull'impianto. Nell'ultimo triennio-le fermate programmate dell'impianto ed i diversi cantieri presenti all'interno del sito di Centrale, hanno comportato un progressivo aumento del personale di ditte esterne con conseguente incremento del consumo di acqua potabile.

Rumore esterno

Con l'entrata in vigore dell'AIA 370 del 09/09/2021 le campagne di rilevamento delle emissioni sonore sono da effettuarsi con frequenza quadriennale; in data 07/03/2022 è stata predisposta la relazione tecnica di monitoraggio acustico "Progetto di valutazione impatto acustico ai sensi della L 447 e s.m.i." In ottemperanza a quanto previsto dal Piano di Monitoraggio e Controllo del 28/10/2021 (protocollo ISPRA 2021/57091 del 28/10/2021) e al Parere Istruttorio Conclusivo (Rapporto Conclusivo di ISPRA - Attività di controllo effettuata nei giorni dal 03/11/2020 al 20/11/2020) relativi al riesame dell' AIA - Autorizzazione Integrata - rilasciata alla centrale Enel di La Casella (PC) dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM) con Decreto DM 370 del 09/09/2021, utile alla valutazione dell'impatto acustico del funzionamento dell'impianto sul territorio.

In ottemperanza a quanto previsto dal D.M. 286 del 08/08/2024 di Modifica Sostanziale dell'Autorizzazione Integrata Ambientale D.M. 370 del 09/09/2021 a seguito del progetto di Upgrade delle Unità 2 e 3, è stata condotta una campagna di misura post operam volta ad aggiornare la valutazione di impatto acustico. Le misure fonometriche hanno avuto luogo nel mese di Ottobre 2024. Il periodo di effettuazione delle misure è stato preventivamente comunicato ad ARPAE Emilia-Romagna, ARPAE Emilia-Romagna - Sezione di Piacenza e per conoscenza a ISPRA e al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica – Divisione V con nota ENEL-PRO-01/10/2024-0015613. Nei giorni 16 e 17 ottobre 2024 è stata

effettuata una campagna di misura di rumore ambientale durante la fase di esercizio dell'impianto nella nuova configurazione impiantistica, a seguito dell'upgrade delle Unità 2 e 3.

Le misure di impatto acustico ambientale sono state effettuate con il funzionamento di tutte le unità, comprese quindi le due upgrade, ad una potenza erogata in rete mediamente costante e superiore al 80% di quella nominale, compatibilmente con i vincoli del gestore della rete (Terna), dalle ore 18:00 alle 21:00 del 16 ottobre e dalle 00:00 alle 02:00 del 17 ottobre.

Le misure eseguite evidenziano il pieno rispetto dei limiti di legge. La valutazione acustica non ha rilevato nessuna criticità acustica attribuibile al funzionamento della centrale e ha permesso di verificare quanto segue:

- emissioni: i livelli di emissione misurati lungo il confine dell'impianto, ovvero in prossimità della sorgente, sono inferiori ai limiti ascritti alla classe di appartenenza della centrale;
- immissione: i livelli di immissione assoluta rilevati e valutati durante l'esercizio dell'impianto risultano inferiori ai limiti imposti dalla normativa relativi alla classe di appartenenza del punto di misura;
- valutazione criterio differenziale: la valutazione è stata effettuata presso i punti di misura in prossimità di unità abitative ed è stato valutato il livello di pressione sonora all'interno delle abitazioni, il quale risulta inferiore alla soglia di applicabilità del criterio differenziale. I valori calcolati consentono di affermare che il funzionamento dell'impianto non ha impatti sul criterio differenziale.



A handwritten signature in black ink, appearing to be 'Antonio Sturco', is located at the bottom right of the page.

Aspetti ambientali indiretti

Campi elettromagnetici

I campi elettromagnetici di interesse in ambito di sostenibilità sociale sono quelli collegati ai cavi di trasporto e distribuzione del “prodotto” energia elettrica generata dall’impianto; essi sono stati considerati attività indirette indotte dall’impianto, per le quali l’impianto di La Casella non ha il controllo gestionale. Le misure condotte circa il rispetto dei valori limiti previsti per la salute delle persone confermano il rispetto di questi.

Biodiversità

L’indicatore chiave della biodiversità, secondo la definizione indicata dal regolamento CE 1221/2009 (EMAS III) e successive modifiche, rappresenta il rapporto tra la superficie occupata dall’insediamento industriale dell’impianto (302.000,00 m²) e l’energia elettrica prodotta annualmente. Per il 2025 il dato è risultato pari a 173,74 m²/GWh; considerando la superficie impermeabilizzata tale indicatore risulta pari a 94,58 m²/GWh.

Nell’ottica di quanto indicato nel regolamento UE 2018/2026, si identificano inoltre le seguenti aree di pertinenza dell’impianto:

- superficie totale impermeabilizzata 164.408,00 m²
- superficie totale orientata alla natura del sito 137.592,00 m²
- superficie totale orientata alla natura fuori dal sito 1.238.000,00 m²

La superficie totale orientata alla natura nel sito è principalmente adibita a verde ed è piantumata con alberi di diverse tipologie; la superficie totale orientata alla natura fuori dal sito è concessa da Enel in per uso agricolo per un’estensione di 865.802,00 m², pari al 69% del totale, e si tratta di terreni coltivati nel rispetto delle colture tipiche della zona.

Un importante contributo alla biodiversità che l’Enel porta avanti da molti anni, è l’immissione ogni tre anni di una popolazione di avanotti, carpe o lucci, nel fiume Po in accordo con la Regione Emilia Romagna.

Utilizzo sostanze pericolose da parte di appaltatori e fornitori

La centrale di La Casella mediante delle procedure specifiche controlla l’introduzione, il travaso e l’uso in impianto di qualsiasi sostanza comprese quelle pericolose per l’ambiente sia soggette ad ADR che no. Tale approccio vale anche per i terzi e le sostanze di cui eventualmente hanno necessità, prevedono una autorizzazione specifica previa verifica dei rischi e pericolosità delle stesse.

Prosegue inoltre con regolarità l’attività volta all’informazione e al controllo degli appaltatori e fornitori di beni e servizi, che mira a richiamare l’attenzione sulla Politica e sulla gestione ambientale adottata dall’impianto, in modo da stimolare la loro collaborazione quando vi sono aspetti ambientali che li riguardano; questa azione informativa è rivolta in generale a tutti i fornitori ed appaltatori. Procedure, requisiti ed obblighi previsti dal Sistema di Gestione, che riguardano terzi operanti presso l’impianto, sono definiti in fase di richiesta di offerta alle ditte interessate; il rispetto dei requisiti ambientali è oggetto di sorveglianza da parte del personale dell’impianto. Al fine di rendere più consapevole il personale sugli aspetti ambientali del sito e sulla loro responsabilità in merito alla gestione ambientale è stato potenziato il briefing di accesso, a cui sono sottoposti i lavoratori appaltatori, con un focus sulle tematiche ambientali.

Inoltre, sempre per accrescere la cultura dell’ambiente e della sicurezza delle ditte appaltatrici, è proseguito anche nel 2025 il progetto Agreement fo HSE (workshop fornitori), già applicato in via sperimentale negli anni precedenti in occasione di particolari attività di revisione in centrale, che mira a “ingaggiare” le ditte in un comune impegno verso il rispetto e il miglioramento delle tematiche ambientali e di sicurezza.

Immissioni in atmosfera

Il controllo della qualità dell'aria nel territorio piacentino è affidato alla rete regionale di monitoraggio della Provincia di Piacenza ed è gestita dall'ARPAE Sezione di Piacenza, ed Enel non possiede stazioni di misurazione private sotto la propria responsabilità.

Attività connesse ai cantieri

Nel caso di attività che comportano la presenza di altri committenti (come nel caso di cantieri di E&C o D&E) viene redatto un apposito documento di Handover in accordo alla LG 1266 per disciplinare le varie responsabilità tra i due committenti. In tale documento vengono trattati gli aspetti di sicurezza ed ambiente con i relativi documenti che il Power Plant trasferisce a nuovo soggetto committente ai fini della sua gestione (Piano di emergenza, Piano Operativo Ambientale, DIRS etc).

Il committente subentrante redigerà gli opportuni documenti di sicurezza previsti dal Titolo IV del D.Lgs 81/08 e per l'ambiente dovrà redigere un Piano di Gestione Ambientale, sulla base delle informazioni fornite dal Power Plant, che diventa vincolante per i suoi appaltatori.



A handwritten signature in black ink is located at the bottom right of the page, below the date and the DNV logo.

Il Programma Ambientale

In relazione alla Politica Integrata adottata dall'impianto di La Casella, alle risultanze emerse dall'analisi degli aspetti ambientali e agli indirizzi di priorità del vertice aziendale, sono state programmate le azioni e predisposti i piani di miglioramento, riportati nel programma triennale. Il Programma Ambientale descrive gli obiettivi assegnati dalla Direzione in campo ambientale, le attività specifiche concernenti una migliore protezione dell'ambiente del sito, le risorse e i tempi per raggiungere tali obiettivi.

Obiettivi del triennio 2023÷2025

Nel corso della riunione del riesame del 15/01/2026 è stato valutato lo stato di avanzamento degli obiettivi di miglioramento ambientale previsti nel piano triennale 2023÷2025. Gli obiettivi previsti con risvolti ambientali sono così illustrati nella seguente tabella:

- 1.1 ambiente: Interventi di miglioramento impatto acustico
- 1.2 ambiente: Ottimizzazione combustione caldaie ausiliarie
- 1.3 ambiente: Installazione nuove valvole intercetto metano gruppi
- 1.4 ambiente: Installazione catalizzatore CO gruppo LC2
- 1.5 ambiente: Piantumazione nuove alberature in sito al fine di contribuire alla riduzione emissioni CO2 e rendere l'impatto visivo dell'impianto sempre migliore
- 2.1 ambiente: Nuovo sistema discoil per raccolta olio impianto disoleazione
- 2.2 ambiente: Rifacimento serbatoi accumulo Itar
- 2.3 ambiente: Implementazione nuova strumentazione controllo impianti pretrattamento e Itar
- 2.4 ambiente: Sistema di contenimento reagenti osmosi
- 2.5 ambiente: Nuovo sistema raccolta differenziata urbani uffici
- 2.6 ambiente: Revamping ITAR e impianto di pretrattamento
- 4.1 ambiente/sicurezza: Installazione supporti dedicati per schede di sicurezza e procedure in campo per la gestione delle attività a rischio
- 4.2 ambiente/sicurezza: Nuovi armadi per emergenza ambientale presso le aree di deposito sostanze
- 4.4 ambiente/sicurezza: Nuovo sistema stoccaggio oli esausti e caricamento
- 4.5 ambiente/sicurezza: Revamping sistema antincendio di centrale
- 4.6 ambiente/sicurezza: Sistema di scarico reagenti da autobotte con degli attacchi antigocciolamento
- 5.5 ambiente/sicurezza/qualità: Sistema predittiva Camlin trasformatori
- 5.6 ambiente/sicurezza/qualità: Installazione impianto demineralizzazione ad osmosi inversa in luogo di quello attuale
- 5.7 ambiente/sicurezza/qualità: Acquisto di sistemi di convogliamento perdite acqua/vapore
- 5.8 ambiente/sicurezza/qualità: Sistema di diffusione informazioni in ambito HSEQ in maniera dinamica verso la popolazione
- 6.1 ambiente/energia/qualità: Riduzione consumi acqua demineralizzata mediante nuove valvole di regolazione e nuova logica di depressurizzazione gruppi
- 6.2 ambiente/energia/qualità: Upgrade unità LC2
- 8.1 sostenibilità: Nuova illuminazione esterna strada argine
- 8.2 sostenibilità: Ripopolamento ittico fiume Po
- 8.3 sostenibilità: Cessione centro ittico per sviluppo Storione
- 8.4 sostenibilità: Iniziativa volta a trasformare la centrale in impianto pilota CSV
- 8.5 sostenibilità: Installazione sistema stazionario di batterie BESS
- 8.6 sostenibilità: Diverse iniziative di sostenibilità per ridurre sprechi di acqua nei bagni, di carta e plastica nella mensa di centrale.



Di seguito si riportano i dettagli dei singoli obiettivi:

(Nota: CSE: Capo Sezione Esercizio – CSM: Capo Sezione Manutenzione – RPP: Responsabile Power Plant)

Codice	Aspetti Ambientali	Situazione iniziale	Descrizione Intervento	Obiettivo	Resp.	Data raggiungimento ed esito
1.1	Emissioni acustiche (Rumore interno ed esterno)	In alcuni punti specifici di impianto, attualmente non sono previsti puntuali installazioni atte a mitigare l'impatto acustico	Interventi di miglioramento impatto acustico attraverso: a) installazione silenziatori eiettori, pompe vuoto, tubi camino VP b) installazione sistemi insonorizzanti trasformatori e camere aspirazione TG Risorse (a+b) ER: 370 k€ HR: 30 gg-uomo	Per monitorare l'impatto delle emissioni acustiche gli step previsti sono: • Riduzione del rumore alla sorgente di 40 dB(A) • Riduzione di 1 dB(A) del valore nei punti di immissione rispetto alla misura 2022	CSM	a) INTERVENTO CONCLUSO Verrà valutata l'efficacia nel 2027 b) Materiali già forniti in corso di installazione. Continua con l'obiettivo E1.1 nel triennio 2026÷2028
1.2	Emissioni in atmosfera	L'NO _x è principalmente prodotto quando la combustione del gas naturale non è ancora ottimizzata. Seppur sotto i limiti prescritti è possibile conseguire un ulteriore miglioramento	Ottimizzazione combustione caldaie ausiliarie Risorse ER: 55 k€ HR: 15 gg-uomo	Esercizio e sviluppare responsabilmente la flotta di generazione, preservando l'ambiente e la biodiversità, con un uso razionale delle risorse naturali. • Riduzione media NO _x di 15 mg/Nm ³ rispetto alla media anni 2020-2022	CSM supportato da RSGI	RAGGIUNTO Agosto 2025 Considerando le medie di entrambe le caldaie ausiliarie il dato del 2025 (156 mg/Nm ³) risulta ridotto rispetto alla media 2020-2022 di circa 33 mg/Nm ³ (valore doppio al target previsto). Pertanto, l'obiettivo si ritiene raggiunto
1.3	Emissioni in atmosfera, uso risorse naturali	Per monitorare l'impatto dell'esercizio delle attività e preservare l'ambiente e le risorse naturali, è stato attivato il controllo e la riduzione delle emissioni fuggitive di gas naturale. Da questa analisi è stata notata la presenza di emissioni fuggitive di metano nella stazione che vanno attenzionate	Installazione nuove valvole intercetto metano gruppi Risorse ER: 80 k€ HR: 15 gg-uomo	Contenimento delle emissioni fuggitive di metano provenienti da tenute di accoppiamenti • Riduzione emissioni fuggitive del 15% rispetto alla media 2021-2022.	CSM supportato da RSGI	RAGGIUNTO dicembre 2023 Emissione complessiva annua 2023: 0,9517 t/anno media 2021-2022: 6,4778 t/anno Riduzione di 85% superiore al 15% target



Autore

Codice	Aspetti Ambientali	Situazione iniziale	Descrizione Intervento	Obiettivo	Resp.	Data raggiungimento ed esito
1.4	Emissioni in atmosfera	Il CO è principalmente prodotto durante le fasi di transitorio quando la combustione del gas naturale non è ancora ottimizzata	Installazione catalizzatore CO gruppo LC2 Risorse ER: 3,5 M€ HR: 15 gg-uomo	Esercizio e sviluppare responsabilmente la flotta di generazione, preservando l'ambiente e la biodiversità, con un uso razionale delle risorse naturali. <ul style="list-style-type: none"> Riduzione delle emissioni di CO nei transitori del 50% Riduzione emissioni di CO nel normale funzionamento del 25% 	CSM supportato da RSGI	RAGGIUNTO Nei transitori: riduzione >50% Le emissioni massiche relative ai transitori del gruppo LC2 nel 2025 si sono ridotte rispetto al 2023 di circa il 96% (passando da circa 190 t a 8 t) nonostante la durata di tali eventi di transitorio è raddoppiata nel 2025 rispetto al 2023. Anche durante il normale funzionamento, considerando come dato più rappresentativo (in termini di carico medio) quello del 2024 espresso come t/GWh, la riduzione nel 2025 risulta pari al 7 % tuttavia, considerando la riduzione considerevole nei transitori che rappresentano il 97 % delle massiche totali, l'obiettivo si considera ampiamente raggiunto.
1.5	Emissioni in atmosfera, uso di risorse naturali	Il progetto di Upgrade prevede l'installazione di nuove opere ed una fase di cantiere che contribuisce alle emissioni di CO2. E' stata effettuata un'analisi dei contributi di CO2 basata sulla fase di cantiere e sui materiali utilizzati per lo stesso al fine di capire l'impatto	Piantumazione nuove alberature in sito con messa a dimora di 65 piante nuove all'interno del sito per compensare la CO2 delle nuove opere e migliorare l'impatto visivo	Riduzione delle emissioni di CO2 stimata in 110 ton in 20 anni	RSGI	RAGGIUNTO Ottobre 2024 Valutata nella relazione ENEL_LC_CFP_04 2024

Codice	Aspetti Ambientali	Situazione iniziale	Descrizione Intervento	Obiettivo	Resp.	Data raggiungimento ed esito
2.1	Contaminazione suolo e sottosuolo e acque superficiali – Scarichi idrici	L'impianto di trattamento delle acque industriali e meteoriche inquinabili da oli, necessità di un ammodernamento per efficientare la separazione fra acqua e olio e il recupero di quest'ultimo, i cui sistemi ad oggi presenti sono datati	Nuovo sistema discoil per raccolta olio impianto disoleazione Risorse ER: 25 k€ HR: 10 gg-uomo	Prevenire eventuali danni in campo ambientale intervenendo preventivamente su componenti/apparecchiature mediante campagne di verifiche ed interventi di manutenzione ad hoc. <ul style="list-style-type: none"> Riduzione concentrazione media di idrocarburi allo scarico di 0,3 mg/l rispetto alla media 2021-2022 	CSM	RAGGIUNTO dicembre 2023 Media 2021-2022: sotto il limite di rilevabilità (<0,5) Nel 2023: 0,055 mg/l Nel 2024: 0,019 mg/l Vista la riduzione della concentrazione media di idrocarburi allo scarico di 0,48 mg/l nel 2024 rispetto alla media 2021-2022, l'obiettivo si considera raggiunto.
2.2	Scarichi idrici - Contaminazione suolo e acque superficiali	Il sistema di accumulo delle acque reflue, composto da 3 serbatoi per un totale di 5000 mc, ha più di 50 anni e le evidenze mostrano un avanzato deterioramento che può portare ad eventi ambientali di rilascio nonché ad una corretta gestione delle acque reflue nella fase di accumulo	Rifacimento serbatoi accumulo ltar Risorse ER: 2200 k€ HR: 50 gg-uomo	Prevenire eventuali eventi/danni in campo ambientale intervenendo preventivamente nella gestione dei componenti/apparecchiature mediante campagne di verifiche ed interventi di manutenzione ad hoc. <ul style="list-style-type: none"> Mantenimento 0 eventi di spandimento sostanze 	CSM supportato da RSGI	Intervento di rifacimento effettuato e completato nel 2025 su n. 2 serbatoi, rimane n. 1 serbatoio. Continua con l'obiettivo E1.5 triennio 2026+2028
2.3	Scarichi idrici – Uso di risorse naturali	L'impianto di trattamento acque reflue e l'impianto di pretrattamento, pur garantendo il trattamento dei reflui e delle acque grezze, non ha una strumentazione di controllo completa che possa efficientare la resa di trattamento e il consumo di sostanze e la produzione di fanghi che è un aspetto di notevole impatto.	Implementazione nuova strumentazione controllo impianti pretrattamento e ltar Risorse ER: 130 k€ HR: 25 gg-uomo	Prevenire eventuali eventi/danni in campo ambientale intervenendo preventivamente mediante campagne di verifiche ed interventi di manutenzione ad hoc. <ol style="list-style-type: none"> riduzione del 10% (rispetto alla media 2020-2022) delle ton di fango/m3 acqua trattata; Riduzione del 10% (rispetto alla media 2020-2022) di cloruro ferrico 	CSM supportato da RSGI	RAGGIUNTO Giugno 2025 1. Media 2020+2022= 1,56 ton fango/m3 acqua trattata Nel 2025 = 1,33 ton fango/m3 acqua trattata Riduzione > 15% 2. Media 2020+2022= 0,21 Cloruro ferrico per m3 di acqua grezza trattata Nel 2025 = 0,15 Riduzione > 30% 3. Media 2020+2022= 0,18 utilizzo calce per

Codice	Aspetti Ambientali	Situazione iniziale	Descrizione Intervento	Obiettivo	Resp.	Data raggiungimento ed esito
				per m3 acqua grezza trattata; 3. Riduzione del 10% (rispetto alla media 2020-2022) di calce per m3 di acqua reflua e grezza trattata		m3 di acqua reflua e grezza trattata Nel 2025 = 0,12 Riduzione >30% Per i tre indicatori la % di riduzione è stata ampiamente superiore rispetto al relativo valore target.
2.4	Contaminazione suolo e acque superficiali	Il nuovo impianto demi richiede l'utilizzo dei reagenti in forma di bulk e non più serbatoi. Risulta quindi necessario creare un'area dedicata con una struttura su cui alloggiare i bulk dotata di raccolta di eventuali sversamenti	Sistema di contenimento reagenti osmosi Risorse ER: 20 k€ HR: 10 gg-uomo	Prevenire eventuali eventi/danni in campo ambientale intervenendo preventivamente nella gestione dei componenti/ mediante campagne di verifiche ed interventi di manutenzione ad hoc. <ul style="list-style-type: none">• mantenimento 0 eventi di spandimento sostanze	CSM supportato da RSGI	RAGGIUNTO dicembre 2023 Mantenimento a 0 di spandimento di reagenti dell'impianto demi.
2.5	Gestione dei rifiuti	Attualmente negli uffici la raccolta differenziata dei rifiuti urbani non è ben segnalata con aree specifiche e sono presenti cestini personali dove spesso si collocano rifiuti di ufficio in maniera promiscua	Nuovo sistema raccolta differenziata urbani uffici Risorse ER: 12 k€ HR: 5 gg-uomo	Ridurre la produzione di rifiuti indifferenziati urbani <ul style="list-style-type: none">• riduzione indifferenziati urbani del 30% su base annua (stima)	RSGI	RAGGIUNTO giugno 2023 La riduzione degli indifferenziati urbani è stata monitorata nell'arco di un mese (17 sacchi tra carta, plastica e umido vs 20 di indifferenziata). Su base annua si evidenzia una riduzione di circa 40%.
2.6	Scarichi idrici - Contaminazione suolo e acque superficiali	L'impianto di trattamento acque reflue e l'impianto di demineralizzazione e, pur garantendo il trattamento dei reflui e delle acque grezze, necessità di un ammodernamento per efficientare la resa di trattamento e il consumo di sostanze	Ammodernamento degli impianti ITAR e pretrattamento con interventi mirati per migliorarne l'efficienza e la riduzione dei consumi nonché la sicurezza (continua da triennio precedente num 2.2) Risorse ER: 5,9 M€ HR: 70 gg-uomo	Prevenire eventuali eventi/danni in campo ambientale intervenendo preventivamente nella gestione dei componenti/apparecchiature mediante campagne di verifiche ed interventi di manutenzione ad hoc. Revamping ITAR e impianto di pretrattamento 1. riduzione produzione dei fanghi per	CSM supportato da RSGI	RAGGIUNTO Novembre 2025 1. nel 2019= 1,54 ton fango/m3 acqua trattata nel 2025= 1,33 Riduzione del 14% 2. nel 2019 = 0,15 calce per m3 di acqua trattata nel 2025= 0,12 Riduzione del 22%

Codice	Aspetti Ambientali	Situazione iniziale	Descrizione Intervento	Obiettivo	Resp.	Data raggiungimento ed esito
				<p>unità di refluo prodotto del 15% rispetto al 2019</p> <p>2. riduzione consumo di calce per unità di refluo e acqua industriale prodotta del 25% rispetto al 2019</p>		Nel complesso, i risultati ottenuti nel 2025, dimostrano un miglioramento dei consumi di processo rispetto ai periodi di riferimento e quindi l'obiettivo si considera raggiunto.
4.1	Impatti conseguenti ad incidenti e situazioni di emergenza	All'interno della centrale attualmente non sono presenti supporti dedicati per le schede di sicurezza che spesso essendo inserite in buste si logorano facilmente con tempo	Installazione supporti dedicati per schede di sicurezza e procedure in campo per la gestione delle attività a rischio Risorse ER: 15 k€ HR: 5 gg-uomo	Promuovere e rafforzare la salute e sicurezza e la protezione dell'ambiente per i lavoratori interni, delle ditte e per la tutela dell'ambiente. <ul style="list-style-type: none"> • mantenimento a 0 degli eventi di infortunio 	RSGI	RAGGIUNTO dicembre 2023 Non si sono verificati eventi d'infortunio.
4.2	Impatti conseguenti ad incidenti e situazioni di emergenza	All'interno della centrale i presidi sono già garantiti ed efficienti, ma è auspicabile un loro potenziamento in quanto non sono presenti accanto ad ogni stoccaggio di sostanza ma sono baricentrici per i centri di pericolo	Nuovi armadi per emergenza ambientale presso le aree di deposito sostanze Risorse ER: 25 k€ HR: 5 gg-uomo	Promuovere e rafforzare la salute e sicurezza e la protezione dell'ambiente per i lavoratori interni, delle ditte e per la tutela dell'ambiente <ul style="list-style-type: none"> • mantenimento a 0 degli eventi di contaminazione suolo 	RSGI	RAGGIUNTO dicembre 2023 Non si sono verificati eventi di contaminazione del suolo.
4.4	Contaminazione suolo e acque superficiali	Il serbatoio attuale non è in grado di poter essere caricato in maniera agevole dall'esterno e non ha una copertura oltre che essere alloggiato in un'area comune a serbatoi.	Nuovo sistema stoccaggio oli esausti e caricamento Risorse ER: 40 k€ HR: 10 gg-uomo	Mantenere elevato il controllo delle performance ambientali ed evitare qualsiasi anomalia che possa compromettere l'ambiente: <ul style="list-style-type: none"> • mantenimento a 0 eventi di sversamento 	CSM	RAGGIUNTO dicembre 2023 Non si sono verificati eventi di sversamento oli.
4.5	Impatti conseguenti ad incidenti e situazioni di emergenza	Il sistema antincendio, pur essendo efficace e costantemente verificato, necessita di un ammodernamento generale	Revamping sistema antincendio di centrale, potenziamento sistemi di rivelazione e telecamere a distanza (continua da triennio precedente num 6.2)	Promuovere e rafforzare la salute e sicurezza e la protezione dell'ambiente per i lavoratori interni, delle ditte e per la tutela dell'ambiente <ul style="list-style-type: none"> • mantenimento valore 0 di attivazioni piano emergenza 	CSE supportato da RSPP	Nel 2025 completato circa il 50% dell'intervento previsto. Continua con l'obiettivo E/HS3.2 nel triennio 2026÷2028

Codice	Aspetti Ambientali	Situazione iniziale	Descrizione Intervento	Obiettivo	Resp.	Data raggiungimento ed esito
			Risorse ER: 2000 k€ HR: 90 gg-uomo	<ul style="list-style-type: none"> • mantenimento a 0 degli eventi di contaminazione del suolo e delle acque e dell'aria 		
4.6	Contaminazione del suolo e acque superficiali	Attualmente lo scarico dei reagenti da autobotte avviene direttamente dall'autobotte stessa	Sistema scarico reagenti da autobotte con degli attacchi antigocciolamento con delle saracinesche interne (sicurezza intrinseca)	Mantenimento a 0 degli eventi di contaminazione del suolo e delle acque	CSE supportato da RSGI	Ordine materiali effettuato. Continua con l'obiettivo E/HS3.3 nel triennio 2026÷2028
5.5	Impatti conseguenti ad incidenti e situazioni di emergenza	Attualmente non è presente un sistema automatico puntuale di analisi dell'olio del trasformatore e dei gas disciolti. Questo consente di monitorare la formazione dei gas disciolti che possono causare rotture improvvise	Sistema predittiva Camlin trasformatori Risorse ER: 240 k€ HR: 30 gg-uomo	Controllare in tempo reale la qualità dell'olio dei trasformatori e dei gas disciolti <ul style="list-style-type: none"> • Mantenimento 0 eventi emergenza sui trasformatori; • Mantenimento a 0 fermate dei gruppi per anomalia trasformatori 	CSM	RAGGIUNTO dicembre 2023 Non si sono verificati eventi d'emergenza sui trasformatori. Non si sono verificate fermate dei gruppi per anomalia trasformatori
5.6	Uso di risorse naturali - scarichi idrici – Impatti biologici e naturalistici	L'attuale impianto di demineralizzazione è obsoleto e necessita di essere sostituito con una tecnologia più moderna ed efficiente in termini di consumo di sostanze e scarichi reflui	Installazione impianto demineralizzazione e ad osmosi inversa in luogo di quello attuale. Ottimizzazione dei consumi di acqua industriale mediante installazione sistemi di recupero (continua da triennio precedente num 7.1) Risorse ER: 5,9 M€ HR: 200 gg-uomo	Migliorare le performance ambientali, ridurre i consumi delle sostanze e l'approvvigionamento di acqua. Ridurre gli scarichi di acque reflue in termini quantitativi e qualitativi. Prevenire eventuali eventi/danni in campo ambientale e di sicurezza mediante interventi di manutenzione ad hoc. <ul style="list-style-type: none"> • riduzione sostanze utilizzate per energia prodotta del 50% rispetto al 2019 • riduzione consumo acqua industriale per energia prodotta del 20% rispetto al 2019 • riduzione prelievo acqua grezza da Po per energia prodotta del 	CSE supportato da RSPP	RAGGIUNTO dicembre 2023 1. 0,21 nel 2024 vs 0,57 nel 2019 2. 0,39 nel 2024 vs 0,41 nel 2019 3. 0,42 nel 2024 vs 0,44 nel 2019 4. 0,59 nel 2024 vs 2,78 nel 2019; 5. 0,21 nel 2024 vs 0,32 nel 2019 Si precisa che i target di raggiungimento previsti erano stati definiti sulla base dell'andamento crescente della produzione negli anni successivi all'anno di inserimento dell'obiettivo. Dal momento che gli scenari attuali prevedono una minore produzione degli impianti a Gas ma il mantenimento della disponibilità e flessibilità degli stessi, il che comporta un sempre maggior numero di

Codice	Aspetti Ambientali	Situazione iniziale	Descrizione Intervento	Obiettivo	Resp.	Data raggiungimento ed esito
				50% rispetto al 2019 <ul style="list-style-type: none"> riduzione consumo (somma HCl, soda, cloruro ferrico) per m3 acqua demi prodotta del 80% rispetto al 2019 riduzione acqua scaricata da ITAR su energia prodotta del 40% rispetto al 2019 		avviamenti e un funzionamento più discontinuo rispetto al passato, si ritiene complessivamente raggiunto l'obiettivo.
5.7	Impatti conseguenti ad incidenti e situazioni di emergenza	Attualmente, in caso di guasto di una tubazione, non è previsto un sistema di convogliamento in punti idonei in base all'entità del fluido in uscita	Acquisto sistemi convogliamento perdite acqua/vapore come protezione di tubazioni o parti di impianto al fine di raccogliere e convogliare il fluido in un punto idoneo.	Ridurre gli eventi di fuoriuscita di liquidi che potrebbero impattare sull'ambiente e convogliarli in punti idonei.	CSM supportato da RSGI	RAGGIUNTO Non si sono verificati eventi di fuoriuscita di liquidi
5.8	Formazione e competenza	Ad oggi, il rapporto tra l'impianto e territorio è basato esclusivamente su rapporti formali e non ha spesso una diffusione sulla popolazione locale e lavoratrice di centrale. È sorta la volontà di diffondere le tematiche ambientali e la cultura della sicurezza con la popolazione al fine di ottenere una maggior consapevolezza da parte della comunità di Castel San Giovanni e Sarmato.	Strutturare un sistema di comunicazione efficiente ed efficace verso la popolazione.	Promuovere e diffondere la cultura della Sicurezza, Ambiente e Qualità verso l'esterno attraverso un sistema di diffusione innovativo ed efficiente che possa essere consultabile come dei videomonitor e digital signage.	RSGI	Effettuato creazione del corner informativo, in corso fornitura dei sistemi digitali. Continua con l'obiettivo Q5.1 nel triennio 2026÷2028
6.1	Consumi di risorse primarie e fonti energetiche – Uso di risorse naturali	Gli attuali generatori di vapori presentato degli spurghi e automatismi che possono essere ottimizzati per ridurre le perdite d'acqua	Riduzione consumi acqua demineralizzata: a) riduzione perdite acqua vapore mediante nuove valvole regolazione	Miglioramento delle performance energetiche mediante ottimizzazione dei processi e implementazione di interventi tecnico gestionali mirati all'efficienza con	a) CSM b) CSE	RAGGIUNTO Novembre 2024 • m3 prodotti/MWh media 2021÷2022 pari a 0,13, nel 2025 pari a 0,10 (riduzione del 22%)

Codice	Aspetti Ambientali	Situazione iniziale	Descrizione Intervento	Obiettivo	Resp.	Data raggiungimento ed esito
		demineralizzata di integrazione.	b) Nuova logica di depressurizzazione e gruppi Risorse ER: 300 k€ HR: 50 gg-uomo	risvolti anche in termini di riduzione delle risorse naturali <ul style="list-style-type: none"> Riduzione consumi di acqua/MWh del 15% rispetto alla media 2021-2022; Riduzione del prelievo acqua da Po su MWh del 20% rispetto alla media 2021-2022; Riduzione del consumo specifico di 7 kcal/KWh rispetto alla media 2021-2022; Riduzione coda di manutenzione del 15% per gli impianti demi, itar e pre rispetto alla media 2021-2022 		<ul style="list-style-type: none"> m3 acqua consumata: 20 m3/h nel 2021÷2022 e pari a 7,4 nel 2025 (riduzione del 60%) riduzione media del consumo specifico di 8 kcal/kWh riduzione del 20% della coda di manutenzione
6.2	Consumi di risorse primarie e fonti energetiche – Emissioni in Atmosfera – Efficienza energetica	Attualmente l'unità LC2 è quella con il minimo tecnico più alto e con i tempi di avviamento più lunghi. Si vuole quindi intervenire sull'efficienza del TG e sull'ottimizzazione della combustione	Upgrade unità LC2 mediante interventi di sostituzione bruciatori, maggiore flessibilità, aumento gradienti di carico e software di autotuning per controllo emissioni puntuale Risorse ER: 18.000 k€ HR: 70 gg-uomo	Miglioramento delle performance energetiche mediante ottimizzazione dei processi e implementazione di interventi tecnico gestionali mirati all'efficienza con risvolti anche in termini di riduzione delle risorse naturali <ul style="list-style-type: none"> Riduzione consumo specifico di 8 kcal/kWh rispetto alla media 2020-2022; Riduzione emissioni NOx di 2 mg/Nm3 rispetto alla media 2020-2022; Aumento KP di 10% rispetto alla media 2020-2022 	CSM	RAGGIUNTO ottobre 2024 1. Media 2020÷2022 pari a 1670 kcal/kWh, nel 2025: 1596 kcal/kWh (normalizzate alle condizioni di riferimento 2020-2022) 2. Media 2020÷2022 pari a 22,3 mg/Nm3, nel 2025: 7,3 mg/Nm3 3. le valutazioni sul KP non si ritengono più applicabili considerando il tipo di funzionamento attuale dell'impianto 4. Sbilanciamenti media 2020÷2022: 1,63, sbilanciamenti 2025: 0,65

Codice	Aspetti Ambientali	Situazione iniziale	Descrizione Intervento	Obiettivo	Resp.	Data raggiungimento ed esito
				<ul style="list-style-type: none"> Riduzione sbilanciamenti del 0,2 % rispetto alla media 2020-2022 		
8.1	Questioni locali (Sostenibilità)	L'uso della strada di sommità arginale, di prevalente interesse per la centrale, si caratterizza anche per esigenze di utilità pubblica come collegamento viabilistico tra i territori rivieraschi in destra orografica del fiume Po. Attualmente non è dotata di illuminazione funzionante	Nuova illuminazione esterna strada argine Risorse ER: 250 k€ HR: 35 gg-uomo	Garantire maggior sicurezza per i cittadini e maggior decoro dell'area <ul style="list-style-type: none"> maggior sicurezza pubblica valorizzazione dell'area 	RSGI	RAGGIUNTO ottobre 2024 Maggior visibilità con conseguente aumento della sicurezza pubblica. L'intervento ha creato maggior valore alle aree intorno alla centrale.
8.2	Impatti biologici e naturalistici (Biodiversità e Sostenibilità)	La Centrale ha una concessione per il prelievo dell'acqua dal fiume Po che può comportare delle perturbazioni per la fauna ittica che percorre il fiume. Pertanto, è opportuno garantire la tutela della fauna ittica attraverso il ripopolamento del fiume ogni 3 anni.	Ripopolamento ittico fiume Po Risorse ER: 15 k€ HR: 25 gg-uomo	Tutela della fauna ittica <ul style="list-style-type: none"> Aumento della biodiversità del corso d'acqua 	RSGI	Eliminato Obiettivo non perseguibile per come pensato inizialmente. Sono in corso le interlocuzioni con l'Ente gestore per la partecipazione da parte di Enel a iniziative di biodiversità che metteranno in campo.
8.3	Impatti biologici e naturalistici (Biodiversità e Sostenibilità)	Già da alcuni anni Enel ha alzato l'attenzione alla sostenibilità ambientale e sociale. Nel corso di questi ultimi anni il centro ittico è stato reso più decoroso per permettere la sua riqualificazione	Cessione centro ittico per sviluppo Storione Risorse ER: 1,5 M€ HR: 50 gg-uomo	Garantire la sostenibilità del nostro business attraverso azioni strutturate e misurabili. <ul style="list-style-type: none"> Mantenimento delle specie in via di estinzione 	RSGI	Eliminato Obiettivo non perseguibile tecnicamente e operativamente.
8.4	Impatti biologici e naturalistici (Biodiversità e Sostenibilità) - Questioni Locali	Già da alcuni anni Enel ha alzato l'attenzione alla sostenibilità ambientale e sociale. Risulta sempre più importante quindi garantire lo sviluppo del	Ulteriore coinvolgimento di tutti gli stakeholder presenti nel territorio, sostenendo opportunità per la creazione di nuove sinergie e	Iniziativa pilota volta a trasformare l'impianto stesso in una piattaforma CSV inclusiva e capace di valorizzare le sinergie tra aree di business diverse, coinvolgendo tutti	RUP supportato da RSGI	Eseguita cessione del raccordo ferroviario di Castel San Giovanni e parzialmente per la mobilità sostenibile del Comune.

Codice	Aspetti Ambientali	Situazione iniziale	Descrizione Intervento	Obiettivo	Resp.	Data raggiungimento ed esito
		business in maniera sostenibile e condivisa con la comunità locale	nuovi business e per la realizzazione di un ecosistema integrato. Attività mirate in tema di permanenza di Enel nel territorio di Castel San Giovanni, sviluppo settore servizi, uso ancora più efficiente delle risorse. (continua da triennio precedente num 9.1) Risorse ER: 1,5 M€ HR: 35 gg-uomo	gli stakeholder presenti nel territorio. Gli interventi consistono: - nella cessione del raccordo ferroviario di Castel San Giovanni, - lo sviluppo della mobilità elettrica con infrastrutture IDR nel Comune e in sito, - lo sviluppo della produzione da energia rinnovabile che verrà attuata mediante la realizzazione di un impianto fotovoltaico da 4,5 MW nelle aree esterne il sito e di proprietà, - il potenziamento del trasporto pubblico locale per il comune di Castel San Giovanni - la convenzione con il teatro Verdi per la sua sponsorizzazione • Promozione dell'immagine della centrale e svolgimento servizi di pubblica utilità		Continua nel triennio 2026+2028 con l'obiettivo S8.4
8.5	Impatti biologici e naturalistici (Biodiversità e Sostenibilità) – Emissioni in Atmosfera	Lo scenario di mercato dell'energia rende molto complesso flessibile l'utilizzo delle unità di produzione con conseguenti numerosi avviamenti e fermate. Al fine di mitigare questa modulazione e garantire un funzionamento più costante delle unità, che comporta senz'altro benefici ambientali in termini di emissioni in atmosfera, è necessario	Installazione sistema stazionario di batterie BESS (Battery Energy Storage System) che consenta l'accumulo in periodi di minor richiesta e rilascio nei picchi. Ciò mitigherebbe le fluttuazioni delle unità di produzione (continua da triennio precedente num 9.2) Risorse ER: 70 M€ HR: 160 gg-uomo	Garantire la sostenibilità del nostro business attraverso azioni strutturate e misurabili. Aumento del fattore di carico delle unità di produzione limitando le variazioni di carico o talvolta gli avviamenti.	RUP supportato da RSGI	RAGGIUNTO dicembre 2023 (esercizio commerciale a partire da aprile 2024)

Codice	Aspetti Ambientali	Situazione iniziale	Descrizione Intervento	Obiettivo	Resp.	Data raggiungimento ed esito
		pensare ad un sistema di accumulo dell'energia				
8.6	Iniziative di sostenibilità	Attualmente negli spazi della mensa e dei bagni degli uffici non sono presenti sistemi di parzializzazione e riduzione degli imballaggi in carta/plastica	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione sprechi acqua nei bagni • Riduzione utilizzo di plastica nei locali della mensa • Riduzione utilizzo di imballaggi di carta nei locali della mensa Risorse ER: 5k	<ul style="list-style-type: none"> • Installazione sistema di parzializzazione e acqua attraverso rubinetti con sensore di movimento • Installazione di dispenser di acqua in sostituzione delle bottigliette di plastica • Eliminare tovagliette di carta 	CSM supportato da RSGI	RAGGIUNTO Marzo 2025 Sono stati installati rubinetti con fotocellula nei bagni per limitare gli sprechi d'acqua e favorire un utilizzo più efficiente della risorsa. Inoltre, l'installazione di un distributore di acqua e la riduzione delle tovagliette di carta nei locali della mensa hanno contribuito a diminuire l'uso di plastica e materiali monouso,

Obiettivi del triennio 2026÷2028

Nel corso della riunione del riesame del 15/01/2026 è stato definito il nuovo piano triennale 2026÷2028 degli obiettivi previsti per il miglioramento. Gli obiettivi previsti con risvolti ambientali sono così illustrati nella seguente tabella:

- 1.1 ambiente: Installazione sistemi insonorizzanti trasformatori e camere aspirazione TG
- 1.2 ambiente: Installazione di cabine insonorizzanti per le 8 pompe AR (acqua raffreddamento) e per le 4 pompe AC (acqua di circolazione)
- 1.3 ambiente: Realizzazione di sistemi di verde pensile e verticale nelle aree di centrale (tetti e colonnato)
- 1.4 ambiente: Ottimizzazione della rete di acqua potabile per ridurre prelievi e consumi
- 1.5 ambiente: Rifacimento serbatoi accumulo Itar
- 1.6 ambiente: Installazione microfiltri Opera di presa
- 1.7 ambiente: Installazione nuove torri di raffreddamento
- 1.8 ambiente: Nuovo skid ipoclorito
- 1.9 ambiente: Nuovo sistema UV per trattamento biologico
- 1.10 ambiente: Revamping SME
- 3.1 ambiente/sicurezza: Sostituzione serbatoio della motopompa AI1
- 3.2 ambiente/sicurezza: Progetto La Casella enhancement E&C - adeguamento sistema antincendio
- 3.3 Sistema scarico reagenti da autobotte con degli attacchi antigocciolamento
- 3.4 Ambiente/sicurezza: Pipeline di collegamento stoccaggio ammoniacca
- 3.5 Ambiente/sicurezza: Aggiornamento del PEI con introduzione di nuove schede operative, nuovi scenari operativi e diagramma logico del processo di gestione.

- 8.1 sostenibilità: Potenziamento della rete di qualità dell'aria
- 8.2 sostenibilità: Effettuare un monitoraggio ecotossicologico post upgrade LC2eLC3 ogni anno per il prossimo triennio
- 8.3 sostenibilità: Studio epidemiologico a coorte storica pre e post upgrade LC2 e LC3
- 8.4 sostenibilità: Iniziativa pilota volta a trasformare l'impianto stesso in una piattaforma CSV inclusiva e capace di valorizzare le sinergie tra aree di business diverse,

Di seguito si riportano i dettagli dei singoli obiettivi:

(Nota: CSE: Capo Sezione Esercizio – CSM: Capo Sezione Manutenzione – RPP: Responsabile Power Plant)



Codice	Aspetti Ambientali	Situazione iniziale	Descrizione Intervento	Obiettivo	Resp.	Data raggiungimento ed esito
1.1	Emissioni acustiche (Rumore interno ed esterno)	In alcuni punti specifici di impianto, attualmente non sono previsti puntuali installazioni atte a mitigare l'impatto acustico	Installazione sistemi insonorizzanti trasformatori e camere aspirazione TG Risorse ER: 350 k€ HR: 30 gg-uomo (continua da obiettivo 1.1 del triennio 2023+2025)	Per monitorare l'impatto delle emissioni acustiche gli step previsti sono: <ul style="list-style-type: none"> Riduzione del rumore alla sorgente di 10 dB(A) Riduzione di 1 dB(A) del valore nei punti di immissione rispetto alla misura 2024 	CSM	Entro dicembre 2026
1.2	Emissioni acustiche (rumore interno ed esterno)	In specifiche aree dell'impianto, allo stato attuale, non risultano installati sistemi dedicati alla mitigazione del rumore.	Installazione di cabine insonorizzanti per le 8 pompe AR (acqua raffreddamento) e per le 4 pompe AC (acqua di circolazione) Risorse ER: 250 k€ HR: 30 gg-uomo	Per monitorare l'impatto delle emissioni acustiche gli step previsti sono: <ul style="list-style-type: none"> Riduzione di circa 20 dBA alla sorgente. Riduzione di circa 2 dBA ai ricettori rispetto alle misure del 2024 	CSM	Entro marzo 2027
1.3	Emissioni in atmosfera, uso risorse naturali	Nelle aree di centrale, in particolare su tetti e colonnato, allo stato attuale non sono presenti sistemi di verde pensile o verticale; le superfici risultano pertanto prive di elementi vegetazionali e con limitata integrazione paesaggistica e ambientale.	Realizzazione di sistemi di verde pensile e verticale nelle aree di centrale (tetti e colonnato) Risorse ER: 15 k€ HR: 6 gg-uomo	Riduzione delle emissioni di CO2 di 4 ton in 20 anni	CSM supportato da RSGI	Entro dicembre 2026
1.4	Scarichi idrici, contaminazione suolo e acque superficiali	La rete di distribuzione dell'acqua potabile è attualmente configurata secondo le esigenze operative esistenti e presenta margini di ottimizzazione in termini di gestione dei prelievi e dei consumi	Ottimizzazione della rete di acqua potabile per ridurre prelievi e consumi Risorse ER: 30 k€ HR: 40 gg-uomo	Riduzione del 10% dei consumi di acqua potabile rispetto alla media 2023-2025	CSM	Giugno 2028

Codice	Aspetti Ambientali	Situazione iniziale	Descrizione Intervento	Obiettivo	Resp.	Data raggiungimento ed esito
1.5	Scarichi idrici, contaminazione suolo e acque superficiali	Il sistema di accumulo delle acque reflue, composto da 3 serbatoi per un totale di 5000 mc, ha più di 50 anni e le evidenze mostrano un avanzato deterioramento che può portare ad eventi ambientali di rilascio nonché ad una corretta gestione delle acque reflue nella fase di accumulo	Rifacimento serbatoi accumulo Itar Risorse ER: 2200 k€ HR: 50 gg-uomo (continua da obiettivo 2.2 del triennio 2023-2025)	Prevenire eventuali eventi/danni in campo ambientale intervenendo preventivamente nella gestione dei componenti/apparecchiature mediante campagne di verifiche ed interventi di manutenzione ad hoc. • Mantenimento 0 eventi di spandimento sostanze	CSM supportato da RSGI	Dicembre 2026
1.6	Scarichi idrici, contaminazione suolo e acque superficiali	Il servizio di raffreddamento è attualmente alimentato con acqua industriale prodotta a partire da acqua grezza. L'attuale configurazione non consente il riutilizzo diretto dell'acqua già filtrata per il medesimo servizio.	Installazione microfiltri Opera di presa Risorse ER: 20 k€ HR: 15 gg-uomo	Riduzione del 30% della quota del consumo RTC rispetto alla media 2023-2024	CSM supportato da RSGI	Entro marzo 2028
1.7	Scarichi idrici, contaminazione suolo e acque superficiali	Attualmente le acque degli SSI non vengono recuperate ad acqua industriale.	Installazione nuove torri di raffreddamento Risorse ER: 20 k€ HR: 40 gg-uomo	Riduzione di produzione di acqua industriale del 10% rispetto alla media 2023-2025 Riduzione di consumo di sostanze di cloruro ferrico e calce del 10%	CSM supportato da RSGI	Entro dicembre 2026
1.8	Uso di risorse naturali (acqua, combustibili ed energia)	L'utilizzo di ipoclorito consente di limitare fenomeni di proliferazione migliorando la qualità dell'acqua e permettendo il recupero della stessa riducendo il consumo di acqua industriale	Nuovo skid ipoclorito Risorse ER: 50 k€ HR: 30 gg-uomo	1.Riduzione del 15% di consumo di acqua industriale rispetto al triennio 2023-2025 2.Riduzione del 5% di produzione di fanghi rispetto al triennio 2023-2025	CSM, CSE supportati da RSGI	Entro dicembre 2026

Codice	Aspetti Ambientali	Situazione iniziale	Descrizione Intervento	Obiettivo	Resp.	Data raggiungimento ed esito
1.9	Scarichi idrici	Il sistema UV esistente sarà sostituito con lampade più efficienti migliorando l'affidabilità del trattamento biologico.	Nuovo sistema UV per trattamento biologico Risorse ER: 10 k€ HR: 10 gg-uomo	Migliorare affidabilità ed efficienza del sistema.	CSM, CSE supportati da RSGI	Entro dicembre 2026
1.10	Emissioni in atmosfera	Attualmente l'infrastruttura non prevede la virtualizzazione dei PC; nonostante ciò, il sistema opera in condizioni di efficienza adeguate. Il revamping programmato consentirà un ulteriore miglioramento dell'efficienza operativa	Adeguamento del sistema di monitoraggio emissioni. Revamping PCL e passaggio su macchina virtuale Risorse ER: 200 k€ HR: 50 gg-uomo	Mantenimento a 0 guasti o perdita di dati	CSM supportato da RSGI	Entro giugno 2026
3.1	Impatti conseguenti ad incidenti e situazioni di emergenza Contaminazione del suolo	Il serbatoio della motopompa AI1 pur essendo integro viene sostituito per garantire maggiore affidabilità e sicurezza del sistema.	Sostituzione serbatoio gasolio della motopompa AI1 Risorse ER: 10 k€ HR: 10 gg-uomo	1.Mantenimento a 0 eventi di contaminazione del suolo 2.Mantenimento a 0 problematiche di manovra da parte dell'operatore	CSM supportato da RSGI	Entro marzo 2027
3.2	Impatti conseguenti ad incidenti e situazioni di emergenza	Il sistema antincendio, pur essendo efficace e costantemente verificato, necessità di un ammodernamento generale	Progetto La Casella enhancement E&C: adeguamento sistema antincendio Risorse ER: 300 k€ HR: 60gg-uomo (continua da obiettivo 4.5 del triennio 2023+2025)	1. Mantenimento valore 0 di attivazioni piano emergenza 2. Mantenimento del valore 0 eventi di contaminazione del suolo e delle acque e dell'aria	CSM supportato da RSGI	Entro dicembre 2026
3.3	Contaminazione del suolo e acque superficiali	Attualmente lo scarico dei reagenti da autobotte avviene direttamente dall'autobotte stessa	Sistema scarico reagenti da autobotte con degli attacchi antigocciolamento con delle saracinesche interne (sicurezza intrinseca) Risorse ER: 2 k€ HR: 2 gg-uomo	Mantenimento a 0 eventi di contaminazione	CSE supportato da RSGI	Entro dicembre 2026

Codice	Aspetti Ambientali	Situazione iniziale	Descrizione Intervento	Obiettivo	Resp.	Data raggiungimento ed esito
			(continua da obiettivo 4.6 del triennio 2023+2025)			
3.4	Contaminazione del suolo e acque superficiali	Attualmente il trasferimento di ammoniaca nel ciclo avviene tramite movimentazione di bulk, con conseguente esposizione a rischi durante lo spostamento. La pipeline di collegamento tra i serbatoi di stoccaggio permetterà di ridurre queste movimentazioni e minimizzare i rischi operativi.	Pipeline di collegamento stoccaggio ammoniaca Risorse ER: 30 k€ HR: 35 gg-uomo	1. Mantenimento a 0 eventi di contaminazioni e sversamenti. 2. Riduzione rischio derivato da movimentazione sostanza	RSGI e CSE	Entro dicembre 2027
3.5	Training (Informazione, formazione e addestramento)	Necessità di finalizzare il PEI attualmente vigente andando a inserire ulteriori schede di scenari plausibili e diagrammi logici	Aggiornamento del PEI con introduzione di nuove schede operative, nuovi scenari operativi e diagramma logico del processo di gestione. Risorse HR: 20 gg-uomo	Copertura del maggior numero di scenari plausibili con le schede di intervento Miglioramento tempestività di intervento	RSPP	Entro settembre 2026
7.1	Emissioni in atmosfera	L'NOx è principalmente prodotto quando la combustione del gas naturale non è ancora ottimizzata. Seppur sotto i limiti prescritti è possibile conseguire un ulteriore miglioramento	Realizzare uno studio per tuning TG e ottimizzare la combustione. Risorse HR: 30 gg-uomo	1. Diminuzione di NOx di 1mg/Nm3 rispetto alla media anni 2023-2025 2. Aumento del rendimento del ciclo di 0,15%"	CSE	Entro marzo 2027
8.1	Questioni locali Azioni e iniziative	Attualmente nel Comune di Castel San Giovanni non è presente nessuna postazione di monitoraggio della qualità ambientale.	Potenziamento della rete di qualità dell'aria Risorse ER: 100 k€ HR: 20 gg-uomo	Garantire un monitoraggio ambientale continuo e trasparente, a tutela della salute della popolazione	RSGI	Entro giugno 2026
8.2	Impatti biologici e naturalistici (Biodiversità)	A seguito dell'installazione del sistema SCR e del nuovo	Effettuare un monitoraggio ecotossicologico post upgrade LC2	Garantire il controllo continuo degli effetti ambientali sugli ecosistemi	RSGI	Entro dicembre 2028

Codice	Aspetti Ambientali	Situazione iniziale	Descrizione Intervento	Obiettivo	Resp.	Data raggiungimento ed esito
	e sostenibilità)	stoccaggio di ammoniaca, e della conseguente possibile presenza di ammoniaca slip, è stato previsto un monitoraggio ecotossicologico per il controllo degli effetti ambientali sugli ecosistemi.	e LC3 ogni anno per il prossimo triennio Risorse ER: 250 k€ HR: 30 gg-uomo	Mantenimento dell'assenza di impatto ecotossicologico		
8.3	Impatti biologici e naturalistici (Biodiversità e sostenibilità)	Con l'installazione del sistema SCR e del nuovo stoccaggio di ammoniaca, e conseguentemente con l'introduzione del fenomeno di ammoniaca slip, al fine di garantire il controllo dei potenziali effetti sulla salute umana, è stato deciso di effettuare uno studio epidemiologico.	Studio epidemiologico a coorte storica Risorse ER: 300 k€ HR: 30 gg-uomo	Monitoraggio nel tempo dello stato di salute della popolazione	RSGI	Entro dicembre 2028
8.4	Impatti biologici e naturalistici Biodiversità e sostenibilità Questioni Locali	Già da alcuni anni Enel ha alzato l'attenzione alla sostenibilità ambientale e sociale. Risulta sempre più importante quindi garantire lo sviluppo del business in maniera sostenibile e condivisa con la comunità locale	Iniziativa pilota volta a trasformare l'impianto stesso in una piattaforma CSV inclusiva e capace di valorizzare le sinergie tra aree di business diverse, coinvolgendo tutti gli stakeholder presenti nel territorio. Risorse ER: 300 k€ HR: 30 gg-uomo	Promozione dell'immagine della centrale e svolgimento servizi di pubblica utilità: - Donazione autobus elettrico a Comune Castel San Giovanni per uso scuolabus o servizi sociali; - Donazione macchina elettrica a Comune Castel San Giovanni per uso servizi sociali; - Installazione di colonnine per ricarica nel parcheggio della Centrale ad uso pubblico	RUP supportato da RSGI	Entro Gennaio 2027

Appendice

Autorizzazioni e convenzioni dell'impianto di La Casella

- **Decreto D.M. 286 del 08/08/2024 di Modifica Sostanziale dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA)** pubblicato sulla GU n. 195 del 21/08/2024 ed applicabile da agosto 2024;
- **Decreto D.M. 94 del 02/03/2023 di Riesame Parziale dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA)** pubblicato sulla GU del 16 marzo 2023 e applicabile da marzo 2023;
- **Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA)** rilasciata con decreto del Ministero della Transizione Ecologica DEC-MIN-0000370 del 09/09/2021 pubblicato sulla GU del 2 ottobre 2021 e applicabile da marzo 2022;
- **Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA)** rilasciata con decreto del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare DSA-DEC-2009-0000579 del 15.06.2009, ai sensi del decreto legislativo 59/2005, così come modificata dal decreto MATT di rettifica ex DSA-DEC-2009-0001888 del 15.12.2009 e valida fino a marzo 2022;
- **Autorizzazione del Ministero Industria Commercio e Artigianato** alla trasformazione in ciclo combinato di tre sezioni dell'impianto n. 102/2000 del 29.5.2000 e collegato parere di compatibilità ambientale del Ministero dell'Ambiente n. 10082/VIA/A.O.13.B del 23.9.1999, rilasciato ai sensi dell'art. 6 della Legge 8.7.86 n. 349, del DPCM 10.8.88 n. 377 e del DPCM 27.12.88;
- **Autorizzazione del Ministero delle Attività Produttive** alla trasformazione in ciclo combinato della quarta sezione dell'impianto n. 007/2003 del 29.5.2003 e collegato decreto VIA di compatibilità ambientale del Ministero dell'Ambiente n. 158 del 3.4.2003, rilasciato ai sensi dell'art. 6 della Legge 8.7.86 n. 349, del DPCM 10.8.88 n. 377 e del DPCM 27.12.88;
- **Licenza per l'esercizio dello Stoccaggio-Deposito** di oli lubrificanti ad uso industriale con capacità > di 25 mc del 06.09.2018 rilasciata da Ufficio delle Dogane di Piacenza;
- **Autorizzazione deposito oli minerali** rilasciato dalla Provincia di Piacenza il 28/03/2012
- **Licenza per l'esercizio di officina di produzione elettrica** per rivendita in blocco ad altri fabbricanti del 10/02/2000 rilasciata da Ministero delle Finanze – Ufficio Tecnico di Finanza di Parma;
- **Concessione di grande derivazione di acqua dal fiume Po** n. 1680 del 26.6.1984 rilasciata dal Ministero dei lavori Pubblici - Provveditorato alle OO.PP per l'Emilia Romagna - Nucleo Operativo di Piacenza, rilasciata ai sensi dell'articolo 6 del Testo Unico 11/1271933, n. 1775; la concessione scade il 25.6.2054;
- **Determinazione** DET-AMB-2021-5916 del 24.11.2021 variante di concessione di prelievo di acqua pubblica superficiale dal fiume Po ad uso termoelettrico e industriale in località La Casella nel comune di Castel S. Giovanni pratica PCPPA1380;
- **Determinazione** DET-AMB-2024-3093 del 30.05.2024 di concessione per l'occupazione di area demaniale del Fiume Po in Comune di Castel San Giovanni (PC) pratica PC21T0061
- **Autorizzazione ad emettere gas ad effetto serra** ai sensi del Decreto Legge 12.11.2004, n. 273 rilasciata dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio con decreto direttoriale DEC/RAS/2179/2004 del 28.12.2004 (aut. n. 387);
- **Certificato di Prevenzione Incendi** n. 12728 rilasciato dal Comando Provinciale dei Vigili del Fuoco di Piacenza con validità fino al 21/11/2027.



Limiti di legge

Limiti di legge per le emissioni

L'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA), rilasciata con decreto del Ministero della Transizione Ecologica DEC-MIN-0000370 del 09/09/2021 (pubblicato in GU n. 236 del 02/10/2021), stabilisce il rispetto dei seguenti limiti di emissione dai camini dei turbogas:

Sezioni 1, 2, 3 e 4:

- Media giornaliera:
 - VLE NO_x (espressi come NO₂): 30 mg/Nm³
 - VLE CO (monossidi di carbonio): 30 mg/Nm³
- Media annuale:
 - VLE NO_x (espressi come NO₂): 28 mg/Nm³
- Flusso di massa orario:
 - VLE NO_x: 110 kg/h (solo nelle ore di normale funzionamento)
- Flusso di massa totale:
 - VLE NO_x: 530 t/anno a gruppo (sia normale funzionamento che transitori)

Ai sensi del decreto del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica DEC-MIN-0000286 del 08/08/2024 (pubblicato in GU n. 195 del 21/08/2024) per Modifica sostanziale dell'AIA rilasciata con DM n. 370 del 09/09/2021 relativo al progetto di upgrade impianto, a partire dalla messa a regime del sistema SCR, avvenuta il 25/11/2024, per le sole unità LC2 e LC3, devono essere rispettati i seguenti limiti di emissione di NO_x e NH₃:

Sezioni 2 e 3:

- Media giornaliera:
 - VLE NO_x (espressi come NO₂): 20 mg/Nm³;
- Media annuale:
 - VLE NO_x (espressi come NO₂): 10 mg/Nm³;
 - VLE NH₃ (ammonia slip): 5 mg/Nm³

Rimangono invariati invece i VLE relativi alla concentrazione media annuale di CO e all'emissione massica annuale di NO_x.

I valori limite giornalieri indicati valgono per i giorni in cui il gruppo è esercito al di sopra del minimo tecnico (normale funzionamento) per un numero di ore superiore a 6 ore su 24. I valori sono riferiti a gas secco e ad un tenore volumetrico di O₂ libero nei fumi del 15%. Ai fini del calcolo dei valori medi orari, e quindi degli altri valori generati a partire da questi, viene detratto l'intervallo di confidenza I_{c95%} come desunto dalla procedura QAL2.

Per gli ossidi azoto e il monossido di carbonio, deve essere rispettato il seguente limite: il valore corrispondente al 90°percentile dei valori di concentrazione medi orari validi nell'anno solare deve essere inferiore al valore limite prescritto come media giornaliera. Sono inoltre previsti dei limiti su Polveri (10 mg/Nm³ al 15%O₂) ed SO₂ (15 mg/Nm³ al 15%O₂) da verificare con misure discontinue con frequenza annuale.

Ogni sezione turbogas deve rispettare i suddetti limiti in tutte le condizioni di funzionamento, escluse le fasi di avviamento e di arresto (potenza inferiore al Minimo Tecnico). Deve essere effettuata una misurazione in continuo delle emissioni di NO_x e CO nonché del tenore volumetrico di ossigeno, della temperatura, della pressione, dell'umidità e della portata volumetrica dell'effluente gassoso. A seguito dell'upgrade delle unità 2 e 3 e dell'installazione sui rispettivi camini del sistema SCR deve anche essere effettuata, per tali unità, una misurazione in continuo delle emissioni di NH₃.

Le apparecchiature di misura devono essere esercitate, verificate e calibrate a intervalli regolari secondo le modalità previste dal D. Lgs. 152/2006 e s.m.i. e dalla norma UNI EN 14181:2015. Un ulteriore controllo richiesto dal Decreto AIA consiste nella misurazione in continua delle concentrazioni di NOx e CO anche durante le fasi di avviamento/spegnimento. Le emissioni durante tali fasi devono essere registrate sia come quantità emesse per evento (espresse in kg/evento), sia come quantità totali emesse annualmente (t/anno).

Il decreto AIA DEC-MIN-0000370 del 09/09/2021, ha stabilito limiti di emissioni per NOx e CO relativi anche alle caldaie ausiliarie: il limite in questo caso non è in continuo ma si intende rispettato se la media di 3 misurazioni consecutive di almeno 30 minuti ciascuna, svolte annualmente, non supera i valori limite di 250 mg/Nm³ al 3% O₂ per gli NOx e 100 mg/Nm³ al 3% O₂ per il CO. A partire dal 01/01/2025 il limite imposto per il parametro NOx viene modificato in 200 mg/Nm³ al 3% O₂.

Vengono effettuati anche le analisi sui parametri SO₂ e polveri ma per questi non si ha limite di emissioni.

Limiti di legge per gli effluenti liquidi

L'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) ha stabilito specifici limiti sugli scarichi idrici in uscita dall'impianto, riportati al paragrafo 9.7 del Parere Istruttorio Conclusivo della Commissione Istruttorio IPPC, allegato al decreto autorizzativo; gli scarichi sottoposti a controllo sono:

- scarico parziale delle acque reflue provenienti dall'impianto ITAR (**SF1-C2**)
- scarico parziale delle acque reflue civili (**SF2-C3**)

Conformità normativa

Tra gli elementi che definiscono gli aspetti ambientali occorre considerare gli "Obblighi normativi e i limiti previsti dalle autorizzazioni", al fine di mantenere nel tempo la conformità legale è stata adottata, dal PP North centrale di La Casella, una procedura dedicata in modo specifico alla individuazione, all'esame ed all'applicazione delle disposizioni di legge locali e degli accordi con le Amministrazioni ed Enti del territorio. Il mantenimento della conformità è uno degli aspetti oggetto di verifica costante mediante un registro normativo che contiene aspetti comuni nazioni e aspetti locali.

In particolare, a seguito del rilascio nel 2021 dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) e successive modifiche, l'Autorità Competente ha definito un Piano di Monitoraggio e Controllo necessario a monitorare il rispetto di tutte le prescrizioni contenute nella suddetta autorizzazione. L'insieme delle misure, delle valutazioni e registrazioni derivanti dall'applicazione del Piano costituiscono parte integrante del Sistema di Gestione Integrato.

La Centrale risulta inoltre conforme ai contenuti della Decisione di Esecuzione (UE) 2021/2326 (che modifica la Decisione UE 2017/1442) che stabilisce le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT), a norma della direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, per i grandi impianti di combustione.

Con riferimento a tutti gli obblighi esposti nel paragrafo seguente, alle autorizzazioni vigenti per il sito ed ai limiti di legge/autorizzativi il Gestore dichiara la piena conformità di quanto disposto ed applicabile per il sito.

La gestione è stata inoltre improntata sui principi di cautela e prevenzione ambientale; è garantito il controllo costante della nuova normativa emanata che viene analizzata e diffusa alla Direzione e agli operatori interessati con mail periodiche. Gli adempimenti derivanti, siano essi periodici o unici, sono gestiti da apposito scadenziario informatizzato che genera avvisi agli operatori interessati. Sono infine previsti periodici controlli incrociati di conformità alle disposizioni normative.

Normativa applicabile

La principale normativa ambientale applicabile all'impianto di La Casella è la seguente:

Aspetti generali

- Decreto legislativo n. 152 del 3.4.2006 (e s. m.i.) "Norme in materia ambientale".
- Regolamento CE 1221/2009 del 25.11.2009 "Regolamento CE n. 1221/2009 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 25 novembre 2009, sull'adesione volontaria delle organizzazioni a un sistema comunitario di ecogestione e audit (EMAS)".
- D.L.vo 4 marzo 2014, n° 46 "Attuazione della direttiva 2010/75/UE relativa alle emissioni industriali (prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento)".
- LEGGE 22 maggio 2015, n. 68 "Disposizioni in materia di delitti contro l'ambiente".
- Direttiva del Ministero dell'Ambiente 16 dicembre 2015, n. 274 "Direttiva per disciplinare la conduzione dei procedimenti di rilascio, riesame e aggiornamento dei provvedimenti di autorizzazione integrata ambientale di competenza del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare".
- Regolamento UE 2017/1505 del 28.08.2017 che modifica gli allegati I, II, III del Regolamento CE n. 1221/2009 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 25 novembre 2009, sull'adesione volontaria delle organizzazioni a un sistema comunitario di ecogestione e audit (EMAS).
- Regolamento UE 2018/2026 del 19.12.2018 che modifica l'allegato IV, del Regolamento CE n. 1221/2009 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 25 novembre 2009, sull'adesione volontaria delle organizzazioni a un sistema comunitario di ecogestione e audit (EMAS)
- DECRETO-LEGGE 1° marzo 2021, n. 22 - Disposizioni urgenti in materia di riordino delle attribuzioni dei Ministeri. (GU Serie Generale n.51 del 01-03-2021) Istituzione dei nuovi ministeri della Transizione ecologica, della Transizione digitale e del Turismo e riordino delle attribuzioni e competenze dei vari ministeri

Documenti riferimento settoriali

Dall'analisi dei documenti settoriali di riferimento emessi ad oggi non ne risultano di diretta applicazione in quanto la "Decisione UE 2019/63 del 19 dicembre 2018 "documento di riferimento settoriale relativo alla produzione di apparecchiature elettriche ed elettroniche" tratta della sola produzione non oggetto della nostra attività, e quello relativo alle migliori tecniche per la gestione dei rifiuti "Decisione UE 2020/519 del 03/04/2020" disciplina le attività di trattamento dei rifiuti, amministrazione e raccolta urbana dei rifiuti.

Emissioni in atmosfera

- Decreto legislativo n. 152 del 3.4.2006 (e s. m.i.) "Norme in materia ambientale" parte V
- Direttiva del Parlamento Europeo 2003/87/CE del 13.10.2003 "Direttiva che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissione dei gas a effetto serra nella Comunità e che modifica la direttiva 96/61/CE del Consiglio".
- Regolamento (CE) n. 166/2006 del Parlamento europeo e del Consiglio 18.1.2006 "Regolamento relativo all'istituzione di un registro europeo delle emissioni e dei trasferimenti di sostanze inquinanti e che modifica le direttive 91/689/CEE e 96/61/CE del Consiglio".
- Decreto legislativo n. 47 del 09.06.2020 "Autorizzazione ad emettere gas serra"
- Regolamento di esecuzione (UE) 2018/2066 della Commissione del 19 dicembre 2018 concernente il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra ai sensi della direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio e che modifica il regolamento (UE) n. 601/2012 della Commissione.

- Regolamento di esecuzione (UE) 2020/2085 della commissione del 14 dicembre 2020 che modifica e rettifica il regolamento di esecuzione (UE) 2018/2066 concernente il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas serra ai sensi della direttiva 2003/87/CE
- Regolamento (UE) 2024/573 del parlamento europeo e del consiglio del 7 febbraio 2024 che abroga il regolamento (UE) n. 517/2014 sui gas fluorurati.
- DPR 16 novembre 2018 n. 146 "Regolamento di esecuzione del regolamento (UE) n. 517/2014 sui gas fluorurati a effetto serra e che abroga il regolamento (CE) n. 842/2006".
- Norma UNI EN 14181:2015 "Assicurazione della qualità di sistemi di misurazione automatici".
- Decisione di esecuzione (UE) 2017/1442 che stabilisce le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT), a norma della direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, per i grandi impianti di combustione
- DECISIONE DI ESECUZIONE (UE) 2021/2326 che stabilisce le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT), a norma della direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, per i grandi impianti di combustione, che modifica ed aggiorna la decisione UE 2017/1442.

Attingimenti e scarichi idrici

- Decreto legislativo n. 152 del 3.4.2006 (e s. m.i.) "Norme in materia ambientale" parte III
- Deliberazione della Giunta Regionale dell'Emilia-Romagna 286 del 14.2.2005 "Direttiva concernente indirizzi per la gestione delle acque di prima pioggia e di lavaggio da aree esterne".
- Delibera Giunta Regione Emilia Romagna Num. 1832 del 29/10/2018 "Nuova determinazione delle modalità per la definizione dei canoni di concessione di derivazione d'acqua pubblica ad uso raffreddamento delle centrali termoelettriche".

Rifiuti

- Decreto legislativo n. 152 del 3.4.2006 (e s. m.i.) "Norme in materia ambientale" parte IV
- Regolamento (UE) n. 1357/2014 della Commissione "Revisione delle caratteristiche di pericolo dei rifiuti e Decisione della Commissione del 18 dicembre 2014"
- Legge 14 dicembre 2018 n.135 abolizione sistema di controllo e tracciabilità rifiuti
- Decreto direttoriale MITE n. 47 del 9.8.21 linee guida sulla classificazione dei rifiuti di cui alla delibera del consiglio del Sistema Nazionale per la protezione dell'ambiente (SNPA) del 18 maggio 21, in attuazione dell'art. 184, c. 5 del D.Lgs. 152/2006.
- Regolamento (UE) N. 2019/1021/Ue integrato dal regolamento n. 2022/2400/Ue in vigore dal 10/06/2023 (POPs);
- Decreto 4 aprile 2023, n. 59 e Decreto Direttoriale n.143 del 6 novembre 2023 (RENTRI).

Rumore

- DPCM 1 marzo 1991 "Limiti massimi di esposizione al rumore negli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno"
- Legge 447 del 26.10.1995 "Legge quadro sull'inquinamento acustico".
- D.M. 11 dicembre 1996 "Applicazione del criterio differenziale per gli impianti a ciclo produttivo continuo".
- DPCM del 14.11.1997 "Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore".
- Comune di Sarmato – Delibera N.38 del 31/05/2005 - Classificazione acustica del territorio comunale adottata con atto di Consiglio Comunale n. 82 del 22.12.2004.
- Comune di Castel San Giovanni ha adottato, con Delibera n° 736 del 28 maggio 2010, il Piano di Classificazione Acustica successivamente inglobato nel Piano Strutturale Comunale di Castel San Giovanni contenete la zonizzazione acustica attualmente in vigore approvato con deliberazione di Consiglio Comunale n. 27 del 12/7/2012.



Campi elettromagnetici

- Legge 36 del 22.2.2001 “Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici”.
- DPCM del 8.7.2003 “Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attuazione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici generati a frequenze comprese fra 100 kHz e 300 GHz”.
- DPCM del 8.7.2003 “Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attuazione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti”.

Efficienza energetica

- Decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102 “Attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE”.
- Legge 11 agosto 2014 “Conversione in legge, con modificazioni, del DL 24 giugno 2014, n 91, recante disposizioni urgenti per il settore agricolo, la tutela ambientale e l'efficientamento energetico dell'edilizia scolastica e universitaria, il rilancio e lo sviluppo delle imprese, il contenimento dei costi gravanti sulle tariffe elettriche, nonché per la definizione immediata di adempimenti derivanti dalla normativa europea”.
- Decreto Legislativo 14 luglio 2020, n. 73 Attuazione della direttiva (UE) 2018/2002 che modifica la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica.

Documenti riferimento settoriali (SRD Sectoral Reference Documents)

Dall'analisi dei documenti settoriali di riferimento emessi ad oggi non ne risultano di diretta applicazione in quanto la “Decisione UE 2019/63 del 19 dicembre 2018 “documento di riferimento settoriale relativo alla produzione di apparecchiature elettriche ed elettroniche” tratta della sola produzione non oggetto della nostra attività, e quello relativo alle migliori tecniche per la gestione dei rifiuti “Decisione UE 2020/519 del 03/04/2020” disciplina le attività di trattamento dei rifiuti, amministrazione e raccolta urbana dei rifiuti. Il Gestore garantisce il mantenimento di quanto previsto dalla Decisione di Esecuzione 2021/2326/UE del 30 novembre 2021.

Informazioni al pubblico

Per informazioni e approfondimenti contattare:

Responsabile Power Plant North

Fabio Giammanco

e-mail: fabio.giammanco@enel.com

RSGI e Responsabile HSEQ Power Plant North

Giorgio Aliotta

e-mail: giorgio.aliotta@enel.com

La registrazione EMAS

Il verificatore Ambientale accreditato che ha convalidato la presente Dichiarazione ambientale ai sensi del regolamento CE 1221/2009 così come modificato dal Regolamento (UE) 2017/1505 del 28 agosto 2017 è:

D.N.V. Business Assurance Italy s.r.l. – Via Energy Park, 14 – 20871 Vimercate (MB) - ITALY, Tel. 039 6899905, n. di accreditamento IT-V-0003.

La prossima Dichiarazione Ambientale verrà presentata nel 2027; la Direzione di Power Plant North – Centrale La Casella si impegna ad elaborare e far convalidare annualmente l'aggiornamento della Dichiarazione Ambientale, così come previsto all'art. 6, comma 2, lettere b e c del reg. CE 1221/09 e a rendere pubblica e disponibile la Dichiarazione Ambientale e gli aggiornamenti annuali a chiunque ne faccia richiesta.

La Dichiarazione Ambientale è pubblicata nel sito di Enel al link:

<https://www.enel.it/it/progetti/a201611-certificazioni-emas.html>



Antonio Sturco