



Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica

COMMISSIONE ISTRUTTORIA PER L'AUTORIZZAZIONE

INTEGRATA AMBIENTALE – IPPC

IL PRESIDENTE

Al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica
DG VA - Div. 2
va@pec.mite.gov.it

All'ISPRA
protocollo.ispra@ispra.legalmail.it

Oggetto: Aggiornamento del Parere Istruttorio Conclusivo relativo al procedimento di riesame dell'AIA rilasciata alla ENEL Produzione S.p.A. per la Centrale Termoelettrica di Porto Corsini (RA) – Procedimento ID 37/13578.

Si trasmette l'aggiornamento del Parere Istruttorio Conclusivo alla luce delle osservazioni pervenute dal Gestore con nota prot. ENEL-PRO-22/12/2023-0021512.

Il Presidente f.f.
Prof. Armando Brath

ALL. PIC



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO

**Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA)
ID 37/13578**

**RIESAME PARZIALE
AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE
DM 274 del 06/07/2021**

**ENEL PRODUZIONE SpA
CTE DI PORTO CORSINI**

Gestore	ENEL PRODUZIONE spa
Località	Centrale di Porto Corsini
Gruppo Istruttore	Dott. Mauro Rotatori – referente
	Dott. Antonio Fardelli
	Ing Marco Antonio Di Giovanni
	Ing. Matteo Balboni – Regione Emilia Romagna
	Ing. Raffaella Manuzzi – ARPAE Ravenna
	Dott. Stefano Ravaioli – Comune di Ravenna



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

INDICE

1	DEFINIZIONI.....	4
2	INTRODUZIONE.....	7
2.1	Atti presupposti	7
2.2	Atti normativi	8
2.3	Atti ed attività istruttorie.....	10
2.4	Riepilogo dei procedimenti istruttori dal rilascio della prima AIA.....	11
2.5	Riepilogo delle diffide attualmente in corso	12
3	IDENTIFICAZIONE DELL'INSTALLAZIONE.....	14
4	ISTANZA DI MODIFICA SOSTANZIALE DI AIA.....	15
5	INQUADRAMENTO TERRITORIALE.....	16
5.1	Inquadramento territoriale	16
5.2	Ciclo produttivo attuale	16
5.3	Combustibili utilizzati	17
5.4	Effluenti gassosi	18
5.5	Approvvigionamenti idrici	18
5.6	Effluenti idrici	19
6	DESCRIZIONE DELL'ASSETTO E MOTIVAZIONE DELLA MODIFICA	21
6.1	Generalità	21
6.2	Turbine a gas (TG).....	23
6.3	Generatore di vapore a recupero (GVR)	23
6.4	Sistema SCR (Selective Catalytic Reduction)	23
6.5	Sistema di controllo.....	28
6.6	Sistema elettrico	28
6.7	Rete antincendio.....	29
6.8	Opere civili.....	29
7	FASE DI ESERCIZIO.....	31
7.1	Uso di risorse	31
7.2	Interferenze con l'ambiente.....	39
7.3	Aree di stoccaggio.....	52
7.4	Rifiuti.....	57
7.5	Approvvigionamenti idrici	58
7.6	Effluenti Idrici (Scarichi)	59
7.7	Rumore	59
7.8	Connessione alla rete elettrica nazionale	59
7.9	Reti fognarie.....	59
8	INQUADRAMENTO AMBIENTALE E SCENARIO EMISSIVO FUTURO	61
8.1	Scenario emissivo	61
8.2	Stato della qualità dell'aria	62
8.3	Analisi meteorologica ed effetti sulla qualità dell'aria	63
8.4	Effetti sulla qualità dell'aria	64
8.5	Acqua.....	65
8.6	Rumore	66
9	VALUTAZIONE DI CONFORMITÀ ALLE BAT	67
10	CRONOPROGRAMMA.....	77



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

11	OSSERVAZIONI DEL PUBBLICO.....	77
12	CONSIDERAZIONI	77
2-	Il valore del minimo tecnico ambientale dei due gruppi è definito:	78
13	CONCLUSIONI e PRESCRIZIONI.....	80
	<i>CAPACITÀ PRODUTTIVA</i>	80
	<i>EFFICIENZA ENERGETICA</i>	81
	<i>EMISSIONI CONVOGLIATE</i>	81
	<i>EMISSIONI NON CONVOGLIATE</i>	82
	<i>GESTIONE SERBATOI AMMONIACA</i>	83
	<i>ODORI</i>	83
	<i>RUMORE</i>	83
	<i>RIFIUTI</i>	83
14	PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO	86



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

1 DEFINIZIONI

Autorità competente (AC)	Il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE), Direzione Generale Valutazioni Ambientali (VA) – Divisione II Rischio Rilevante e Autorizzazione Integrata Ambientale.
Autorità	L'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), per impianti di competenza statale, che può avvalersi, ai sensi dell'articolo 29- <i>decies</i> del Decreto Legislativo n. 152 del 2006 e s.m.i., dell'Agenzia per la protezione dell'ambiente della Regione Emilia Romagna.
Autorizzazione integrata ambientale (AIA)	Il provvedimento che autorizza l'esercizio di un impianto o di parte di esso a determinate condizioni che devono garantire che l'impianto sia conforme ai requisiti di cui al Titolo III-bis del decreto legislativo n. 152 del 2006 e s.m.i.. L'autorizzazione integrata ambientale per gli impianti rientranti nelle attività di cui all'allegato VIII alla parte II del decreto legislativo n. 152 del 2006 e s.m.i. è rilasciata tenendo conto delle considerazioni riportate nell'allegato XI alla parte II del medesimo decreto e delle informazioni diffuse ai sensi dell'articolo 29- <i>terdecies</i> , comma 4, e nel rispetto delle linee guida per l'individuazione e l'utilizzo delle migliori tecniche disponibili, emanate con uno o più decreti dei Ministri dell'ambiente e della tutela del territorio, per le attività produttive e della salute, sentita la Conferenza Unificata istituita ai sensi del decreto legislativo 25 agosto 1997, n. 281.
Commissione IPPC	La Commissione istruttoria di cui all'art. 8-bis del D.Lgs. 152/06 e s.m.i..
Conclusioni sulle BAT	Un documento adottato secondo quanto specificato all'articolo 13, paragrafo 5, della direttiva 2010/75/UE, e pubblicato in italiano nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea, contenente le parti di un BREF riguardanti le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili, la loro descrizione, le informazioni per valutarne l'applicabilità, i livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili, il monitoraggio associato, i livelli di consumo associati e, se del caso, le pertinenti misure di bonifica del sito (art. 5, c. 1, lett. 1-ter.2 del D.Lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.Lgs. n. 46/2014).
Documento di riferimento sulle BAT (o BREF)	Documento pubblicato dalla Commissione europea ai sensi dell'articolo 13, par. 6, della direttiva 2010/75/UE (art. 5, c. 1, lett. 1-ter.1 del D.Lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.Lgs. n. 46/2014).
Gestore	Enel Produzione S.p.A. di Porto Corsini, indicato nel testo seguente con il termine Gestore ai sensi dell'Art.5, comma 1, lettera r-bis del D.Lgs. 152/06 e s.m.i..
Gruppo Istruttore (GI)	Il sottogruppo nominato dal Presidente della Commissione IPPC per l'istruttoria di cui si tratta.
Installazione	Unità tecnica permanente, in cui sono svolte una o più attività elencate all'allegato VIII alla parte II del decreto legislativo n. 152 del 2006 e s.m.i. e qualsiasi altra attività accessoria, che sia tecnicamente connessa con le attività svolte nel luogo suddetto e possa influire sulle emissioni e sull'inquinamento. E' considerata accessoria l'attività tecnicamente connessa anche quando condotta da diverso gestore (art. 5, comma 1, lettera i-quater del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.Lgs. 46/2014)
Inquinamento	L'introduzione diretta o indiretta, a seguito di attività umana, di sostanze, vibrazioni, calore o rumore o più in generale di agenti fisici o chimici nell'aria, nell'acqua o nel suolo, che potrebbero nuocere alla salute umana o alla qualità dell'ambiente, causare il deterioramento di beni materiali, oppure danni o perturbazioni a valori ricreativi dell'ambiente o ad altri suoi legittimi usi. (art. 5, comma 1, lettera i-ter del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.Lgs. 46/2014)



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

Modifica sostanziale di un progetto, opera o di un impianto	<p>La variazione delle caratteristiche o del funzionamento ovvero un potenziamento dell'impianto, dell'opera o dell'infrastruttura o del progetto che, secondo l'Autorità competente, producano effetti negativi e significativi sull'ambiente.</p> <p>In particolare, con riferimento alla disciplina dell'autorizzazione integrata ambientale, per ciascuna attività per la quale l'allegato VIII, parte seconda del D.lgs. n. 152/06 e s.m.i., indica valori di soglia, e' sostanziale una modifica all'installazione che dia luogo ad un incremento del valore di una delle grandezze, oggetto della soglia, pari o superiore al valore della soglia stessa (art. 5, c. 1, lett. 1-bis, del D.lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 46/2014).</p>
Migliori tecniche disponibili (best available techniques - BAT)	<p>La più efficiente e avanzata fase di sviluppo di attività e relativi metodi di esercizio indicanti l'idoneità pratica di determinate tecniche a costituire, in linea di massima, la base dei valori limite di emissione intesi ad evitare oppure, ove ciò si riveli impossibile, a ridurre in modo generale le emissioni e l'impatto sull'ambiente nel suo complesso.</p> <p>Nel determinare le migliori tecniche disponibili, occorre tenere conto in particolare degli elementi di cui all'allegato XI alla parte II del D.Lgs 152/06 e s.m.i..</p> <p>Si intende per:</p> <ol style="list-style-type: none">1) tecniche: sia le tecniche impiegate sia le modalità di progettazione, costruzione, manutenzione, esercizio e chiusura dell'impianto;2) disponibili: le tecniche sviluppate su una scala che ne consenta l'applicazione in condizioni economicamente e tecnicamente idonee nell'ambito del relativo comparto industriale, prendendo in considerazione i costi e i vantaggi, indipendentemente dal fatto che siano o meno applicate o prodotte in ambito nazionale, purché il gestore possa utilizzarle a condizioni ragionevoli;3) migliori: le tecniche più efficaci per ottenere un elevato livello di protezione dell'ambiente nel suo complesso; (art. 5, c. 1, lett. 1-ter del D.lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 46/2014).
Piano Monitoraggio	<p>I requisiti di monitoraggio e controllo degli impianti e delle emissioni nell'ambiente, - conformemente a quanto disposto dalla vigente normativa in materia ambientale e nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 29-bis, comma 1, del D.Lgs 152/06 e s.m.i. - la metodologia e la frequenza di misurazione, la relativa procedura di valutazione, nonché l'obbligo di comunicare all'autorità competente i dati necessari per verificarne la conformità alle condizioni di autorizzazione ambientale integrata ed all'autorità competente e ai comuni interessati i dati relativi ai controlli delle emissioni richiesti dall'autorizzazione integrata ambientale, sono contenuti in un documento definito "Piano di Monitoraggio e Controllo".</p> <p>Tale documento è proposto, in accordo a quanto definito dall'Art. 29-quater co. 6, da ISPRA in sede di Conferenza di servizi ed è parte integrante dell'autorizzazione integrata ambientale.</p> <p>Il PMC stabilisce, in particolare, nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 29-bis, comma 1 del D.Lgs.152/06 e s.m.i. e del decreto di cui all'articolo 33, comma 1, del D.lgs. 152/06 e s.m.i., le modalità e la frequenza dei controlli programmati di cui all'articolo 29-decies, comma 3 del D.Lgs. n. 152/06 e s.m.i.</p>
Uffici presso i quali sono depositati	<p>I documenti e gli atti inerenti il procedimento e gli atti inerenti i controlli sull'installazione sono depositati presso il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE), Direzione Generale Valutazioni Ambientali (VA) – Divisione II Rischio Rilevante e Autorizzazione Integrata Ambientale e sono pubblicati sul sito https://va.mite.gov.it, al fine della consultazione del pubblico.</p>



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

Valori Limite di Emissione (VLE)	<p>La massa espressa in rapporto a determinati parametri specifici, la concentrazione ovvero il livello di un'emissione che non possono essere superati in uno o più periodi di tempo. I valori limite di emissione possono essere fissati anche per determinati gruppi, famiglie o categorie di sostanze, indicate nell'allegato X alla parte II del D.Lgs. n. 152/06 e s.m.i.. I valori limite di emissione delle sostanze si applicano, tranne i casi diversamente previsti dalla legge, nel punto di fuoriuscita delle emissioni dell'impianto; nella loro determinazione non devono essere considerate eventuali diluizioni. Per quanto concerne gli scarichi indiretti in acqua, l'effetto di una stazione di depurazione può essere preso in considerazione nella determinazione dei valori limite di emissione dall'impianto, a condizione di garantire un livello equivalente di protezione dell'ambiente nel suo insieme e di non portare a carichi inquinanti maggiori nell'ambiente, fatto salvo il rispetto delle disposizioni di cui alla parte III del D.Lgs. n. 152/06 e s.m.i. (art. 5, c. 1, lett. i-octies, D.lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 46/2014).</p>
---	--



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

2 INTRODUZIONE

2.1 Atti presupposti

Visto	L'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) rilasciata con DM 274 del 06/07/2021 per l'esercizio dell'installazione IPPC Enel Produzione S.p.A. sita nella località di Porto Corsini (RA), pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana – Serie Generale n. 2173 del 21/07/2021
visto	il Decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare n. GAB/DEC/033/12 del 17/02/2012, registrato alla Corte dei Conti il 20/03/2012 di nomina della Commissione Istruttoria IPPC
vista	La Legge 27 febbraio 2015, n. 11 art. 9-bis che ha prorogato nelle sue funzioni la Commissione Istruttoria IPPC in carica al 31 dicembre 2014 fino al subentro di nuovi componenti nominati con successivo decreto ministeriale
visto	Il Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare n. 0000335 del 12 dicembre 2017, <i>Decreto di disciplina della articolazione, organizzazione e modalità di funzionamento della Commissione Istruttoria per l'Autorizzazione Ambientale Integrata – IPPC, ex art. 10, comma 3 del DPR 90/2007.</i>
considerato	Il Decreto direttoriale n. MITE_CRESS REGISTRO DECRETI.R. n. 123 del 28/06/2022 di Approvazione ed esecuzione dell'Accordo di collaborazione per le modalità di organizzazione, di pianificazione e conduzione delle attività connesse alle domande di AIA di competenza statale ed il supporto tecnico-scientifico alla Commissione istruttoria AIA-IPPC previste dal decreto legislativo 03 aprile 2006 n. 152
visto	l'Ordine di Servizio ISPRA N.165 del 20/05/2013 con oggetto "Pareri tecnici ISPRA"
vista	la lettera del Presidente della Commissione IPPC prot. CIPPC. 0001569 del 15-11-2022, che assegna l'istruttoria per la modifica dell'Autorizzazione Integrata Ambientale rilasciata a Enel Produzione S.p.A. Centrale Termoelettrica di Porto Corsini al Gruppo Istruttore così costituito: Dott. Mauro Rotatori (Referente del Gruppo Istruttore) Dott. Antonio Fardelli Ing. Marco Antonio Di Giovanni
preso atto	che con comunicazioni trasmesse al Ministero della Transizione Ecologica sono stati nominati, ai sensi dell'articolo 10, comma 1, del DPR 14/05/2007, n. 90 i seguenti rappresentanti regionali, provinciali e comunali: Ing. Matteo Balboni – Regione Emilia Romagna Ing. Raffaella Manuzzi- ARPAE Ravenna Dott. Stefano Ravaioli – Comune di Ravenna



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

preso atto	<p>che ai lavori del GI della Commissione IPPC sono stati designati, nell'ambito del supporto tecnico alla Commissione IPPC, i seguenti tecnologi e collaboratori dell'ISPRA:</p> <p>Dott.ssa Annamaria Caputo Dr. Enrico Luotto Ing. Roberto Borghesi – coordinatore, responsabile della Sezione Analisi integrata delle tecnologie e dei cicli produttivi industriali;</p>
------------	--

2.2 Atti normativi

visto	il D.Lgs. n. 152/2006 “ <i>Norme in materia ambientale</i> ” (Pubblicato nella G.U. 14 Aprile 2006, n. 88, S.O.) e s.m.i.
visto	<p>l'articolo 6 comma 16 del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i., che prevede che l'autorità competente nel determinare le condizioni per l'autorizzazione integrata ambientale, fermo restando il rispetto delle norme di qualità ambientale, tiene conto dei seguenti principi generali:</p> <ul style="list-style-type: none">– devono essere prese le opportune misure di prevenzione dell'inquinamento, applicando in particolare le migliori tecniche disponibili;– non si devono verificare fenomeni di inquinamento significativi;– è prevenuta la produzione dei rifiuti, a norma della parte quarta del presente decreto; i rifiuti la cui produzione non è prevenibile sono in ordine di priorità e conformemente alla parte quarta del presente decreto, riutilizzati, riciclati, recuperati o, ove ciò sia tecnicamente ed economicamente impossibile, sono smaltiti evitando e riducendo ogni loro impatto sull'ambiente– l'energia deve essere utilizzata in modo efficace;– devono essere prese le misure necessarie per prevenire gli incidenti e limitarne le conseguenze;– deve essere evitato qualsiasi rischio di inquinamento al momento della cessazione definitiva delle attività e il sito stesso deve essere ripristinato conformemente a quanto previsto all'articolo 29-sexies, comma 9-quinquies
visto	<p>l'articolo 29-<i>sexies</i>, comma 3 del D.Lgs. n. 152/2006, a norma del quale “<i>i valori limite di emissione fissati nelle autorizzazioni integrate ambientali non possono comunque essere meno rigorosi di quelli fissati dalla normativa vigente nel territorio in cui è ubicata l'installazione. Se del caso i valori limite di emissione possono essere integrati o sostituiti con parametri o misure tecniche equivalenti.</i>”</p>



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

visto	<i>l'articolo 29-sexies, comma 3-bis del D.Lgs. n. 152/2006, a norma del quale “L'autorizzazione integrata ambientale contiene le ulteriori disposizioni che garantiscono la protezione del suolo e delle acque sotterranee, le opportune disposizioni per la gestione dei rifiuti prodotti dall'impianto e per la riduzione dell'impatto acustico, nonché disposizioni adeguate per la manutenzione e la verifica periodiche delle misure adottate per prevenire le emissioni nel suolo e nelle acque sotterranee e disposizioni adeguate relative al controllo periodico del suolo e delle acque sotterranee in relazione alle sostanze pericolose che possono essere presenti nel sito e tenuto conto della possibilità di contaminazione del suolo e delle acque sotterranee presso il sito dell'installazione”</i>
visto	<i>l'articolo 29-sexies, comma 4 del D.Lgs. n. 152/2006, a norma del quale “Fatto salvo l'articolo 29-septies, i valori limite di emissione, i parametri e le misure tecniche equivalenti di cui ai commi precedenti fanno riferimento all'applicazione delle migliori tecniche disponibili, senza l'obbligo di utilizzare una tecnica o una tecnologia specifica, tenendo conto delle caratteristiche tecniche dell'impianto in questione, della sua ubicazione geografica e delle condizioni locali dell'ambiente. In tutti i casi, le condizioni di autorizzazione prevedono disposizioni per ridurre al minimo l'inquinamento a grande distanza o attraverso le frontiere e garantiscono un elevato livello di protezione dell'ambiente nel suo complesso”</i>
visto	<i>l'articolo 29-sexies, comma 4-bis del D.Lgs. n. 152/2006, a norma del quale “L'autorità competente fissa valori limite di emissione che garantiscono che, in condizioni di esercizio normali, le emissioni non superino i livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEL) di cui all'articolo 5, comma 1, lettera l-ter.4), attraverso una delle due opzioni seguenti:</i> <i>a) fissando valori limite di emissione, in condizioni di esercizio normali, che non superano i BAT-AEL, adottino le stesse condizioni di riferimento dei BAT-AEL e tempi di riferimento non maggiori di quelli dei BAT-AEL;</i> <i>b) fissando valori limite di emissione diversi da quelli di cui alla lettera a) in termini di valori, tempi di riferimento e condizioni, a patto che l'autorità competente stessa valuti almeno annualmente i risultati del controllo delle emissioni al fine di verificare che le emissioni, in condizioni di esercizio normali, non superino i livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili. “</i>
visto	<i>l'articolo 29-sexies, comma 4-ter del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i. ai sensi del quale “l'autorità competente può fissare valori limite di emissione piu' rigorosi di quelli di cui al comma 4-bis, se pertinenti, nei seguenti casi:</i> <i>a) quando previsto dall'articolo 29-septies;</i> <i>b) quando lo richiede il rispetto della normativa vigente nel territorio in cui è ubicata l'installazione o il rispetto dei provvedimenti relativi all'installazione non sostituiti dall'autorizzazione integrata ambientale”</i>



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

visto	<i>l'articolo 29-sexies, comma 4-quater del D.Lgs. n. 152/2006, a norma del quale “I valori limite di emissione delle sostanze inquinanti si applicano nel punto di fuoriuscita delle emissioni dall'installazione e la determinazione di tali valori è effettuata al netto di ogni eventuale diluizione che avvenga prima di quel punto, tenendo se del caso esplicitamente conto dell'eventuale presenza di fondo della sostanza nell'ambiente per motivi non antropici. Per quanto concerne gli scarichi indiretti di sostanze inquinanti nell'acqua, l'effetto di una stazione di depurazione può essere preso in considerazione nella determinazione dei valori limite di emissione dell'installazione interessata, a condizione di garantire un livello equivalente di protezione dell'ambiente nel suo insieme e di non portare a carichi inquinanti maggiori nell'ambiente. “</i>
visto	l'articolo 29-septies del D.Lgs. n. 152/2006, che prevede che l'autorità competente possa prescrivere l'adozione di misure supplementari più rigorose di quelle ottenibili con le migliori tecniche disponibili qualora ciò risulti necessario per il rispetto delle norme di qualità ambientale
visto	l'articolo 29-octies del D.Lgs. n. 152/2006, che disciplina i Riesami delle Autorizzazioni Integrate Ambientali.
esaminati	i documenti comunitari adottati dalla Unione Europea per l'attuazione delle Direttive 96/61/CE e 2010/75/UE di cui il decreto legislativo n. 152 del 2006 e s.m.i. rappresenta recepimento integrale, e precisamente: <ul style="list-style-type: none">• Conclusioni sulle BAT per i grandi impianti di combustione (Decisione di esecuzione 2021/2326/UE del 30/11/2021) già (DECISIONE DI ESECUZIONE (UE) 2017/1442 DELLA COMMISSIONE del 31 luglio 2017).

2.3 Atti ed attività istruttorie

Preso atto	della nota prot. MiTE 140076 del 10/11/2022 con cui l'Autorità Competente ha avviato il procedimento istruttorio identificato con ID 37/13578 di modifica sostanziale di AIA
esaminati	la nota acquisita al prot. MITE/135579 del 02/11/2022, con la quale il Gestore ha trasmesso istanza di modifica sostanziale di AIA
esaminato	L'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) rilasciata con D.M. 274 del 06/07/2021 per l'esercizio dell'installazione IPPC Enel Produzione S.p.A. – Centrale Termoelettrica di Porto Corsini.
esaminate	le dichiarazioni rese dal Gestore che costituiscono, ai sensi e per gli effetti dell'articolo 3 della Legge 7 agosto 1990, n. 241 e successive modifiche ed integrazioni, presupposto di fatto essenziale per la redazione della presente relazione istruttoria, restando inteso che la non veridicità, falsa rappresentazione o l'incompletezza delle informazioni fornite nelle dichiarazioni rese dal Gestore possono comportare, a giudizio dell'Autorità Competente, un riesame dell'autorizzazione rilasciata, fatta salva l'adozione delle misure cautelari ricorrendone i presupposti.
vista	la Relazione Istruttoria di ISPRA prot 21486 del 21/04/2023 acquisita dalla commissione CIPPC/683 del 24/04/2023



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

vista	la e-mail di convocazione del GI per la riunione del 04/07/2023, avente prot. CIPPC/940 del 13/06/2023.
visto	il verbale della riunione del GI tenutasi in data 04/7/2023, avente prot CIPPC 1058 del 05/07/2023
esaminate	le integrazioni del gestore trasmesse con nota ENEL –PRO 14/07/2023-0012067 acquisite MASE/116012 del 17/07/2023 e trasmesse dal MASE con nota prot. 144487 del 12/09/2023 alla Commissione IPPC e acquisite con prot.CIPPC/1331 del 12/09/2023
vista	La e-mail della segreteria della commissione IPPC inviata al GI in data 10/10/2023 per la condivisione del PIC, avente prot. CIPPC/1489 del 17/10/2023
vista	La e-mail della segreteria della commissione IPPC inviata al GI in data 30/10/2023 per la condivisione del PIC, per le osservazione pervenute successivamente al precedente invio, avente prot. CIPPC/1596 del 03/11/2023.
viste	Le osservazioni del gestore ENEL-PRO 22/12/2023-0021512 e acquisite MASE con prot. 0212892 del 27/12/2023
vista	La e-mail della segreteria della commissione IPPC inviata al GI in data 28/12/2023 per la condivisione del PIC dopo le osservazioni del gestore, avente prot. CIPPC/0002 del 03/01/2024

2.4 Riepilogo dei procedimenti istruttori dal rilascio della prima AIA

ID	Tipologia di procedimento		Atto autorizzativo
37/347	Aggiornamento AIA per modifica non sostanziale	Comunicazione della variazione di capacità dello stoccaggio di gasolio (aree di stoccaggio di materie prime, prodotti ed intermedi).	DVA-2012-0025053 del 17/10/2012
37/393	Aggiornamento AIA per modifica non sostanziale	Valutazione ottemperanza art.1, comma 4:” Riduzione impatto termico utilizzi alternativi delle acque e individuazione di altri punti di scarico - Proposta di variante nell'attuazione degli interventi”.	DVA-2013-0006242 del 12/03/2013
37/476	Aggiornamento AIA per modifica non sostanziale	Valutazione ottemperanza di prescrizione art.1, comma 3 -"Valutazione effetti scarico termico sulla Pialassa Baiona".	DVA-2014-0006599 del 12/03/2014
37/613	Aggiornamento AIA per modifica non sostanziale	Installazione nuovo generatore di vapore ausiliario di emergenza.	DVA-2014-0010082 del 09/04/2014
37/836	Riesame avviato in adempimento prescrizione AIA	Verifica prescrizione art.1 c. 3.	DVA-2015-0017615 del 07/07/2015
37/1118	Riesame AIA	variazione della frequenza di indagine mirata alla valutazione degli effetti dello scarico termico della centrale Enel sulla Pialassa Baiona da biennale (art.1, comma 3 del Decreto AIA) a quadriennale.	28168/DVA del 04/12/2017



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

37/10571	Riesame avviato in adempimento prescrizione AIA	Valutazione effetti scarico termico della centrale ENEL sulla Pialassa Baiona.	MATTM-2020-77543 del 05/10/2020
37/10143	Riesame Complessivo AIA	-	D.M. 274 del 06/07/2021
37/11676	Aggiornamento AIA per modifica non sostanziale	Installazione di catalizzatore CO unità G	MATTM-2022-115422 del 25/10/2021
37/12923	Aggiornamento AIA per modifica non sostanziale	Installazione di catalizzatore CO unità E camino 1	MiTE-2022-131686 del 24/10/2022
37/13170	Riesame avviato in adempimento prescrizione AIA	Adempimento prescrizione di cui al Parere Istruttorio Conclusivo (PIC) sull'aggiornamento del piano di dismissione del sito di Porto Corsini	MiTE nota n. 156543 del 13/12/2022
37/12859	Riesame parziale dell'AIA	Riesame parziale dell'AIA riguardanti delle prescrizioni relative ai valori limite di scarico delle acque di raffreddamento nel punto C3 (scarico SF5)	MiTE nota n. 20695 del 14/02/2023
37/13821	Riesame AIA	Adeguamento nuovi valori limiti alle emissioni per i medi impianti di combustione	MITE nota n. 35815 del 10/03/2023
37/13957	Aggiornamento AIA per modifica non sostanziale	Spostamento dell'area assegnata alle ditte appaltatrici.	MASE nota n. 53325 del 05/04/2023

2.5 Riepilogo delle diffide attualmente in corso

Diffida per inosservanza delle prescrizioni autorizzative di cui alla nota ISPRA prot. 39763 del 22/07/2021 (prot MATTM 0085061 del 03/08/2021).

Nelle giornate dal 18/06/2021 al 30/06/2021, secondo quanto disposto nella programmazione 2021 dei controlli impianti statali soggetti ad AIA, è stata effettuata l'attività di controllo ordinaria presso l'installazione Impianto Centrale a Ciclo Combinato "Teodora" di Porto Corsini della società Enel Produzione S.p.A. sito in Porto Corsini (RA).

Ad esito delle suddette attività, pur considerando quanto rappresentato dal gestore, si accerta con la presente, d'intesa con ARPAE-Sezione di Ravenna, la violazione delle seguenti prescrizioni dell'atto autorizzativo in riferimento:

- 1) prescrizione del paragrafo 9.4 di pagina 34 del PIC che recita "Lo scarico delle acque di raffreddamento nel punto ufficiale di prelevamento, individuato nel punto C3, deve essere conforme al limite di emissione indicati nella Tabella 3 dell'Allegato 5 relativo agli allegati alla parte terza del D.Lgs. 152/06, ad eccezione dei parametri cloruri e solfati non applicabili in zone equiparabili alle acque marino-costiere e del parametro boro il cui valore limite di emissione da rispettare è pari a 10 mg/l";
- 2) mancata comunicazione come prescritto al paragrafo "Eventuali non conformità" di pagina 31 del PMC allegato all'AIA che recita "In caso di registrazione di valori di emissione non conformi ai valori limite stabilite nell'autorizzazione ovvero in caso di non conformità ad altre prescrizioni tecniche deve essere predisposta immediatamente una registrazione su file con identificazione delle



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

cause ed eventuali azioni correttive/contenitive adottate, tempistiche di rientro nei valori standard. Entro 24 ore dal manifestarsi della non conformità, e comunque nel minor tempo possibile, deve essere resa un'informativa dettagliata all'Autorità Competente con le informazioni suddette e la durata prevedibile della non conformità. Alla conclusione dell'evento il gestore dovrà dare comunicazione del superamento della criticità e fare una valutazione quantitativa delle emissioni complessive dovute all'evento medesimo.....”.

Per le violazioni di cui sopra ISPRA d'intesa con ARPAE, ai sensi dell'art. 29-decies comma 6, propone a codesta Autorità di diffidare il Gestore affinché, entro trenta giorni dalla ricezione della diffida:

- a) adegui le proprie procedure del sistema di gestione ambientale per rendere automatica ed obbligatoria l'effettuazione nelle 24 ore dalla presa visione di un eventuale superamento di un valore limite, come richiesto dal PMC a pagina 31, della prescritta comunicazione.
- b) Trasmetta la suddetta procedura agli Enti di controllo e all'Autorità Competente.

Il GI fa presente che il gestore ha presentato istanza di Riesame parziale dell'AIA riguardanti le prescrizioni relative ai valori limite di scarico delle acque di raffreddamento nel punto C3 (scarico SF5). Il procedimento ID37/12859 si è concluso con l'emissione Parere Istruttorio Conclusivo di modifica del Decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) D.M. 274 del 06/07/2021, con Decreto MiTE/20695 del 14/02/2023.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

3 IDENTIFICAZIONE DELL'INSTALLAZIONE

Ragione sociale	Enel Produzione S.p.A. – Centrale a ciclo combinato di Porto Corsini
Indirizzo sede operativa	Via Baiona, 253 – 48123 Porto Corsini (RA)
Sede Legale	Viale Regina Margherita, 125 – 00198 Roma
Rappresentante Legale	Ing. Luca Solfaroli Camillocci
Tipo installazione	Impianto esistente
Codice e attività IPPC	<u>Codice IPPC 1.1</u> Combustione di combustibili in installazioni con una potenza termica nominale totale pari o superiore a 50 MW
	<u>Classificazione NACE</u> Codice 35.11: Produzione di energia elettrica
	<u>Classificazione NOSE-P</u> Codice 101.04: Combustione nelle turbine a gas
Gestore	Ing. Alberto Marini Indirizzo: Via Baiona, 253 – 48123 Porto Corsini (RA) Recapito telefonico: 0544-223111 E-mail: alberto.marini@enel.com
Referente IPPC	Dott. Claudio Bisulli Indirizzo: Via Baiona, 253 – 48123 Porto Corsini (RA) Recapito telefonico: 0544-223111 E-mail: claudio.bisulli@enel.com
Impianto a rischio di incidente rilevante	No
Numero di addetti	40
Sistema di gestione ambientale	L'impianto è in possesso dei seguenti SGA: - Certificato ISO 14001, data scadenza: 27/07/2022; - Registrato ai sensi del regolamento CE n. 1221/2009, data scadenza: 05/05/2023.
Certificato di prevenzione incendi	SI (Pratica n. 4978, prot. 00001833 del 15/02/2018 Registro Ufficiale in Ingresso del Dipartimento dei Vigili del Fuoco del Soccorso Pubblico e della Difesa Civile COM-RA)
Periodicità dell'attività	Continua



4 ISTANZA DI MODIFICA SOSTANZIALE DI AIA

L'istanza del Gestore, con nota prot. ENEL-PRO-21/10/2022-0016696, acquisita dal MiTE con prot. 0135579 del 02/11/2022, riguarda:

“Progetto di upgrade impianto per la Centrale “Teodora” di Porto Corsini, l'intervento consiste nella sostituzione delle “parti calde” delle due turbine a gas delle unità 3 (TG-E) e 4 (TG-G) esistenti, l'installazione di un sistema di denitrificazione catalitica (SCR) attraverso l'inserimento di un catalizzatore di NOx nel CVR nonché la realizzazione dello stoccaggio per l'ammoniaca e delle relative connessioni.”

L'impianto attuale è costituito da n. 2 unità di produzione uguali, in ciclo combinato, di circa 380 MWe ciascuna. Ogni unità è composta da una Turbina a Vapore e una Turbina a Gas, in configurazione multi- shaft, e con raffreddamento del condensatore in ciclo aperto con acqua prelevata dal canale Candiano e restituita al canale Magni.

Esse impiegano esclusivamente gas naturale come combustibile di produzione. La potenza elettrica lorda complessiva è 760 MWe e potenza termica di 1.290 MWt.

Tali unità sono identificate nel seguito della presente relazione come unità 3 e unità 4 e a tale riguardo si precisa che le stesse possono anche in qualche documento essere individuate dal progressivo delle relative turbine a gas, ovvero rispettivamente E e G.

Nell'ambito di una fermata di manutenzione programmata per le turbine a gas delle unità 3 e 4 esistenti è prevista la sostituzione delle parti calde ed in particolare la sostituzione delle pale fisse e mobili delle turbine e l'installazione di un nuovo sistema bruciatori. L'aggiornamento tecnologico dei componenti che verranno installati, consentirà un miglioramento delle loro prestazioni tecniche con un conseguente aumento della potenza elettrica lorda erogabile da ciascun ciclo combinato (da 380 MWe vs 410 MWe). Nell'ottica di ridurre e minimizzare gli impatti ambientali, anche a seguito dell'incremento di potenza delle unità, si propone un miglioramento delle performance emissive con una riduzione degli NOx emessi da ciascuna unità in tutte le condizioni di funzionamento (attuali 30 mg/Nm3 vs proposti 10 mg/Nm3) grazie all'installazione di sistemi di denitrificazione catalitica, nel seguito denominati SCR (Selective Catalytic Reduction).

Gli interventi presentano le caratteristiche tecniche idonee per inserirsi nel contesto energetico nazionale ed europeo; tale contesto è in continua evoluzione e indirizzato nei prossimi anni verso la progressiva uscita di produzione delle centrali a carbone e una presenza sempre più diffusa di fonti di energia intermittente (quali le rinnovabili), a cui è necessario affiancare unità di produzione elettrica stabili, efficienti e flessibili per assicurare l'affidabilità complessiva del sistema elettrico nazionale.

Il nuovo progetto prevede l'adeguamento delle apparecchiature esistenti secondo i criteri più avanzati di efficienza e compatibilità ambientale nel pieno rispetto delle Best Available Techniques Reference document (BRef) di settore¹.

¹ (“Decisione di esecuzione (UE) 2017/1442 della Commissione del 31 luglio 2017 che stabilisce le Conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT) a norma della direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, per i grandi impianti di combustione [notificata con il numero C(2017) 5225]”) pubblicate in data 17/08/2017 sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea.



5 INQUADRAMENTO TERRITORIALE

5.1 Inquadramento territoriale

La Centrale Enel “Teodora” di Porto Corsini è situata nella zona settentrionale del polo industriale nord, in località Porto Corsini che dista circa 12 km dal centro storico di Ravenna, adiacente al canale navigabile Candiano, a circa 1,3 km dalla linea di costa orientata da sud a nord sul Mare Adriatico. Sulla base della cartografia del PSC l’area su cui sorge la centrale è classificata come Area consolidata per attività produttiva portuale.

L’impianto attuale è costituito da n. 2 unità di produzione uguali, in ciclo combinato, di circa 380 MWe ciascuna. Ogni unità è composta da una Turbina a Vapore e una Turbina a Gas, in configurazione multi- shaft, e con raffreddamento del condensatore in ciclo aperto con acqua prelevata dal canale Candiano e restituita al canale Magni.

Esse impiegano esclusivamente gas naturale come combustibile di produzione. La potenza elettrica lorda complessiva è 760 MWe e potenza termica di 1.290 MWt.



Figura 1 – Immagine satellitare centrale “Teodora” di Porto Corsini

5.2 Ciclo produttivo attuale

La Centrale “Teodora” di Enel Produzione S.p.A. di Porto Corsini era costituita in passato da quattro unità termoelettriche monoblocco:

- Due da 70 MWe (sez. 1 e 2)
- Due da 156 MWe (sez. 3 e 4)

Negli anni 2000 le unità 1-2 sono state demolite mentre le Unità 3-4 sono state riconvertite in ciclo combinato, da 380 MWe ciascuno. Ciascuna unità è costituita da una turbina a gas (TG), da una caldaia a recupero (GVR) e da una turbina a vapore (TV), che scarica il vapore esausto nel relativo condensatore ed impiega come combustibile per la produzione di energia elettrica esclusivamente gas naturale.

Nei gruppi EeG, i gas di combustione attraversano un catalizzatore composto da una speciale pellicola in acciaio inossidabile, ondulata e rivestita con un washcoat di allumina



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC

ENEL PRODUZIONE SpA

Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

impregnato di platino, al fine di ridurre le emissioni di CO. La pellicola del catalizzatore è piegata e racchiusa in telai di acciaio saldati, in modo da formare singoli pannelli (o moduli) fissati ad un telaio installato tra i banchi di scambio del Generatore di Vapore a Recupero esistente; non vi sono componenti ausiliari al catalizzatore, trattandosi di un componente statico senza necessità di fluidi/reagenti aggiuntivi.

Il sistema di raffreddamento dei condensatori e di tutti gli ausiliari di Centrale prevede l'utilizzo di acqua

di mare in ciclo aperto. L'acqua viene prelevata dal canale Candiano e restituita al canale Magni.

Le sezioni termoelettriche sono collegate ciascuna a una propria stazione di Centrale dotata di una linea di connessione Terna. La stazione elettrica è contigua alla Centrale da cui parte una linea verso Ravenna a 380 kV.

Unità	Potenza Elettrica	Potenza Termica
Unità 3	380 MWe	645 MWt
Unità 4	380 MWe	645 MWt



5.3 Combustibili utilizzati

Attualmente l'impianto utilizza Gas Naturale (GN) quale combustibile principale per tutte le unità dell'impianto, che consente di alimentare le due esistenti sezioni a ciclo combinato a pieno carico.

La fornitura del gas alla recinzione di impianto è effettuata da una diramazione della linea proveniente dalla rete nazionale di SNAM RETE GAS.

Per l'utilizzo del prodotto alle condizioni di esercizio necessarie è previsto un apposito impianto composto da riduttore di pressione (75 – 35 bar) e sistema di trattamento costituito da filtro a secco-umido, due filtri a secco e scambiatore di calore. L'impianto è dotato inoltre degli opportuni servizi ausiliari e dei misuratori di portata fiscali.

I combustibili utilizzati dall'esercizio della Centrale ed i relativi consumi alla capacità produttiva sono indicativamente riassunti nella seguente tabella

Combustibile	Consumo	Utilizzo
Gas naturale	1.355.135.862 [Sm ³ /anno] ²	Unità: TG-E e TG-G e caldaie ausiliarie
Gasolio	C.ca 2,1 [t/anno] ³	Gruppi elettrogeni e pompe antincendio

2)

Il consumo annuale alla capacità produttiva conseguibile considerando le due unità in ciclo combinato (TG-E + TG-G) in funzione per il numero di ore anno pari a 8.760 h/anno.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

3) Il consumo di gasolio in modeste quantità è solo per i gruppi elettrogeni di emergenza ed il diesel di emergenza per l'antincendio (valore stimato per le prove delle macchine).

5.4 Effluenti gassosi

La Centrale è attualmente esercita, in accordo all'autorizzazione all'esercizio con decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale (A.I.A.) DEC-MIN-0000274 del 06/07/2021, in modo da rispettare i seguenti limiti di emissioni gassose, espressi come medie giornaliere:

Unità	Altezza camino [m]	Macroinquinante	Concentrazione [mg/Nm ³] (*)	Tenore di O ₂ [%]
Unità 3	90	NO _x	30	15
		CO	30	
Unità 4	90	NO _x	30	15
		CO	30	

(*) Valori limite autorizzati da AIA: su base giornaliera

Altre emissioni provenienti da attività tecnicamente connesse sono relative all'eventuale esercizio di gruppi elettrogeni di emergenza e motopompa antincendio, eserciti saltuariamente nelle prove periodiche di funzionamento e delle caldaie ausiliarie, che hanno la funzione di fornire vapore durante le fasi di avviamento delle unità 3 e 4 nonché per esigenze di impianto in caso di fuori servizio di queste ultime.

5.5 Approvvigionamenti idrici

I fabbisogni idrici per l'esercizio della Centrale di Porto Corsini sono legati alle seguenti tipologie di acque:

- Acqua di Mare

L'acqua di mare è prelevata dal Canale Candiano tramite opportune opere di presa dotate di griglie per la captazione del materiale più grossolano trascinato nell'aspirazione dell'acqua; questa raggiunge poi l'impianto in una condotta della lunghezza di circa 50 m ed è restituita, dopo aver espletato la sua funzione di raffreddamento, attraverso un canale a cielo aperto che sfocia nel canale artificiale Magni e da esso alla Pialassa Baiona. La portata di prelievo attualmente autorizzata per il sito di Porto Corsini è di circa 65.000 m³ /h.

Il sistema acqua di circolazione è tipo aperto. Essa è impiegata principalmente nei condensatori per il raffreddamento e la condensazione del vapore in uscita dalle turbine a vapore delle unità 3 e 4 di produzione energia e per il raffreddamento dei macchinari di servizio attraverso refrigeranti in ciclo chiuso.

Il processo di condensazione del vapore e di raffreddamento dei macchinari lascia inalterate le caratteristiche dell'acqua di mare fatto salvo un incremento di temperatura. L'unico elemento che agisce sotto il profilo chimico è l'uso stagionale di ipoclorito di sodio per limitare la proliferazione di organismi acquatici ("fouling"), nei tubi dei condensatori.

Il dosaggio avviene secondo un protocollo mutuato da una campagna sperimentale, al fine di ridurre al minimo il quantitativo di ipoclorito di sodio dosato.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

La temperatura assoluta sullo scarico è un parametro misurato in continuo per la verifica del limite (35°C).

- Acqua Potabile e Acqua Industriale

Nella Centrale a ciclo combinato di Porto Corsini “Teodora” non sono presenti pozzi per l'emungimento di acqua dolce dalla falda. Attualmente sussistono due contratti di fornitura con l'azienda locale HERAmbiente per acqua industriale e acqua civile.

L'acqua industriale viene utilizzata principalmente per la produzione di acqua demineralizzata e marginalmente per i servizi di Centrale.

Per entrambe le forniture i quantitativi sono misurati da appositi contatori. Il fabbisogno di acqua potabile è relativo agli usi civili dall'impianto (uffici, spogliatoi, mensa) ed al numero di personale in servizio in impianto.

- Acqua Demineralizzata

L'impianto di demineralizzazione ha lo scopo di produrre acqua idonea all'uso nei cicli termici delle unità produttive della Centrale di Porto Corsini. L'acqua demineralizzata è utilizzata principalmente per il reintegro del ciclo a vapore, per le caldaie ausiliarie e per il circuito chiuso dell'acqua di raffreddamento servizi. Viene prodotta dall'acqua industriale attraverso un impianto ad osmosi inversa associato ad elettrodeionizzatori.

In aggiunta, per ridurre i consumi di acqua industriale, è presente un impianto con colonne a scambio ionico per il recupero parziale delle acque utilizzate nel ciclo termico. L'acqua demineralizzata prodotta viene poi stoccata in due appositi serbatoi con capacità di circa 1.000 m3 cadauno.

Utilizzando acqua industriale, fornita da un acquedotto consortile e stoccata in apposito serbatoio con capacità di circa 1.000 m3, viene prodotto un quantitativo massimo di 30 m3 /h di acqua demineralizzata a conducibilità inferiore a 1 microsiemens/cm. L'impianto è costituito da due linee di produzione, gemelle, della potenzialità di circa 15 m3 /h ciascuna, una di riserva all'altra, con possibilità di funzionamento in parallelo per brevi periodi. Ciascuna linea di produzione è costituita da una sezione di filtrazione, una sezione di osmosi inversa ed una sezione di demineralizzazione finale tramite elettrodeionizzatore (EDI), preceduta da un degasatore atmosferico.

Il consumo (indicativo) della risorsa idrica associata alla capacità produttiva è sinteticamente descritto nella seguente tabella:

Approvvigionamento	Fasi di utilizzo	Utilizzo		Quantità [m3/anno]
Acquedotto a uso industriale	Unità 3 e 4 e sistemi ausiliari	Industriale	Processo	780.000
Acqua di mare	Unità 3 e 4	Industriale	Raffreddamento	569.400.000
Acquedotto a uso potabile		Altro	Mensa, servizi igienici, spogliatoi (*)	6.000

(*) Valori indicativi in funzione dell'attività d'impianto e personale presente in Centrale

5.6 Effluenti idrici

La Centrale di Porto Corsini è oggi autorizzata allo scarico dei reflui depurati presso il canale Candiano, come previsto dal Decreto AIA vigente DEC-MIN-0000274 del 06/07/2021.

Tutta l'area di impianto è dotata di appositi reticoli fognari separati che raccolgono le diverse



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC

ENEL PRODUZIONE SpA

Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

tipologie di acque presenti:

- acque meteoriche non inquinabili da sostanze presenti sull'impianto;
- acque industriali e meteoriche inquinabili da oli minerali;
- acque acide-alcaline;
- acque di raffreddamento condensatori e refrigeranti in ciclo chiuso;
- acque sanitarie e domestiche.

La Centrale si caratterizza per la presenza di cinque punti di scarico finale:

- SF1, SF2 e SF3 che scaricano, senza alcun trattamento e controllo analitico, nel canale Candiano le acque meteoriche non potenzialmente inquinabili; nello scarico SF1 convergono anche le acque reflue provenienti dall'impianto di trattamento delle acque reflue (ITAR) a valle del quale è presente un pozzetto di campionamento denominato C1;
- SF4 che scarica nel canale Magni le acque meteoriche non potenzialmente inquinabili;
- SF5 che scarica nel canale Magni le acque di raffreddamento; prima dello scarico SF5 nel canale Magni è presente un pozzetto di prelievo denominato C3.
- Le acque reflue industriali (salamoia) prodotte dall'impianto ad osmosi inversa (DEMI) sono utilizzate quale fluido per le tenute idrauliche delle pompe di aspirazione acqua di raffreddamento e quindi completamente recuperate; tali acque sono campionate nel punto C2. Solo in casi eccezionali di guasti al sistema di riutilizzo è possibile scaricare le suddette acque nel canale Magni tramite lo scarico SF5.

Impianti di trattamento delle acque

- Acque di origine meteorica

Le acque meteoriche raccolte in aree non inquinate sono recapitate in apposite vasche ed inviate allo scarico.

- Acque industriali e meteoriche inquinabili da oli minerali

Derivano da spurghi e lavaggi di aree coperte con possibilità di inquinamento da oli minerali (sala macchine, edificio servizi, ecc.) e da aree scoperte. Vengono raccolte nelle fognature dedicate ed inviate all'impianto ITAR per il loro trattamento.

L'impianto ITAR raccoglie tutte le acque inquinate e/o potenzialmente inquinabili (comprese le biologiche peraltro già trattate da uno specifico impianto dedicato), prodotte nell'area di Centrale. È diviso in due sezioni:

- sezione acque acide/alcaline;
- sezione acque oleose.

Ciascun trattamento è dimensionato per una portata di 10 m³ /h e possiede un serbatoio di accumulo acque reflue trattate da 1.000 m³.

Scarico acque di raffreddamento

Le acque di raffreddamento una volta attraversati i condensatori vengono direttamente scaricate attraverso un canale a cielo aperto che sfocia nel canale artificiale Magni e da esso alla Pialassa



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

Baiona.

Il processo di condensazione del vapore e di raffreddamento dei macchinari lascia inalterate le caratteristiche dell'acqua di mare fatto salvo un incremento di temperatura.

La temperatura assoluta sullo scarico è un parametro misurato in continuo per la verifica del limite.

Il limite imposto per la temperatura dell'acqua di scarico è 35°C; il punto di controllo di tale limite è posto sul canale di scarico della Centrale al punto C3.

Scarico acque reflue

Tutte le acque inquinate e/o potenzialmente inquinabili vengono recuperate o convogliate allo scarico dopo opportuni trattamenti nell'impianto ITAR e comunque dopo che queste abbiano caratteristiche tali da poter essere scaricate secondo la normativa vigente. I quantitativi di acqua trattata e scaricate sono misurati da appositi contatori.

I controlli di qualità dell'acqua, cioè la verifica della rispondenza ai limiti di legge, vengono effettuati mediante il prelievo di campioni da appositi pozzetti posti prima dei punti di confluenza delle acque. La frequenza e la tipologia dei controlli sono dettati da apposita procedura.

I dati risultanti vengono utilizzati per la compilazione del Rapporto Ambientale (con cadenza annuale).

6 DESCRIZIONE DELL'ASSETTO E MOTIVAZIONE DELLA MODIFICA

6.1 Generalità

Il Gestore dichiara che nell'ambito di una fermata di manutenzione programmata, è prevista la sostituzione delle "parti calde" delle due Turbine a Gas delle unità 3 (TG-E) e 4 (TG-G) esistenti, in particolare di:

- sistema pale fisse e mobili Turbina;
- sistema bruciatori

Gli interventi proposti prevedono l'installazione del sistema di denitrificazione catalitica (SCR) attraverso l'inserimento del catalizzatore nel GVR e la realizzazione dello stoccaggio per l'ammoniaca e delle relative connessioni.

Si precisa che gli interventi previsti non determineranno alcuna modifica del layout di Centrale attuale, a parte quella dovuta alla realizzazione dello stoccaggio dell'ammoniaca e delle relative connessioni, e continueranno ad essere utilizzati i camini esistenti.

Gli interventi consentiranno di:

- 1) aumentare, in condizioni ISO, la potenza elettrica lorda di ciascuna unità a circa 410 MWe e a circa 719 MWt (a fronte degli attuali valori autorizzati di 380 MWe e 645 MWt,) quindi con un aumento per ciascuna unità della potenza elettrica lorda di circa 30 MWe e della potenza termica di circa 74 MWt, rispetto ai valori attualmente autorizzati;
- 2) ottenere una concentrazione di emissioni in atmosfera di NOx sensibilmente inferiore rispetto ai valori attuali grazie all'installazione di un catalizzatore per la riduzione selettiva (SCR) degli NOx (proposti 10 mg/Nm3 vs attuali 30 mg/Nm3);
- 3) migliorare i materiali e il design di tutti i componenti in modo da aumentarne la loro vita utile.

Gli interventi porteranno a migliorare le prestazioni tecniche e ambientali dell'impianto esistente rispondendo ai requisiti delle "Best Available Techniques Reference document" (BRef) ed ai requisiti



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

delle BAT di settore, BAT-Conclusions di cui alla DEC. UE 2021/2326.

Solo contestualmente alla messa in funzione dei nuovi sistemi DeNO_x i due cicli combinati saranno eserciti ad una potenza lorda superiore a quella attuale sfruttando le maggiori potenzialità delle relative Turbine a Gas.

L'aumento della potenza elettrica sarà, quindi, principalmente dovuto al miglioramento delle prestazioni delle Turbine a Gas ed in misura inferiore ad un incremento della potenza della Turbina a Vapore, a seguito del leggero aumento della produzione di vapore del Generatore di Vapore a Recupero.

Il miglioramento prestazionale ed ambientale atteso dal progetto viene riassunto nei parametri principali nella seguente tabella:

VALORI	SITUAZIONE ATTUALE	PERFORMANCES ATTESE
POTENZA ELETTRICA	380 MW _e (*)	410 MW _e (*)
POTENZA TERMICA	645 MW _t (*)	719 MW _t (*)
ORE FUNZIONAMENTO ANNUE	8760 (*)	8000 (*)
PORTATA FUMI	2.400.00 Nm ³ /h	2.620.00 Nm ³ /h
AMMONIA SLIP	-	5 mg/Nm ³
EMISSIONI CO	30 mg/Nm ³ (**)(***)	30 mg/Nm ³ (**)
EMISSIONI NO _x	30 mg/Nm ³ (**)(***)	10 mg/Nm ³ (**)

(*) Dato riferito alla singola unità (3 e 4)

(**) Tenore di ossigeno: 15%

(***) Valori limite autorizzati da ALA: su base giornaliera

Si fa presente che, a seguito della condizione ambientale n. 4 contenuta nel Decreto Esclusione VIA (Decreto nr. 17 del 28/03/2022 – Parere CT VIA nr. 409 del 14/01/2022), per garantire l'invarianza delle emissioni massiche annue di CO rispetto allo scenario attuale, si propone una riduzione delle ore annue di esercizio proporzionale all'aumento di emissioni massiche stimato a valle dell'upgrade. Difatti per il CO, poiché i valori di concentrazione alle emissioni di progetto confermano i limiti emissivi già autorizzati, il bilancio emissivo massico risulterebbe in aumento di circa l'8,5%, a causa della maggiore portata volumetrica delle due unità a valle dell'upgrade. Pertanto, al fine di ridurre le emissioni massiche annue di CO, in base agli interventi che saranno effettuati nel sito di Porto Corsini, il Gestore si impegna a ridurre il numero di ore di esercizio al normale funzionamento della stessa percentuale di cui sopra, passando da 8760 a 8000 ore/anno, così da compensare l'incremento di portata volumetrica dopo l'upgrade.

Si precisa inoltre che, la piena attuazione e applicazione dei limiti e dei parametri descritti nei successivi capitoli della relazione decorreranno dal completamento delle attività oggetto del presente intervento e dalla successiva messa in servizio delle opere.



6.2 Turbine a gas (TG)

Il miglioramento delle prestazioni delle Unità 3 e Unità 4 esistenti sarà garantito tramite sostituzione e modifica di componenti interni delle Turbine a Gas (TG) esistenti.

Il miglioramento delle prestazioni TG si baserà principalmente sull'aumento del flusso di massa dell'aria di aspirazione del compressore e sull'aumento della temperatura di ingresso della turbina.

I componenti principali che si andranno a sostituire o modificare saranno:

- nuovo sistema pale fisse e mobili Turbina;
- nuovo sistema bruciatori;
- miglioramento sistemi valvole IGV e Blow-off Compressore;
- modifiche al software di gestione.

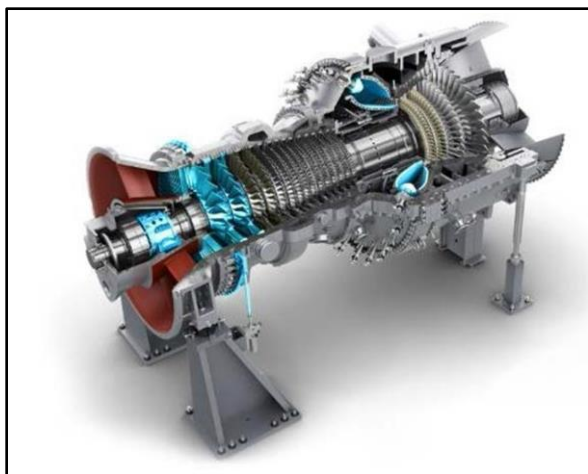


Figura 3 – Schema Turbina Gas (TG)

Gli interventi verranno effettuati in concomitanza con le fermate programmate delle Unità esistenti 3 e 4 e le modifiche riguarderanno i componenti interni alle TG.

6.3 Generatore di vapore a recupero (GVR)

Attualmente i gas di scarico provenienti dalle turbine a gas sono convogliati all'interno dei GVR, dove attraversano in sequenza i diversi banchi di scambio termico e al termine vengono convogliati all'atmosfera attraverso il camino.

I GVR delle Unità 3 e Unità 4 esistenti, oggetto degli interventi, sono del tipo orizzontale.

Gli interventi consistono nell'inserimento all'interno di ciascuno dei GVR di catalizzatori, che avranno lo scopo di ridurre le emissioni gassose e migliorare le prestazioni ambientali delle due unità. Tali interventi non comporteranno modifiche all'attuale configurazione geometrica esterna dei GVR esistenti, in quanto interni agli stessi.

6.4 Sistema SCR (Selective Catalytic Reduction)

Descrizione del sistema di Abbattimento NO_x (SCR)

La tecnologia SCR rappresenta, al momento, il metodo più efficiente per l'abbattimento degli ossidi di azoto: essa permette di ridurre gli ossidi di azoto (NO_x) in azoto molecolare (N₂) e vapore acqueo (H₂O), in presenza di ossigeno, attraverso l'utilizzo di un reagente riducente quale l'ammoniaca in soluzione acquosa con concentrazione inferiore al 25% (NH₃) e di uno specifico catalizzatore. È un



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

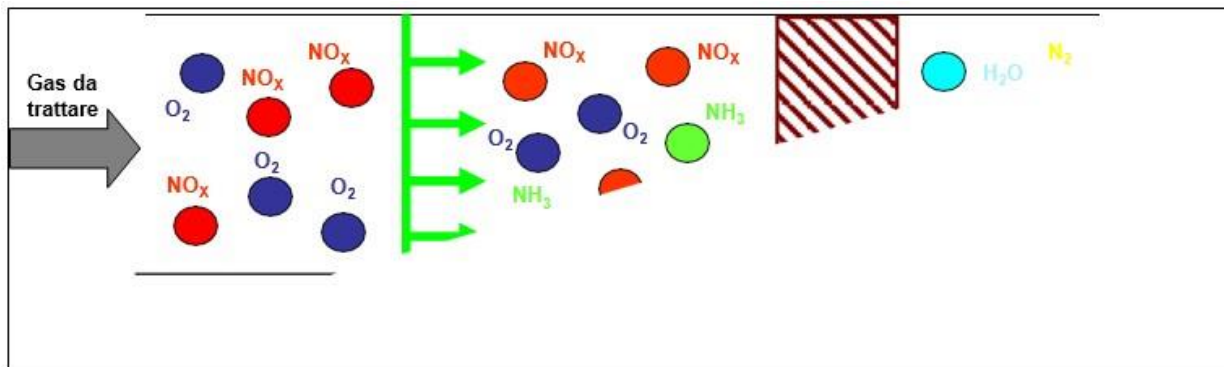
processo largamente applicato e che risponde ai requisiti delle BAT per grandi impianti di combustione.

Nel caso specifico degli interventi illustrati, è stata valutata la fattibilità dell'inserimento di un catalizzatore SCR di tipo convenzionale, ossia integrato nel GVR, in una posizione dove la temperatura dei gas di scarico si situa all'interno della "finestra di lavoro" compresa tra i 230 °C e i 450 °C.

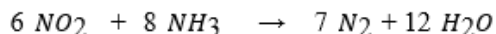
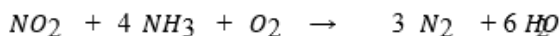
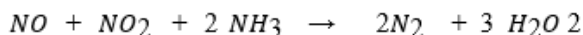
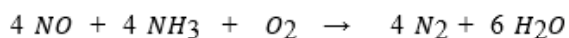
La collocazione del SCR verrà effettuata, quindi, dove le temperature consentono una corretta attività del catalizzatore e la possibilità di raggiungere le prestazioni richieste.

Il catalizzatore è costituito da una struttura autoportante, alloggiata all'interno del GVR ed ancorata alla struttura esistente, all'interno della quale vengono inseriti elementi modulari pre-assemblati per la cattura degli inquinanti, in modo tale da occupare tutta la sezione di passaggio dei fumi.

L'utilizzo dell'ammoniaca come reagente negli inquinanti gassosi è una prassi comune. L'ammoniaca in soluzione acquosa, necessaria per il processo di denitrificazione, 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 (AIG). La miscela di gas e ammoniaca attraversa, quindi, lo strato di catalizzatore dove, reagendo, produce azoto e acqua, come illustrato nel seguito:



Il catalizzatore agirà sulla velocità delle reazioni chimiche, accelerando le reazioni desiderate e inibendo quelle indesiderate. Le reazioni favorite dal catalizzatore sono le seguenti:



Pertanto, i principali prodotti delle reazioni saranno azoto e acqua; inoltre, si potrà determinare un limitato trascinamento di ammoniaca (Ammonia-Slip) nei gas, che sarà monitorato in continuo tramite una sonda, che sarà posizionata nel camino, garantendo il rispetto dei limiti di legge.

Il sistema nel suo complesso sarà, quindi, costituito da:

- una sezione di stoccaggio composta da serbatoi in acciaio inox, con adeguato bacino di contenimento, e una stazione di scarico della soluzione ammoniacale da autobotti;

- uno skid di rilancio del reagente composto da un sistema di pompe centrifughe, tubazioni, valvole e strumentazioni varie;
- una sezione di vaporizzazione dell'ammoniaca liquida in soluzione, tramite prelievo di fumi dal GVR.
- una sezione di iniezione, in cui l'ammoniaca gassosa diluita nei gas caldi, viene introdotta nel GVR
- mediante apposita griglia interna (AIG);
- un catalizzatore inserito nel GVR.

Per le nuove installazioni saranno adottate tutte le scelte progettuali atte a garantire la sicurezza nei casi accidentali di eventuali perdite di vapori ammoniacali.

Per l'installazione dei catalizzatori SCR autoportanti è necessario l'adeguamento dei GVR esistenti. Per l'inserimento della Griglia Iniezione Ammoniaca (AIG) si dovrà creare in fase di montaggio un'apertura dedicata nelle pareti di ciascun GVR.

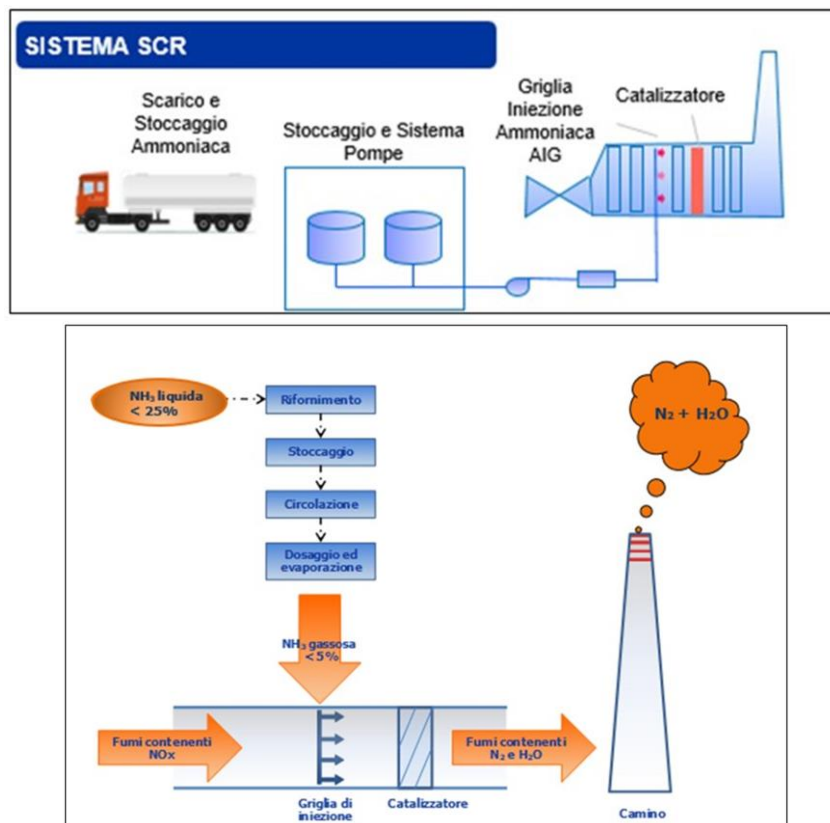


Figura 4 – Schema sistema SCR

Impianto stoccaggio ammoniaca

L'approvvigionamento del reagente, ammoniaca in soluzione acquosa con una concentrazione inferiore al 25%, avverrà tramite autobotti e per mezzo di adeguata stazione locale di scarico. Lo scarico e lo stoccaggio del reagente avranno una capacità utile idonea al funzionamento di entrambe le unità. In particolare, lo scarico del reagente da autobotte verrà effettuato quindi in area dedicata e delimitata, tramite operatore, nel rispetto dei criteri di sicurezza.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC

ENEL PRODUZIONE SpA

Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

Il sistema di scarico e stoccaggio sarà composto da:

- stazione di scarico da botti con relativa rampa di accesso,
- serbatoio intermedio di ricezione/stoccaggio ammoniacale,
- pompe per il trasferimento della soluzione da questo ai serbatoi di stoccaggio principali,
- due serbatoi di stoccaggio da 60 m³ cad.,
- guardia idraulica “trappola” per sfiati vapori ammoniacali dai serbatoi principali,
- sistema di polmonazione / pulizia con azoto,
- bacini di contenimento per contenere e confinare eventuali sversamenti di ammoniacale, limitando, inoltre, al minimo la produzione di acque ammoniacali,
- sistema di abbattimento con acqua dei vapori di ammoniacale,
- locale di gestione operazioni di scarico e controllo dell’impianto.

Dall’autobotte, l’ammoniacale in soluzione acquosa verrà trasferita al serbatoio intermedio di ricezione per gravità per poi, tramite pompe, essere inviata allo stoccaggio. Il sistema prevede due serbatoi di stoccaggio di pari volumetria, uno sarà pieno e verrà utilizzato per l’esercizio mentre l’altro, mantenuto vuoto, verrà utilizzato per garantire, in caso di malfunzionamento, il trasferimento dell’intero volume di liquido stoccato. Entrambi i serbatoi verranno installati in un bacino di contenimento in calcestruzzo con un volume pari alla capacità complessiva di un serbatoio di stoccaggio, in modo da contenere integralmente eventuali fuoriuscite. Il sistema di stoccaggio e le portate di trasferimento saranno gestite da una stazione di controllo automatica.

L’impianto non prevede spurghi di acque ammoniacali nel regolare funzionamento e, di conseguenza, non si rende necessario uno specifico impianto di trattamento delle acque ammoniacali, le eventuali fuoriuscite/spurghi verranno raccolte in una apposita vasca coperta interrata e, nel caso di raggiungimento di alto livello o presenza di ammoniacale, saranno aspirate e conferite ad idoneo impianto per lo smaltimento.

Entrambi i serbatoi di stoccaggio saranno collegati ad un terzo piccolo serbatoio “trappola” o serbatoio abbattitore statico avente due scopi: assorbire in acqua i vapori ammoniacali contenuti nei gas di sfiato provenienti dal serbatoio di stoccaggio, costituendo una guardia idraulica che limiti le perdite di ammoniacale, evitandone ogni possibile dispersione nell’ambiente circostante, ed evitare le rientrate d’aria verso lo stoccaggio in fase di svuotamento dei serbatoi.

Dal serbatoio di stoccaggio, tramite pompe, l’ammoniacale sarà trasferita alla griglia iniezione (AIG) previa vaporizzazione effettuata con prelievo di fumi caldi dal GVR e iniettata a monte del catalizzatore SCR.

Per connettere i due sistemi, stoccaggio e GVR, verrà costruita una nuova struttura metallica (pipe rack) ed in parte si utilizzeranno strutture esistenti, che supporteranno le tubazioni dall’impianto di stoccaggio nel percorso fino ai GVR.

Il sistema di stoccaggio e le portate di trasferimento saranno gestite da una stazione di controllo automatica.

Funzionamento del sistema

Il reagente sarà fatto circolare in continuo mediante pompe centrifughe e tubazioni, che collegheranno lo stoccaggio ai GVR. Al fine di facilitare la miscelazione con i fumi, il reagente verrà nebulizzato e iniettato in un apposito mixer dove si miscelerà con un flusso di gas caldo prelevato dal generatore stesso (alla temperatura > 250 °C per evitare fenomeni di condensazione nella griglia di iniezione e sulle superfici del catalizzatore). Tale diluizione comporterà la totale evaporazione sia della componente ammoniacale che di quella acquosa. La miscela sarà, quindi, iniettata nel generatore di vapore mediante un’apposita griglia (AIG) che consentirà un’ottimale distribuzione del reagente e, di



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

conseguenza, migliori prestazioni e minori consumi. Poiché è necessario che il rapporto tra l'ammoniaca e gli ossidi di azoto risulti quanto più possibile costante in tutta la sezione della caldaia, sarà previsto un sistema di iniezione tale da realizzare una copertura ottimale della sezione di passaggio dei gas.

La quantità di reagente verrà controllata sulla base della quantità di ossidi di azoto da rimuovere, misurata come differenza tra il loro valore di ingresso e quello di uscita. Successivamente alla fase di iniezione e miscelazione, l'effluente gassoso attraverserà il catalizzatore che potrà essere del tipo a nido d'ape o a piastre.

Sono previste due vasche di raccolta, una per ogni GVR, che sono destinate alla raccolta di eventuali spurghi dei sistemi o drenaggi di emergenza. Tali vasche sono dotate di rilancio verso la vasca di raccolta acque presente nell'area di stoccaggio.

Sistemi Sicurezza e Protezione Impianto Stoccaggio

Come premesso, per la nuova costruzione, saranno adottate tutte le scelte progettuali atte a limitare il più possibile i volumi di acque potenzialmente inquinabili da ammoniaca. Inoltre, saranno previsti tutti i necessari sistemi di rilevazione e abbattimento di eventuali perdite di vapori ammoniacali.

Sono in particolare previste due tipologie di sistemi di protezione e di sicurezza.

Il primo sistema, definiamo "passivo", consiste in:

- costruzione di un edificio coperto per evitare che l'acqua piovana possa cadere all'interno e chiuso su tre lati per evitare possibili diffusioni accidentali di vapori ammoniacali. Sarà presente solo un'apertura in corrispondenza della baia di scarico autobotti;
- le apparecchiature contenenti ammoniaca saranno alloggiate all'interno di bacino di contenimento il cui volume garantirà la segregazione di ogni possibile perdita di acqua potenzialmente inquinabile da ammoniaca;
- il bacino sarà collegato ad una vasca confinata, il cui scopo sarà quello di raccogliere e accumulare ogni possibile sversamento. Il volume accumulato in questa vasca, se contenente residui ammoniacali o è in alto livello, verrà opportunamente aspirato e conferito come rifiuto presso impianti autorizzati allo scopo;
- cartellonistica di sicurezza;
- obbligo di utilizzo nell'area di dispositivi di protezioni personali.

Il secondo sistema, che definiamo "attivo", consiste in:

- copertura dell'intera area con sistema di rilevatori presenza ammoniaca (in accordo alla normativa CEI di riferimento);
- sistema di abbattimento a diluvio per vapori ammoniacali, tramite ugelli aperti, attivati da una centralina di controllo, che raccoglie gli allarmi dei rilevatori di ammoniaca;
- pulsanti manuali di allarme per segnalare perdite di NH₃ non ancora rilevate dai sensori;
- sistema di allarmi sonori e visivi per l'evacuazione del personale.

Il pannello di controllo sarà progettato per: ricevere e gestire tutti i segnali provenienti dai rilevatori di NH₃, generare comandi al fine di attivare le valvole a diluvio e i sistemi di allarme e scambiare segnali con la centralina antincendio principale e il DCS dell'impianto. Il numero di rilevatori da installare nell'impianto sarà correlato alle possibili fonti di perdite accidentali. Le linee guida di base per il calcolo e il posizionamento del numero di rilevatori di gas sono contenute nelle norme CEI.

I rilevatori dovranno essere in grado di misurare la presenza di ammoniaca nell'intervallo 50-500 ppmv. I sensori dovranno attivare un allarme acustico locale e allarmi nella sala di controllo, in caso



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC

ENEL PRODUZIONE SpA

Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

la concentrazione di gas di ammoniaca sia compresa tra 50 e 100 ppmv (valore preliminare da confermare in sede di progetto). Quando la concentrazione raggiungerà 200 - 400 ppmv (valore preliminare da confermare in sede di progetto), dovranno essere attivate le valvole a diluvio per l'abbattimento dei vapori nell'area in cui si è verificata la perdita.

Il sistema di abbattimento a diluvio sarà posizionato sopra le aree dell'impianto nelle stesse aree coperte dai sensori di rilevamento e attivato dagli stessi sensori. L'operatore non potrà comandare l'arresto del sistema a diluvio da remoto. L'arresto degli ugelli potrà avvenire solo localmente utilizzando il relativo sistema di reset delle valvole a diluvio stesse.

Nell'area di scarico il raggiungimento della concentrazione di intervento comporterà anche l'arresto immediato delle operazioni di scarico e il posizionamento dell'impianto in condizioni di sicurezza.

La posizione dettagliata degli ugelli e dei sensori verrà definita in base a una valutazione del rischio. Gli ugelli a diluvio saranno dimensionati per una portata d'acqua in accordo a quanto specificato dalla NFPA 15.

In ogni area protetta saranno installati pulsanti manuali di allarme NH₃ differenti da quelli antincendio e collegati con il pannello di rilevazione gas NH₃. L'utilizzo di uno di questi pulsanti farà automaticamente partire il sistema di abbattimento fughe NH₃ nella zona corrispondente.

Il sistema di abbattimento perdite di ammoniaca sarà collegato alla rete antincendio di centrale in maniera tale che sia sempre garantito il suo funzionamento (24 ore al giorno 7 giorni la settimana).

6.5 Sistema di controllo

Il sistema di stoccaggio ammoniaca e gli SCR per l'abbattimento degli NO_x saranno controllati da un loop di regolazione basato sulla quantità di ossidi di azoto da rimuovere, misurata come differenza tra il valore di ingresso e quello di uscita. Questo definirà la portata di reagente da inviare al sistema di evaporazione tramite le pompe di dosaggio ammoniaca liquida, presenti nell'area di stoccaggio.

Il pannello di controllo dei sistemi di rilevamento delle perdite sarà alimentato da due alimentatori, uno dei quali in stand-by. Per garantirne il funzionamento saranno previste anche batterie autonome. Ogni alimentatore sarà dimensionato per fornire energia in servizio continuo e contemporaneamente ricaricare la batteria in modalità automatica.

Le emissioni di gas NH₃ saranno rilevate da opportuni rilevatori situati in tutte le aree e nelle posizioni che potrebbero determinare un potenziale punto di emissione.

Il pannello di rilevamento NH₃ sarà progettato in modo da ricevere e gestire tutti i segnali provenienti dai rivelatori NH₃, per generare comandi al fine di attivare valvole a diluvio e sistemi di allarme e per scambiare segnali (di solito allarme, preallarme e guasto, ma non limitati a questi) con il pannello di controllo antincendio principale e il DCS dell'impianto.

I sistemi di rilevamento delle perdite includeranno la propria funzione di monitoraggio, compreso il controllo del collegamento dei cavi ai rivelatori.

6.6 Sistema elettrico

Gli interventi riguardanti i sistemi elettrici prevedono:

- sistemi elettrici a completamento dell'impianto: quadri manovra motori (MCC), cavi di potenza,
- cavi di controllo e strumentazione/termocoppie, vie cavi principali e secondarie,
- impianto di terra e sistema protezione scariche atmosferiche.
- impianto luce.

Sistema in corrente continua e UPS

Saranno previsti sistemi in corrente continua a 220 Vcc ed UPS a 230 Vac per l'alimentazione



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC

ENEL PRODUZIONE SpA

Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

rispettivamente dei motori e attuatori in corrente continua e dei sistemi di controllo. Mentre sarà previsto un sistema in corrente continua a 110 Vcc per i circuiti ausiliari di comando e protezione.

Impianto di messa a terra

L'impianto di terra, che si andrà ad integrare con quello già esistente in centrale, garantirà un elevato livello di sicurezza del personale in accordo alla normativa vigente.

L'impianto sarà realizzato in conformità ai requisiti delle Norme CEI EN 61936-1, CEI EN 50522 e CEI 11-37.

Impianto di protezione contro le scariche elettriche

Allo stato attuale non è previsto nessun sistema di LPS di nuova fornitura (sistema protezione da scariche atmosferiche), in quanto il nuovo progetto si inserisce in strutture esistenti e l'impianto di stoccaggio ammoniacca si troverà in prossimità dei camini di centrale che possiedono sulla sommità un sistema di captazione delle fulminazioni e corde per la sua scarica a terra.

Impianto di illuminazione

L'area di stoccaggio ammoniacca avrà un impianto di illuminazione progettato in modo da fornire un adeguato livello di illuminamento.

Il sistema fornirà l'illuminazione necessaria per la gestione da parte del personale addetto, incluse le emergenze.

6.7 Rete antincendio

Gli interventi previsti sui TG e sui GVR esistenti non richiedono integrazioni o modifiche della rete antincendio esistente.

Per la nuova area stoccaggio ammoniacca, si predisporranno, infine le modifiche per adeguare la copertura antincendio, in accordo alle normative vigenti, nelle aree oggetto di nuove installazioni.

6.8 Opere civili

Le nuove opere civili saranno relative principalmente alla sola costruzione del nuovo sistema di stoccaggio ammoniacca e relativo edificio. Altre opere civili necessarie per il completamento del progetto saranno fondazioni di tipo superficiale per installazione apparecchiature ausiliarie.

L'area destinata ad ospitare il nuovo sistema di stoccaggio ammoniacca è posta attualmente ad una quota pari a circa + 0,50 m s.l.m. e verrà portata alla quota di + 1,80 m s.l.m.

Verrà utilizzato allo scopo terreno di riporto, che proverrà dall'esterno della Centrale con caratteristiche in accordo ai requisiti di legge ed in parte dagli scavi per la realizzazione dell'opera. Il quantitativo di terra necessaria per l'esecuzione del rilevato è stimato preliminarmente in circa 2.500 m³.

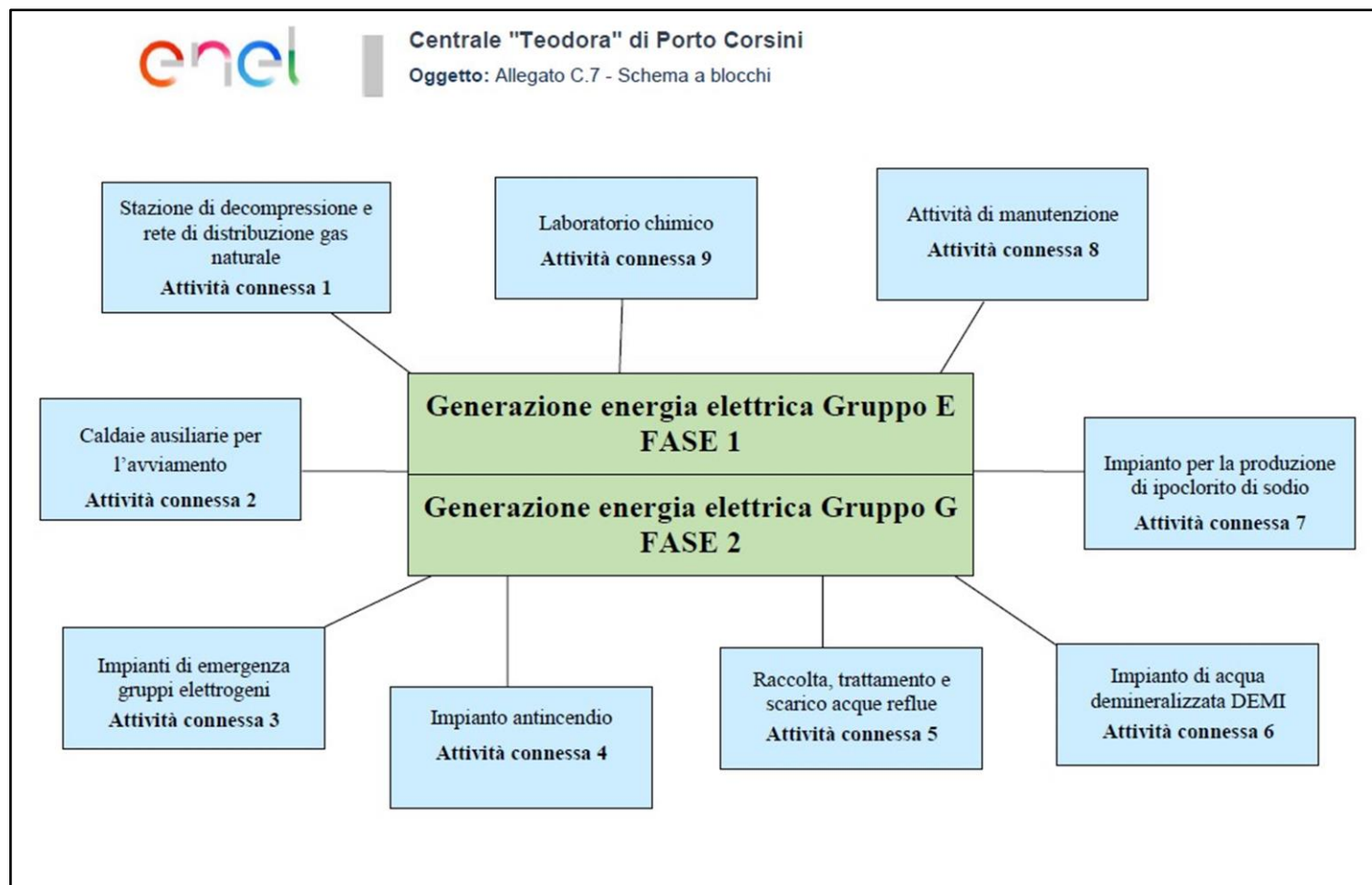
Per quanto concerne gli interventi di nuova realizzazione, le attività previste possono essere sintetizzate in:

- vibroflottazione per mitigare il rischio di liquefazione del terreno;
- pali di fondazione per opere principali quali edificio stoccaggio, serbatoio ammoniacca, etc.;
- movimentazione terra e realizzazione rilevato;
- fondazioni superficiali per strutture e macchinari secondari;
- vasche e bacino di contenimento ammoniacca;
- rete interrati (fognature, drenaggi, etc.);
- strade accesso area stoccaggio e illuminazione.

Di seguito si riporta lo schema a blocchi dell'assetto futuro della Centrale dichiarato dal Gestore.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini





COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

7 FASE DI ESERCIZIO

Le variazioni alla capacità produttiva, le variazioni dei consumi ed emissioni e le variazioni delle modalità di gestione ambientale, a seguito degli interventi previsti per l'installazione oggetto di riesame, sono esplicitate nelle tabelle di sintesi fornite dal Gestore e di seguito riportate:

7.1 Uso di risorse

Materie prime

La realizzazione degli interventi in progetto prevede per i nuovi catalizzatori l'impiego di ammoniaca in soluzione acquosa con un contenuto di NH₃ in soluzione acquosa con una concentrazione inferiore al 25%.

I cui relativi consumi previsti sono:

- consumo orario di una Unità al 100% = 0,1 m³/h;
- consumo annuale di una Unità al 100% = 800 m³/anno;
- consumo annuale di due Unità al 100% (800 m³/anno x 2) = 1600 m³/anno.

Inoltre, vi è una variazione del consumo di Gas Naturale e di azoto.

C.1.2 Consumo di materie prime (alla capacità produttiva) (nota 1)													
Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi/unità diutilizzo	Stat o fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute						Consumo annuo (t)	Riutilizzo	
					N° CAS	Denominazione	% in peso	Frasi H	Frasi P	Classe di pericolo		NO	SI (% riutilizzo in peso)
Gas naturale	Eni/Snam	Materia prima grezza	F1, F2, AC1AC2	gassoso	68410-63-9	Metano	-	H220 H280	P210, P377, P381, P410+P403	H220 H280	1.336.218.203 Sm ³	NO	



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

Gasolio	Eni, Q8	Materia prima grezza	AC3, AC4,AC8	liquido	n.a. in quanto miscel a	Miscela complessadi idrocarburi	-	H226 H332 H315 H351 H373 H304 H411	P210, P261, P273, P280, P301+P3 10, P331, P501	H226 H332 H 315 H351 H373 H304 H411	2,1 (nota 2)	NO	
Acido cloridrico	B&C	Materia prima ausiliaria	AC5, AC6,AC7	liquido	7647-01-0	Acido cloridrico in soluzione 32%	32%	H290 H314 H318 H335	P234, P363, P501, P260, P280, P301+P3 30+P331, P303+P3 61+P353, P305+P3 51+P338, P310, P304+P3 40, P390, P403+P2 33, P261, P312	H290 H314 H318 H335	78	NO	
Ammoniaca	Yara	Materia prima ausiliaria	F1, F2	liquido	1336-21-6	Ammoniaca in soluzione acquosa al 24,5%	20 -25%	H314 H335 H412	P260-b, P280-b, P305, P351, P338, P310, P304, P340, P303, P361-a, P353-a	H314 H335 H412	1.615	NO	



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

Soda caustica	Chimitex	Materia prima ausiliaria	AC6	liquido	1310-73-2	Soda caustica soluzione al 25%	25%	H290 H314	P280, P301+P330+P331, P303+P361+P353, P304+P340, P305+P351+P338, P310, P501	H290 H314	54,8	NO	
Calce	Unicalce S.p.A.	Materia prima ausiliaria	AC5	Polvere	1305-62-0	Calce idrata	93%	H318, H315, H335	P102, P261, P280, P302+P352, P304+P340, P305+P351+P338, P310, P501	H318, H315, H335	37	NO	
Oli lubrificanti	Fornitori vari (Eni, Shell Italia, etc.)	Materia prima ausiliaria	F1, F2, AC1, AC2, AC3, AC4, AC8	Liquido	-	Oli lubrificanti	-	-	-	-	35	NO	
Olio isolante	Fornitori vari (Eni-Bergoil Italiana Srl)	Materia prima ausiliaria	F1, F2, AC8	Liquido	64742-53-6	Olio isolante Transag II LB	-	H304	-	H304	40	NO	
Anticorrosivo - antincrostante	Water Team	Materia prima ausiliaria	AC5	Liquido	37971-36-1 107-22-2 107-21-1	Antiscalante WTPE17	-	H290	P234 P390 P406	H290	5	NO	



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

Anidride carbonica	Sapio	Materia prima ausiliaria	F1, F2, AC4	Gassoso	124-38-9	Diossido di carbonio	99,5%	H280	P403	H280	1,1	NO	
Esafluoruro di zolfo	Sapio	Materia prima ausiliaria	F1, F2	Gassoso	2551-62-4	Esafluoruro di zolfo	-	H280	P403	H280	0,06	NO	
Idrogeno	Sapio	Materia prima ausiliaria	F1, F2	Gassoso	001333-74-0	Idrogeno compresso	99,5%	H220 H280	P210 P377 P381 P403	H220 H280	0,22	NO	
Cloruro ferroso	Donau Aquae	Materia prima ausiliaria	F1, F2, AC5	Liquido	7758-94-3	Cloruro ferroso	25%	H290 H302 H314	P280, P301+P310, P305+P351+P338, P310, P302+P352, P406,P501	H290 H302 H314	119	NO	
Cloruro ferrico	B&C	Materia prima ausiliaria	AC5, AC6	Liquido	7705-08-0	Cloruro ferrico soluzione al 40%	40%	H290 H302 H314 H318	P210, P280, P305+P351+P338, P310, P301+P312, P302+P352, P405,P406, P501	H290 H302 H314 H318	50	NO	
Polielettrolita	Celko Chemicals	Materia prima ausiliaria	AC5	Solido	-	Polielettrolita	-	-	-	-	7,8	NO	
Carboidrazide	Rainoldi	Materia prima ausiliaria	F1, F2	Liquido	-	Carboidrazide in soluzione 12%	12%	H302 H315 H317	P264, P301+P312, P302+P352, P501	H302 H315 H317	9,5	NO	
Resine	Amberlite IR120	Materia prima ausiliaria	AC6	Solido	-	Resine	-	-	-	-	2,5	NO	



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

Cloruro di sodio	Compagnia Italiana sali	Materia prima ausiliaria	AC8	Solido	-	Cloruro di sodio	-	-	-	-	20	NO	
Propano	Sapio	Materia prima ausiliaria	AC8	Gassoso	74-98-6	Propano	-	H220 H280	P210, P377, P381, P403	H220 H280	2,5	NO	
Azoto	Sapio	Materia prima ausiliaria	AC8	Gassoso	7727-37-9	Azoto	-	H280	P403	H280	5,5	NO	
Schiumogeno	Profoam Srl	Materia prima ausiliaria	AC4	Liquido	-	Profilm AFF	-	H319	P264, P280, P305+P3 51+P338, P337+P3 13	H319	2	NO	
Ossigeno	Air Liquide	Materia prima ausiliaria	AC8	Gassoso	07782-44-7	Ossigeno (O ₂)	-	H270 H280	P244, P220, P370+P3 76, P403	H270 H280	2	NO	
Ammine	NCR Biochemical SpA	Materia prima ausiliaria	AC2	Liquido	-	Polival DH 3	-	H314 H318 H335 H412	P260, P264, P280, P303+P3 61, P353, P305+P3 51+P338, P310	H314 H318 H335 H412	0,4	NO	
Fosfati	NCR Biochemical SpA	Materia prima ausiliaria	AC2	Liquido	1310-73-2	Polival S88	-	H314 H318	P260, P305+P3 51+P338, P303+P3 61,P353, P280, P310, P264	H314 H318	0,4	NO	



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

Perossido diidrogeno	Brenntag	Materia prima ausiliaria	AC5	Liquido	7722-84-1	Acqua ossigenata 35%	35%	H302 H318 H315 H335 H412	P202, P261, P280, P301+P330+P331, P305+P351+P338, P304+P340, P303+P361+P353	H302 H318 H315 H335 H412	1,3	NO
Detergente per turbogas	NCR Biochemical SpA	Materia prima ausiliaria	F1, F1, AC8	Liquido	68131-40-8	Detergente Bioclean CST	-	H318	P280 P305+P351+P338, P310	H318	1,3	NO

Nota 1: I consumi sono stati stimati tenendo conto del rapporto tra la produzione prevista alla capacità produttiva (funzionamento al carico massimo per 8.000 ore/anno) e la produzione dell'anno di riferimento 2017 (§ = MWh max / MWh anno 2017).

Nota 2: Si riporta il dato invariato del 2017. Consumo dovuto al solo funzionamento dei gruppi elettrogeni e delle motopompe antincendio, non legato alla produzione.

Nota generale:

Trattandosi di un impianto termoelettrico non sono presenti "materie prime", funzionali alla produzione, ad eccezione del combustibile. Sono stati riportati quindi i principali reagenti e materiali di consumo, oli ed isolanti, con la necessaria premessa che non può escludersi la possibilità di utilizzare in impianto altri materiali di consumo funzionali all'esercizio o alla manutenzione dell'impianto, né l'utilizzo degli stessi in quantità superiore a quanto stimato. Non si ritiene possibile né giustificato limitare l'uso di prodotti di consumo commerciali, né la tipologia di oli minerali utilizzati come dielettrico o lubrificante, le cui caratteristiche chimico-fisiche e potenziali effetti ambientali sono sempre specificati nelle schede di sicurezza recepite dal produttore, ai sensi della Normativa vigente e conservate in impianto.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

Combustibili

Anche nella nuova configurazione di progetto, i turbogas utilizzeranno esclusivamente gas naturale. In riferimento al consumo di gas naturale alla capacità produttiva della configurazione attuale autorizzata (70.000 Sm³/h per ciascuna Unità), si avrà per effetto della nuova capacità produttiva un aumento complessivo per le due Unità pari a circa +8% come portata oraria massima. Tuttavia, dato che le ore di funzionamento previste nel nuovo assetto sono pari a 8000 h/anno si ha invece una diminuzione del consumo totale annuo, alla capacità produttiva, rispetto all'assetto autorizzato.

Tale consumo di gas naturale non comporterà la necessità di apportare modifiche né al gasdotto esistente né alle relative opere di interconnessione alle due Unità. Non sono previste, invece, variazioni al consumo limitato di gasolio (gasolio per autotrazione) per l'alimentazione dei gruppi elettrogeni di emergenza e delle motopompe antincendio.

C.5.2 Combustibili utilizzati (alla capacità produttiva)					
Combustibile	Unità	% S	Consumo annuo (t)	PCI (MJ/kg)	Energia (TJ)
Gas naturale (nota 1)	Gruppo E, Gruppo G, Caldaie vapapore ausiliario	-	1.336.218.203 Sm ³	35,28 (MJ/m ³)	47.143
Gasolio (nota 2)	Gruppi elettrogeni, motopompe antincendio	≤0,1	2,1	42,87	0,0886

Nota 1: Come capacità produttiva si è assunta la produzione di energia elettrica ottenuta con funzionamento delle unità al carico massimo (750 MWe) per 8.000 ore/anno. Per la stima delle quantità riportate in tabella si è preso come riferimento l'anno 2017, rapportando i dati alla capacità produttiva così definita.

Nota 2: Si riporta il dato invariato del 2017. Consumo dovuto al solo funzionamento dei gruppi elettrogeni e delle motopompe antincendio, non legato alla produzione.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

Nell'assetto futuro la produzione energetica dei gruppi E e G passa da 3.328.800 a 3.280.000 MWh (per ciascun gruppo).

C.3.2 Produzione di energia (alla capacità produttiva)								
Fase	Apparecchiatura o parte di unità (forno, caldaia ecc.)	Combustibile utilizzato	ENERGIA TERMICA			ENERGIA ELETTRICA		
			Potenza termica di combustione (MW)	Energia prodotta (MWh) (nota 1)	Quota ceduta a terzi (MWh)	Potenza elettrica nominale (MW)	Energia prodotta (MWh) (nota 2)	Quota ceduta a terzi (MWh) (nota 3)
F1	Gruppo di produzione E	Gas naturale	719	5.752.000		410 MWe	3.280.000	3.200.120
F2	Gruppo di produzione G	Gas naturale	719	5.752.000		410 MWe	3.280.000	3.200.120
TOTALE			1.438	11.504.000		820	6.560.000	6.400.240

Nota 1: Dato calcolato come prodotto tra la potenza termica di combustione (MW) ed il numero di ore in un anno (per 8.000 ore/anno).

Nota 2: Come capacità produttiva è stato ipotizzato il funzionamento dei gruppi al carico massimo per 8.000 ore/anno.

Nota 3: Si riporta il dato ottenuto come differenza tra l'energia prodotta come da nota 2 e quella consumata partendo dal dato del 2017 rapportato alla capacità produttiva.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

7.2 Interferenze con l'ambiente

Effluenti gassosi

Gli interventi previsti non comportano modifiche ai punti di emissione principali per le Unità 3 (TG-E) e Unità 4 (TG-G), pertanto non si prevedono modifiche alle caratteristiche geometriche dei punti di emissione che si confermano invariati per posizione, altezza e diametro del camino. Le variazioni riguardano le concentrazioni e quantità degli inquinanti emessi come descritto nella tabella di seguito. In particolare, anche a seguito della riduzione delle ore di normale funzionamento a 8000 ore/anno per ogni unità, l'apporto massico annuo di NO_x e CO non subisce variazioni in aumento rispetto alla situazione attuale autorizzata.

Gruppo	Parametri fisici dei fumi allo sbocco				Concentrazione all'emissione Performances attese		
	Temperatura	Velocità	Portata ⁽¹⁾	O ₂ Rif	NO _x ⁽²⁾	CO ⁽³⁾	NH ₃
	°C	m/s	Nm ³ /h	%	mg/Nm ³		
TG E-up	80.0	26.3	2'620'000	15	10 ⁽⁴⁾	30 ⁽⁵⁾	5 ⁽⁶⁾
TG G-up	80.0	26.3	2'620'000	15	10 ⁽⁴⁾	30 ⁽⁵⁾	5 ⁽⁶⁾

(1) Portata in condizioni normalizzate: temperatura di 273.15 K, pressione di 101.3 kPa, percentuale di ossigeno alle condizioni di riferimento per la tipologia di combustibile, con detrazione del vapore acqueo (quindi secca)
(2) BAT per NO_x 10-40 mg/Nm³ per periodo di riferimento annuo e 18-50 mg/Nm³ per periodo di riferimento giornaliero
(3) BAT per CO <5-30 mg/Nm³ per periodo di riferimento annuo
(4) Performance attesa di 10 mg/Nm³ su base giornaliera
(5) Performance attese di 30 mg/Nm³ su base giornaliera
(6) Performance attese di 5 mg/Nm³ su base annuale

Di seguito, la tabella C6 fornita dal Gestore.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

C.6 Fonti di emissione in atmosfera di tipo convogliato (nota1)													
Numero totale camini: 3													
Sigla camino	Georeferenziazione (WGS84)	Posizione amministrativa	Altezza dal suolo (m)	Sezione camino (m2)	Unità di provenienza	Tecniche di abbattimento applicate all'unità			Ulteriori tecniche a valle applicate a eventuale camino comune			Sistema di monitoraggio in continuo	
						Tecniche elencate nelle BAT Conclusions o BRefs		Eventuali ulteriori tecniche equivalenti (descrizione)	Tecniche elencate nelle BAT Conclusions o BRefs		Eventuali ulteriori tecniche equivalenti (descrizione)	SI (indicare parametri e inquinanti monitorati in continuo)	NO
						n. BAT / Rif. Bref	Descrizione		n. BAT / Rif. Bref	Descrizione			
1 (gruppo E)	N 44° 28' 58,89" E 12° 15' 55,28"	A	90	31,95	F1 – Generazione energia elettrica gruppo E	6.c	Per ridurre le emissioni di CO ottimizzare la combustione e fare uso della tecnica: Sistema di controllo avanzato					NOx CO temperatura, ossigeno, portata dei fumi, pressione, ammoniac	
						42.a	Prevenire o ridurre le emissioni di NOX in atmosfera risultanti dalla combustione di gas naturale nelle turbine a gas mediante: Sistema di controllo avanzato						
						42.c	Bruciatori a bassa emissione di NOx a secco (DLN)						
						42.f	Riduzione catalitica selettiva (SCR)						
						44	Prevenire o ridurre le emissioni di CO in atmosfera risultanti dalla combustione di gas naturale mediante: Ottimizzazione della combustione e Catalizzatori ossidanti (nota2)						



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

C.6 Fonti di emissione in atmosfera di tipo convogliato (nota1)													
Numero totale camini: 3													
Sigla camino	Georeferenziazione (WGS84)	Posizione amministrativa	Altezza dal suolo (m)	Sezione camino (m2)	Unità di provenienza	Tecniche di abbattimento applicate all'unità		Ulteriori tecniche a valle applicate a eventuale camino comune			Sistema di monitoraggio in continuo		
						Tecniche elencate nelle BAT Conclusions o BRefs		Eventuali ulteriori tecniche equivalenti (descrizioni)	Tecniche elencate nelle BAT Conclusions o BRefs		Eventuali ulteriori tecniche equivalenti (descrizione)	SI (indicare parametri e inquinanti monitorati in continuo)	NO
						n. BAT / Rif. BRef	Descrizione		n. BAT / Rif. BRef	Descrizione			
						7	Al fine di ridurre le emissioni di NH3 in atmosfera dovute alla riduzione catalitica selettiva (SCR) e/o alla riduzione non catalitica selettiva (SNCR) utilizzata per abbattere le emissioni di NOX, ottimizzare la configurazione e/o il funzionamento dell'SCR e/o SNCR (ad esempio, ottimizzando il rapporto reagente/NOX, distribuendo in modo omogeneo il reagente e calibrando in maniera ottimale l'iniezione di reagente)						
						8	Al fine di prevenire o ridurre le emissioni in atmosfera durante le normali condizioni di esercizio, assicurare, mediante adeguata progettazione, esercizio e manutenzione, che il funzionamento e la						



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

C.6 Fonti di emissione in atmosfera di tipo convogliato (nota1)													
Numero totale camini: 3													
Sigla camino	Georeferenziazione (WGS84)	Posizione amministrativa	Altezza dal suolo (m)	Sezione camino (m2)	Unità di provenienza	Tecniche di abbattimento applicate all'unità			Ulteriori tecniche a valle applicate a eventuale camino comune			Sistema di monitoraggio in continuo	
						Tecniche elencate nelle BAT Conclusions o BRefs		Eventuali ulteriori tecniche equivalenti (descrizione)	Tecniche elencate nelle BAT Conclusions o BRefs		Eventuali ulteriori tecniche equivalenti (descrizione)	SI (indicare parametri e inquinanti monitorati in continuo)	NO
						n. BAT / Rif. Bref	Descrizione		n. BAT / Rif. Bref	Descrizione			
							disponibilità dei sistemi di abbattimento delle emissioni siano ottimizzati (per NOx e CO)						
2 (gruppo G)	N 44° 28' 58,11" E 12° 15' 56,78"	A	90	31,95	F2 – Generazione energia elettrica gruppo G	6.c	Per ridurre le emissioni di CO ottimizzare la combustione e fare uso della tecnica: Sistema di controllo avanzato	-	-	-	-	NOx CO temperatura, ossigeno, portata dei fumi, pressione, ammoniac	
						42.a	Prevenire o ridurre le emissioni di NOx in atmosfera risultanti dalla combustione di gas naturale nelle turbine a gas mediante: Sistema di controllo avanzato						
						42.c	Bruciatori a bassa emissione di NOx a secco (DLN)						
						42.f	Riduzione catalitica selettiva (SCR)						
						44	Prevenire o ridurre le emissioni di CO in atmosfera risultanti dalla combustione di gas						



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

C.6 Fonti di emissione in atmosfera di tipo convogliato (nota1)													
Numero totale camini: 3													
Sigla camino	Georeferenziazione (WGS84)	Posi zion e am mini strativa	Altezz a dal suolo (m)	Sezione camino (m2)	Unità di provenien za	Tecniche di abbattimento applicate all'unità		Ulteriori tecniche a valle applicate a eventuale camino comune			Sistema di monitoraggio in continuo		
						Tecniche elencate nelle BAT Conclusions o BRefs		Eventuali ulteriori tecniche equivalenti (descrizion e)	Tecniche elencate nelle BAT Conclusions o BRefs		Eventuali ulteriori tecniche equivalenti (descrizione)	SI (indicare parametri e inquinanti monitorati in continuo)	NO
						n. BAT / Rif. Bref	Descrizione		n. BAT / Rif. Bref	Descrizione			
						7	naturale mediante: Ottimizzazione della combustione e Catalizzatori ossidanti Al fine di ridurre le emissioni di NH3 in atmosfera dovute alla riduzione catalitica selettiva (SCR) e/o alla riduzione non catalitica selettiva (SNCR) utilizzata per abbattere le emissioni di NOX, ottimizzare la configurazione e/o il funzionamento dell'SCR e/o SNCR (ad esempio, ottimizzando il rapporto reagente/NOX, distribuendo in modo omogeneo il reagente e calibrando in maniera ottimale l'iniezione di reagente)						
						8	Al fine di prevenire o ridurre le emissioni in atmosfera durante le normali condizioni di						



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

C.6 Fonti di emissione in atmosfera di tipo convogliato (nota1)													
Numero totale camini: 3													
Sigla camino	Georeferenziazione (WGS84)	Posizione amministrativa	Altezza dal suolo (m)	Sezione camino (m2)	Unità di provenienza	Tecniche di abbattimento applicate all'unità			Ulteriori tecniche a valle applicate a eventuale camino comune			Sistema di monitoraggio in continuo	
						Tecniche elencate nelle BAT Conclusions o BRefs		Eventuali ulteriori tecniche equivalenti (descrizione)	Tecniche elencate nelle BAT Conclusions o BRefs		Eventuali ulteriori tecniche equivalenti (descrizione)	SI (indicare parametri e inquinanti monitorati in continuo)	NO
						n. BAT / Rif. Bref	Descrizione		n. BAT / Rif. Bref	Descrizione			
							esercizio, assicurare, mediante adeguata progettazione, esercizio e manutenzione, che il funzionamento e la disponibilità dei sistemi di abbattimento delle emissioni siano ottimizzati (per NOx e CO)						
3	N 44° 29' 0,92" E 12° 15' 57,11"	A	20	0,32	AC2 – Cald. aux	-	-	-	-	-	-		NO

Nota 1: Sull'impianto sono presenti, oltre a quelle provenienti dai 3 camini principali, altre emissioni scarsamente rilevanti riconducibili ad impianti ed attività non previste dall'art. 273 del D.Lgs. 152/06. Tali ulteriori punti di emissione sono comunque evidenziati nella planimetria in Allegato C.9 ed elencati nell'Allegato C.31.

Nota 2: Il catalizzatore per il parametro CO è ricompreso nel procedimento ID 37/12923 e verrà implementato nel rispetto del suo iter autorizzativo.

Nell'assetto futuro abbiamo l'incremento della portata per i gruppi E e G da 2.400.000 a 2.620.000 Nm³/h, inoltre, a fronte di un incremento di emissione di 5 mg/Nm³ di ammoniaca, si ha una riduzione di NO_x da 40 a 10 mg/Nm³. Viene introdotto un nuovo sfiato dal sistema di stoccaggio dell'ammoniaca e vengono ridefiniti alcuni dei punti di emissione secondaria preesistenti



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC

ENEL PRODUZIONE SpA

Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

C.7.2 Emissioni in atmosfera di tipo convogliato (alla capacità produttiva)															
Camino/ condotta	Unità di provenien- za	Portata (Nm³/h)	Modalità di determinazio- ne (M/C/S)	Inquinante	Limite di emissione in concentrazione (mg/Nm³) ¹				Concentrazione misurata rappresentativa ³ (nota 1)		Limite di emissione in flusso di massa per inquinante (es. t/a, kg/mese, kg/h)		Flusso di massa misurato/calcolato rappresentativo (es. t/a, kg/mese, kg/h)		
					Misura in continuo		Misura discontinua		% O ₂	(mg/Nm³)	% O ₂	al camino (t/a)	più camini/Intera installazione	al camino (t/a)	più camini/Intera installazione
					dato misurato	base temporale m/g/h	dato misurato	Frequen- za ²							
1	Gruppo E	2.620.000	M	NO _x	10	g	-	-	15	10	15	620	-		
				NH ₃	5	a	-	-		5					
				CO	30	g	-	-		30		-	-		
				CO ₂	-	-	-	-		-		-	-		
				SOV	-	-	-	a		-		-	-		
				Aldeide formica	-	-	-	a		-		-	-		
				PM 2,5	-	-	-	a							
				PM 10	-	-	-	a							
				Polveri	-	-	5	s-m		5					
				SO ₂	-	-	10	s-m		10					
2	Gruppo G	2.620.000	M	NO _x	10	g	-	-	15	10	15	620	-		
				NH ₃	5	a	-	-		5					
				CO	30	g	-	-		30		-	-		
				CO ₂	-	-	-	-		-		-	-		
				SOV	-	-	-	a		-		-	-		
				Aldeide formica	-	-	-	a							
				PM 2,5	-	-	-	a							
				PM 10	-	-	-	a							
				Polveri	-	-	5	s-m		5					
				SO ₂	-	-	10	s-m		10		-	-		
3	Caldaia (AC3) ^{1*}	6.600	C	NO _x	-	-	250	a	3	250	3	-	-		
				CO	-	-	15	a		15					
				SO ₂	-	-	-	a							
				Polveri	-	-	-	a				-	-		
				Nota 1: Sono state considerate le concentrazioni pari al valore limite di emissione prescritto.											
^{1*} Caldaia Calortec (6.98 MWt)															

¹Nel caso di limiti ponderati relativi a più camini (es. bolla di raffinaria), riportare il limite ponderato, indicando in nota i camini a cui è riferito; le concentrazioni misurate o stimate devono essere riferite al singolo camino.

²Indicare la frequenza di misura: annuale (a), biannuale (b-a), mensile (m), bimestrale (b-m), semestrale (s-m), quadrimestrale (q-m), giornaliera (g), settimanale (s), o altro (specificare).

³Indicare un valore di concentrazione dell'inquinante coerente con la base temporale, l'ossigeno di riferimento e le altre condizioni prescritte per la verifica di conformità al limite, che il gestore ritiene rappresentativo del punto di emissione alla capacità produttiva.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

Per quanto attiene i punti di emissioni secondari, viene modificata la scheda C.7.3 per l'aggiunta del nuovo sfiato dovuto alla presenza dello stoccaggio di ammoniaca ed è stata eseguita una razionalizzazione complessiva dei punti di emissione secondaria, già esistenti, al fine di una migliore caratterizzazione e identificazione degli stessi. Per i dettagli si rimanda alla scheda C.31 e all'allegato C.9 dei punti di emissione in atmosfera.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

C.7.3 Torce e altri punti di emissione di sicurezza (alla capacità produttiva)									
n.	Sigla (nota 1)	Descrizione	Georeferenziazione (WGS84)	Posizione amministrativa	Sistema di blow-down		Portata di gas inviato in torcia per il mantenimento della fiamma pilota (es. t/giorno)	Portata massima giornaliera di gas (soglia) necessaria a garantire condizioni di sicurezza (t/giorno) ove pertinente	Campionamento (Manuale-M /automatico-A)
					Unità e dispositivi tecnici collettati	Sistema di recupero gas (SI/NO)			
		CALDAIA AUSILIARIA (AC2)							
S1	325	Camino caldaia ausiliaria (Melgari - 0,8 MWt < 1 MWt)	44°29'1.82"N 12°15'56.01"E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
S2	300	Sfiato serbatoio ammine e fosfati	44°29'1.24"N 12°15'56.98"E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
		IMPIANTO ANTINCENDIO (AC4)							
S3	35	Scarico motore pompa antincendio MAI (0,8 MWt)	44°29'6.34"N 12°15'54.32"E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
S4	326	Serbatoio stoccaggio gasolio diesel pompa MAI (m5.3)	44°29'6.42"N 12°15'54.62"E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
		GRUPPI ELETTRICI DI EMERGENZA (AC3)							
S5	99	Scarico gruppo elettrogeno di emergenza sez. E (3,5 MWt)	44°29'2.00"N 12°15'54.46"E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
S6	99	Scarico gruppo elettrogeno di emergenza sez. G (3,5 MWt)							



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

C.7.3 Torce e altri punti di emissione di sicurezza (alla capacità produttiva)									
n.	Sigla (nota 1)	Descrizione	Georeferenziazione (WGS84)	Posizione amministrativa	Sistema di blow-down		Portata di gas inviato in torcia per il mantenimento della fiamma pilota (es. t/giorno)	Portata massima giornaliera di gas (soglia) necessaria a garantire condizioni di sicurezza (t/giorno) ove pertinente	Campionamento (Manuale-M /automatico-A)
					Unità e dispositivi tecnici collettati	Sistema di recupero gas (SI/NO)			
S7	326	Serbatoio stoccaggio gasolio diesel sez. E (m5.1)	44°29'1.98"N 12°15'54.64"E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
S8	326	Serbatoio stoccaggio gasolio diesel sez. G (m5.2)	44°29'0.77"N 12°15'56.96"E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
		IMPIANTI ITAR - DEMI - TRATTAMENTO CONDENSATO - CICLO TERMICO							
S9	305A	Serbatoio di stoccaggio acido cloridrico con sfio guardia idraulica	44°29'6.49"N 12°15'58.21"E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
S10	305A	Serbatoio di stoccaggio soda caustica	44°29'6.49"N 12°15'58.21"E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
S11	305A	Serbatoio di stoccaggio cloruro ferrico	44°29'6.49"N 12°15'58.21"E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
S12	307	Serbatoio di stoccaggio antincrostante	44°29'6.92"N 12°15'57.42"E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
S13	305B	Serbatoio di stoccaggio calce	44°29'6.49"N 12°15'58.21"E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
S14	305B	Sfio preparatore polielettrolita	44°29'6.49"N 12°15'58.21"E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
S15	305B	Estrattore locale demi	44°29'6.49"N 12°15'58.21"E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

C.7.3 Torce e altri punti di emissione di sicurezza (alla capacità produttiva)									
n.	Sigla (nota 1)	Descrizione	Georeferenziazione (WGS84)	Posizione amministrativa	Sistema di blow-down		Portata di gas inviato in torcia per il mantenimento della fiamma pilota (es. t/giorno)	Portata massima giornaliera di gas (soglia) necessaria a garantire condizioni di sicurezza (t/giorno) ove pertinente	Campionamento (Manuale-M /automatico-A)
					Unità e dispositivi tecnici collettati	Sistema di recupero gas (SI/NO)			
S16	12	Serbatoio di stoccaggio acido cloridrico con sfianto guardia idraulica	44°29'2.03" N 12°15'57.03" E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
S17	12	Serbatoio di stoccaggio soda caustica	44°29'2.03" N 12°15'57.03" E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
S18	12	Serbatoio di stoccaggio cloruro ferroso	44°29'2.03" N 12°15'57.03" E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
S19	112	Sfiato serbatoio ammoniacale, carboidrazide e soda (3 sfiati)	44°29'02.3" N 12°15'56.0" E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
S20	305B	Recuperatore olio ITAR	44°29'6.53" N 12°15'57.53" E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
		IMPIANTO PER LA PRODUZIONE DI IPOCLORITO DI SODIO (AC7)							
S21	33A	Sfiato produzione ipoclorito	44°29'3.27" N 12°15'59.33" E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
S22	33A	Sfiato sistema acido cloridrico 5% per lavaggio celle con sfianto guardia idraulica	44°29'3.27" N 12°15'59.33" E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
		LABORATORIO CHIMICO (AC9)							
S23	311A	Scarico cappa laboratorio chimico	44°29'2.69" N 12°15'57.96" E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

C.7.3 Torce e altri punti di emissione di sicurezza (alla capacità produttiva)									
n.	Sigla (nota 1)	Descrizione	Georeferenziazione (WGS84)	Posizione amministrativa	Sistema di blow-down		Portata di gas inviato in torcia per il mantenimento della fiamma pilota (es. t/giorno)	Portata massima giornaliera di gas (soglia) necessaria a garantire condizioni di sicurezza (t/giorno) ove pertinente	Campionamento (Manuale-M /automatico-A)
					Unità e dispositivi tecnici collettati	Sistema di recupero gas (SI/NO)			
S24	311A	Sfiato aspiratore armadio reagenti	44°29'2.69"N 12°15'57.96"E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
S25	311B	Cappa box campionamento chimico	44°29'2.69"N 12°15'57.96"E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
		TURBOGAS							
S26	201A	Estrattori cabinato turbina a gas Gr. 3	44°29'00.3"N 12°15'53.5"E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
S27	201B	Estrattori cabinato turbina a gas Gr. 4	44°28'59.53"N 12°15'54.91"E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
S28	201C	Estrattori skid gas Gr. 3	44°28'59.7"N 12°15'53.6"E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
S29	201D	Estrattori skid gas Gr. 4	44°28'58.9"N 12°15'55.1"E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
S30	201E	Sfiato cassone olio turbogas Gr. 3	44°28'59.6"N 12°15'53.6"E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
S31	201F	Sfiato cassone olio turbogas Gr. 4	44°28'58.9"N 12°15'55.1"E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
S32	201G	Estrattori locale batterie Gr. 3	44°29'1.2"N 12°15'55.5"E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
S33	201H	Estrattori locale batterie Gr. 4	44°29'01.1"N 12°15'55.7"E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
		SALA MACCHINE							
S34	1A	Scarico alternatore Gr.3	44°29'3.6"N 12°15'58.4"E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
S35	1B	Scarico alternatore Gr. 4	44°29'02.7"N 12°15'57.4"E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC

ENEL PRODUZIONE SpA

Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

C.7.3 Torce e altri punti di emissione di sicurezza (alla capacità produttiva)									
n.	Sigla (nota 1)	Descrizione	Georeferenziazione (WGS84)	Posizione amministrativa	Sistema di blow-down		Portata di gas inviato in torcia per il mantenimento della fiamma pilota (es. t/giorno)	Portata massima giornaliera di gas (soglia) necessaria a garantire condizioni di sicurezza (t/giorno) ove pertinente	Campionamento (Manuale-M /automatico-A)
					Unità e dispositivi tecnici collettati	Sistema di recupero gas (SI/NO)			
S36	1A	Estrattore scarico cuscinetti alternatore Gr. 3	44°29'3,6"N 12°15'58,4"E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
S37	1B	Estrattore scarico cuscinetti alternatore Gr. 4	44°29'02,7"N 12°15'57,4"E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
S38	1A	Essicatore Idrogeno Gr. 3	44°29'3,6"N 12°15'58,4"E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
S39	1B	Essicatore Idrogeno Gr. 4	44°29'02,7"N 12°15'57,4"E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
S40	1A	Pompa del vuoto serbatoio tenute idrogeno Gr. 3	44°29'3,6"N 12°15'58,4"E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
S41	1B	Pompa del vuoto serbatoio tenute idrogeno Gr. 4	44°29'02,7"N 12°15'57,4"E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
S42	1A	Estrattore bowser olio turbina Gr. 3	44°29'3,6"N 12°15'58,4"E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
S43	1B	Estrattore bowser olio turbina Gr. 4	44°29'02,7"N 12°15'57,4"E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
S44	1A	Estrattore serbatoio olio turbina Gr. 3	44°29'3,6"N 12°15'58,4"E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
S45	1B	Estrattore serbatoio olio turbina Gr. 4	44°29'02,7"N 12°15'57,4"E		A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
S46	1C	Estrattore zona pompe ITC sala macchine	44°29'01,8"N 12°15'55,8"E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
S47	1C	Estrattore zona letti misti ITC sala macchine	44°29'01,8"N 12°15'55,8"E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
S48	309	Sfiato serbatoio riserva olio turbina	44°29'4,43"N 12°15'59,30"E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
		ALTRI PUNTI DI EMISSIONE							



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

C.7.3 Torce e altri punti di emissione di sicurezza (alla capacità produttiva)									
n.	Sigla (nota 1)	Descrizione	Georeferenziazione (WGS84)	Posizione amministrativa	Sistema di blow-down		Portata di gas inviato in torcia per il mantenimento della fiamma pilota (es. t/giorno)	Portata massima giornaliera di gas (soglia) necessaria a garantire condizioni di sicurezza (t/giorno) ove pertinente	Campionamento (Manuale-M /automatico-A)
					Unità e dispositivi tecnici collettati	Sistema di recupero gas (S/N/O)			
S49	303	Cappa aspirante mensa	44°29'2.39"N 12°15'51.78"E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
S50	302A	Cappe aspiranti carpenteria/saldatori	44°29'3.08"N 12°15'52.44"E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
S51	302A	Estrattore cabina lavaggio pezzi	44°29'3.08"N 12°15'52.44"E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
S52	71	Serbatoio oli esausti	44°29'1.55"N 12°15'57.67"E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
S53	326	Serbatoio gasolio rifornimento mezzi	44°29'00.3"N 12°15'56.9"E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
S54	302B	Cappa officina elettroregolazione	44°29'3.57"N 12°15'51.34"E	A	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
S55	500	Sfiato sistema abbattimento serbatoi ammoniaci	44°29'8.78"N 12°15'57.32"E	N	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

Nota 1: Si rimanda all'Allegato C.31 per la descrizione dei suddetti punti di emissione, tali punti di emissione sono comunque indicati nella planimetria in Allegato C.9

7.3 Aree di stoccaggio

La modifica principale legata alle aree di stoccaggio è rappresentata dall'introduzione del sistema di stoccaggio dell'ammoniaca per il quale viene introdotta una nuova area di stoccaggio M16.

Inoltre, ai fini di rendere più funzionale l'assetto degli stoccaggi di materie prime, si prevedono i seguenti interventi:

- l'inserimento di una nuova area (M17) adibita allo stoccaggio in sacchi di cloruro di sodio (sale) che risulta dotata di copertura nonché impermeabilizzata;
- la modifica dell'area M3 con lo sdoppiamento in due distinte aree alla luce della diversa collocazione delle aree di deposito rifiuti ed al fine di poter utilizzare una superficie maggiore rispetto a quella attuale.

Per i dettagli si rimanda alla scheda C.13 e all'allegato C.11b



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC **ENEL PRODUZIONE SpA** **Centrale Termoelettrica di Porto Corsini**

C.13 Aree di stoccaggio di materie prime, prodotti ed intermedi								
N° area	Nome identificativo area	Georeferenziazione (UTM)	Capacità di stoccaggio (m³)	Superficie (m²)	Caratteristiche (Pavimentazione, copertura, recinzione, ecc.)	Materiale stoccato	Capacità (m³)	Modalità di stoccaggio
m1	Edificio reagenti chimici ITAR e DEMI	44°29'6.49"N 12°15'58.21"E	30	124	Area con grigliato calpestabile Bacino di contenimento impermeabilizzato Collettamento alla fogna acida-alcalina	Acido cloridrico	5	Serbatoio
						Cloruro ferrico	5	Serbatoio
						Soda caustica	5	Serbatoio
					Area pavimentata Allarmi su alto-basso livello Collettamento alla fogna acida-alcalina	Calce	10	Serbatoio
						Polietilene	100 kg	Sacchi
m2	Area serbatoi trattamenti chimici ciclo termico	44°29'2.08"N 12°15'56.20"E	12	31	Area pavimentata Bacino di contenimento impermeabilizzato Livelli visivi Collettamento alla fogna acida-alcalina	Ipoclorito	100 kg	Taniche
						Antiscrostante	0,25	Serbatoio
						Carboidrati	4	Serbatoio
m3	Deposito fusti oli lubrificanti ed isolanti	44°29'1.65"N 12°15'57.56"E	10	13	Locale chiuso Bacino contenimento Copertura presente Aea pavimentata	Oli lubrificanti ed isolanti	10	Fusti
		44°29'01.5"N 12°15'57.8"E		24,5	Locale chiuso Bacino contenimento Copertura presente Area pavimentata	Oli lubrificanti ed isolanti		Fusti
m4	Area serbatoi additivi chimici trattamento condensato	44°29'2.03"N 12°15'57.03"E	30	65	Area pavimentata Bacino di contenimento impermeabilizzato Livelli visivi Collettamento alla fogna acida-alcalina	Cloruro ferrico	20	Serbatoio
						Acido cloridrico	5	Serbatoio
						Soda caustica	5	Serbatoio
m5	Serbatoi di servizio gasolio	44°29'9.04"N 12°15'56.77"E	7,55	10,3	Serbatoi fuori terra Bacini di contenimento impermeabilizzati Livelli visivi Collettamento alla fogna oleosa	Gasolio	3	Serbatoio scoperto (m5.1)
		44°29'6.42"N 12°15'54.62"E					3	Serbatoio scoperto (m5.2)
		44°29'1.98"N 12°15'54.64"E					0,25	Serbatoio scoperto (m5.3)
		44°29'0.03"N 12°15'56.9"E					1,3	Serbatoio coperto (m5.4)
m6	Deposito bombole idrogeno	44°29'2.40"N 12°15'55.36"E	770	100	Locale chiuso Copertura presente Area pavimentata	Idrogeno	770	Bombole
m7	Deposito bombole CO ₂	44°29'2.54"N 12°15'58.93"E	50 bombole x 30 kg	60	Locale chiuso Copertura presente Area pavimentata	CO ₂	50 x 30 kg	Bombole
m8	Deposito bombole	44°29'1.72"N 12°15'57.42"E	~ 110 bombole	12	Locale chiuso Copertura presente Area pavimentata	N ₂ , O ₂ , Propano, SF ₆	~ 110 bombole	Bombole
s.G	Serbatoio acqua industriale	44°29'7.78"N 12°15'55.85"E	1.000	114	Area pavimentata Allarmi alto e basso livello	Acqua industriale	1.000	Serbatoio



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC

ENEL PRODUZIONE SpA

Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

C.13 Aree di stoccaggio di materie prime, prodotti ed intermedi								
N° area	Nome identificativo area	Georeferenziazione (UTM)	Capacità di stoccaggio (m³)	Superficie (m²)	Caratteristiche (Pavimentazione, copertura, recitazione, ecc.)	Materiale stoccato	Capacità (m³)	Modalità di stoccaggio
s.F	Serbatoio acqua DEMI	44°29'7.53"N 12°15'56.35"E	2.000	114	Area pavimentata Allarmi di alto e basso livello	Acqua demineralizzata	1.000	Serbatoio
		44°29'7.30"N 12°15'56.83"E					1.000	Serbatoio
26.a	Acqua riserva gruppo E	44°29'5.00"N 12°15'58.05"E	140	20	Area pavimentata Allarmi alto e basso livello	Acqua demineralizzata	140	Serbatoio
26.b	Acqua riserva gruppo G	44°29'2.63"N 12°15'55.69"E	140	20	Area pavimentata Allarmi alto e basso livello	Acqua demineralizzata	140	Serbatoio
29.a	Serbatoio acqua antincendio (motopompa)	44°29'6.18"N 12°15'53.78"E	140	20	Area pavimentata Allarmi alto e basso livello	Acqua industriale	140	Serbatoio
29.b	Serbatoio riserva acqua antincendio 1	44°29'1.41"N 12°15'57.10"E	35	15	Area pavimentata Allarmi di alto e basso livello	Acqua industriale	35	Serbatoio
29.c	Serbatoio riserva acqua antincendio 2	44°29'1.37"N 12°15'57.53"E	35	15	Area pavimentata Allarmi di alto e basso livello	Acqua industriale	35	Serbatoio
m9	Serbatoio olio turbina	44°29'4.43"N 12°15'59.30"E	28	41 (superficie bacino di contenimento)	Area pavimentata Bacino contenimento Collettamento a fognatura oleosa	Olio lubrificante	28	Serbatoio
m10	Deposito olio locale compressori	44°29'4.02"N 12°16'0.07"E	500 kg	4 (superficie bacino di contenimento)	Locale chiuso Bacino contenimento Copertura presente Area pavimentata	Olio lubrificante	500 kg	Fusti
m11	Area reagenti locale caldaie	44°29'1.24"N 12°15'56.98"E	2	2,8 (superficie bacino di contenimento)	Locale chiuso Bacino contenimento Copertura presente Area pavimentata	Ammine e fosfati	1.000 kg	Taniche
		44°29'1.82"N 12°15'56.01"E						Serbatoio
m12	Box reagenti impianto DEMI	44°29'7.24"N 12°15'57.13"E	1.000 kg	5	Locale chiuso Bacino contenimento Copertura presente Area pavimentata	Poliurettilite Anticorrosione Acqua ossigenata	400 kg 300 kg 200 kg	Sacchi Taniche Taniche
m13	Area stoccaggio detergenti Turbogas	44°29'0.08"N 12°15'53.53"E	2	3,5	Locale chiuso Copertura presente Area pavimentata	Detergente per lavaggio Turbogas	2	Cisterne
		44°28'59.6"N 12°15'54.38"E						
m14	Area stoccaggio prodotti e reagenti	44°29'1.68"N 12°15'56.60"E	4	15	Bacino contenimento Area recintata Area pavimentata	Ammoniac Ammine e fosfati Carboidrati	2 1 1	Cisterne Fusti Cisterne
m15	Area stoccaggio schiumogeno	44°29'5.21"N 12°15'56.89"E	500 litri	6	Bacino contenimento Area pavimentata	Schiumogeno	500 litri	Fusti Fusti
		44°28'58.77"N 12°15'50.76"E	500 litri	6			500 litri	
m16	Deposito ammoniac	44°29'8.78"N 12°15'57.32"E	60 (Nota 2)	500	Bacino contenimento Area pavimentata	Ammoniac in soluzione acquosa	60 60	Serbatoio Serbatoio
m17	Area stoccaggio cloruro di sodio	44°29'7.20"N 12°15'57.25"E	500 kg	4	Bacino contenimento Area pavimentata Copertura presente	Cloruro di sodio	500 kg	Sacchi

Nota1: Si rimanda alla planimetria Allegato C.11b per l'identificazione e localizzazione delle aree di stoccaggio elencate all'interno dell'impianto.

Nota 2: Il sistema prevede due serbatoi di stoccaggio, uno dei quali sarà pieno e verrà utilizzato per l'esercizio, mentre l'altro verrà mantenuto vuoto per garantire, in caso di malfunzionamento, il trasferimento dell'intero volume di liquido stoccato. Entrambi i serbatoi di stoccaggio sono collegati ad un terzo piccolo serbatoio "trappola" costituente una guardia idraulica (fume scrubber). Pertanto, la capacità complessiva di stoccaggio dell'ammoniac liquida in soluzione acquosa è di 60 mc.

Nota: in tabella C.13 non si riporta il serbatoio relativo all'ipoclorito di sodio poiché, come descritto nella relazione di riferimento trasmessa con nota Enel-PRO-20/10/2021-0016027, l'impianto di produzione e dosaggio non prevede lo stoccaggio intermedio della soluzione ricca di ipoclorito di sodio prodotta; esiste un serbatoio polmone da 6 m³ per assicurare il battente alle pompe di mandata quando l'impianto è in servizio.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC **ENEL PRODUZIONE SpA** **Centrale Termoelettrica di Porto Corsini**

C.13.1 Parco serbatoi stoccaggio idrocarburi liquidi o altre sostanze															
Serbatoi in esercizio															
Pr ogr ess ivo	Sigla	Posizion e amminis trativa	Anno di messa in esercizio	Capa cità (m3)	Destinazione d'uso (sostanza contenuta)	Tetto galleggiante		Tetto fisso		Impermeabilizz azione bacino		Doppio fondo contenimento		Tipologia di controllo / ispezioni	Frequenza monitoraggio
						Sistema di tenuta ad elevata efficienza		Collegamento a sistema recupero vapori							
						SI	NO (se previsto, indicare data ultimazione)	SI	NO (se previsto, indicare data ultimazione)	SI	NO (se previsto, indicare data ultimazione)	SI	NO (se previsto, indicare data ultimazione)		
1	m5.1 (gruppo elettrogeno GR3)	A	-	3	Gasolio	-	-	-	-	x		-	-	Ispezione visiva come da pag.18 PMC Spessimetria e prova di tenuta come da pag. 40 PMC	Mensile Almeno ogni 5 anni e ogni 10
2	m5.2 (gruppo elettrogeno GR4)	A	-	3	Gasolio	-	-	-	-	x		-	-	Ispezione visiva come da pag.18 PMC Spessimetria e prova di tenuta come da pag. 40 PMC	Mensile Almeno ogni 5 anni e ogni 10
3	m5.3 (pompa antincendio)	A	-	0,25	Gasolio	-	-	-	-	x		-	-	Ispezione visiva come da pag.18 PMC Spessimetria e prova di tenuta come da pag. 40 PMC	Mensile Almeno ogni 5 anni e ogni 10
4	m5.4 (rifornimento mezzi)	A	-	1,3	Gasolio	-	-	-	-	x		-	-	Ispezione visiva come da pag.18 PMC Spessimetria e prova di tenuta come da pag. 40 PMC	Mensile Almeno ogni 5 anni e ogni 10
5	m1	A	-	5	Cloruro ferrico	-	-	-	-	x		-	-	Ispezione visiva come da pag.18 PMC Spessimetria e prova di tenuta come da pag. 40 PMC	Mensile Almeno ogni 5 anni e ogni 10



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC

ENEL PRODUZIONE SpA

Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

C.13.1 Parco serbatoi stoccaggio idrocarburi liquidi o altre sostanze

Serbatoi in esercizio

Pr ogr ess ivo	Sigla	Posizion e amminis trativa	Anno di messa in esercizio	Capa cità (m3)	Destinazione d'uso (sostanza contenuta)	Tetto galleggiante		Tetto fisso		Impermeabilizz azione bacino		Doppio fondo contenimento		Tipologia di controllo / ispezioni	Frequenza monitoraggio
						Sistema di tenuta ad elevata efficienza		Collegamento a sistema recupero vapori							
						SI	NO (se previsto, indicare data ultimazione)	SI	NO (se previsto, indicare data ultimazione)	SI	NO (se prevista, indicare data ultimazione)	SI	NO (se previsto, indicare data ultimazione)		
6	m4	A	-	20	Cloruro ferroso	-	-	-	-	x		-	-	Ispezione visiva come da pag.18 PMC Spessimetria e prova di tenuta come da pag. 40 PMC	Mensile Almeno ogni 5 anni e ogni 10
7	AM1 (m16)	N		60	Ammoniacca in soluzione acquosa (nota 1)	-	x	x	-	x		-	x	Ispezione visiva come da pag.18 PMC Spessimetria e prova di tenuta come da pag. 40 PMC	Mensile (Nota 2)
8	AM2 (m16)	N		60	Ammoniacca in soluzione acquosa (nota 1)	-	x	x	-	x		-	x	Ispezione visiva come da pag.18 PMC Spessimetria e prova di tenuta come da pag. 40 PMC	Mensile (Nota 2)

Note tali serbatoi sono fuori terra, dotati di proprio bacino di raccolta, risulta non applicabile specificare il tipo di tetto trattandosi di serbatoi orizzontali di forma cilindrica e di piccole dimensioni.

Nota 1: Il sistema prevede due serbatoi di stoccaggio, uno dei quali sarà pieno e verrà utilizzato per l'esercizio, mentre l'altro verrà mantenuto vuoto per garantire, in caso di malfunzionamento, il trasferimento dell'intero volume di liquido stoccato. Entrambi i serbatoi di stoccaggio sono collegati ad un terzo piccolo serbatoio "trappola" costituente una guardia idraulica (fume scrubber). Pertanto, la capacità complessiva di stoccaggio dell'ammoniacca liquida in soluzione acquosa è di 60mc.

Nota 2: I controlli delle spessimetrie e delle prova di tenuta decorrono dalla messa in servizio dei serbatoi. Nello specifico, essendo i serbatoi di nuova installazione il termine entro cui eseguire il primo controllo decorrerà dalla data di collaudo degli stessi che funge da verifica iniziale.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

7.4 Rifiuti

Le modifiche proposte non comportano variazioni sostanziali nell'ambito della produzione dei rifiuti o nella gestione degli stessi in quanto il sistema SCR e la stazione di stoccaggio ammoniacale non generano rifiuti di processo se non in occasioni di manutenzioni o condizioni particolari

Si propone tuttavia una nuova riorganizzazione funzionale delle aree di deposito rifiuti che consiste nell'abolizione dell'area di deposito A4 (EER 200301 rifiuti urbani non differenziati) che non viene prodotto di norma. Il nuovo assetto delle aree di deposito temporaneo è riportato nella scheda C.12.1 e dal nuovo layout di cui all'allegato C.11.a "Planimetria aree di deposito temporaneo rifiuti".

C.12.1 Aree di deposito temporaneo di rifiuti (nota 1)							
Presenti aree di deposito temporaneo <input type="checkbox"/> no <input checked="" type="checkbox"/> si							
Se si indicare la capacità di stoccaggio complessiva (m ³): vedere il dettaglio riportato di seguito:							
N° area	Nome identificativo area	Georeferenziazione (WGS84)	Capacità di stoccaggio (m ³)	Superficie (m ²)	Caratteristiche (Pavimentazione, copertura, cordolatura, recinzione, sistema raccolta acque meteoriche, ecc.)	Tipologia rifiuti stoccati (CER)	Modalità di avvio a smaltimento/recupero (criterio Temporale T/Quantitativo Q)
A1	Deposito temporaneo serbatoio oli esausti	N 44° 29' 1,5" E 12° 15' 57,9"	5	10	Area pavimentata, recintata e coperta da tettoia. Presente il bacino di contenimento con pozzetto di aggrottamento isolato.	13 02 05* Altri rifiuti assimilabili agli oli esausti prodotti sporadicamente non prevedibili	T
A2	Deposito temporaneo rifiuti pericolosi	N 44° 29' 6,9" E 12° 16' 4,3"	240	120	Area pavimentata, recintata e coperta da tettoia. Muretto di contenimento perimetrale con fogna di raccolta acque piovane indirizzate all'impianto di trattamento (ITAR)	13 05 02* 15 01 10* 15 02 02* 16 06 01* 16 02 13* 16 03 03* 16 03 05* 16 07 08* 17 02 04* 17 03 03* 17 06 01* 17 06 03* 20 01 21* Altri rifiuti prodotti sporadicamente non prevedibili	T



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

C.12.1 Aree di deposito temporaneo di rifiuti (nota 1)							
Presenti aree di deposito temporaneo <input type="checkbox"/> no <input checked="" type="checkbox"/> si							
Se si indicare la capacità di stoccaggio complessiva (m ³): vedere il dettaglio riportato di seguito:							
N° area	Nome identificativo area	Georeferenziazione (WGS84)	Capacità di stoccaggio (m ³)	Superficie (m ²)	Caratteristiche (Pavimentazione, copertura, cordolatura, recinzione, sistema raccolta acque meteoriche, ecc.)	Tipologia rifiuti stoccati (CER)	Modalità di avvio a smaltimento/recupero (criterio Temporale T/ Quantitativo Q)
A3	Deposito temporaneo rifiuti non pericolosi	N 44° 29' 2,1" E 12°16' 58,3"	600	300	Area pavimentata, recintata e coperta. Collettamento perimetrale con fogna di raccolta acque piovane indirizzate all'impianto di trattamento (ITAR). Cassoni coperti per rifiuti sfusi.	10 01 01 12 01 02 15 01 01 15 01 02 15 01 03 15 02 03 16 02 14 16 10 02 16 11 06 17 02 03 17 03 02 17 04 02 17 04 04 17 04 05 17 04 07 17 04 11 17 05 04 17 06 04 17 09 04 19 09 02 19 09 04 19 09 05 20 02 01 20 03 01 20 03 03 20 03 04 Altri rifiuti prodotti sporadicamente non prevedibili	T
A5	Deposito temporaneo fanghi ITAR (cassa scarrabile)	N 44° 29' 6,9" E 12°15' 57,27"	20	6	Cassa scarrabile a tenuta stagna coperta da teli impermeabili e posta su area impermeabilizzata	10 01 21	T
A6	Deposito temporaneo rifiuti da filtrazione/vaglio acqua di mare (cassa scarrabile)	N 44° 29' 2,92" E 12°16' 1,69"	20	6	Cassa scarrabile a tenuta stagna coperta da teli impermeabili e posta su vasca di contenimento (quando presente la cassa scarrabile)	10 01 26	T

Nota 1: Per i fanghi prodotti dal trattamento delle acque ITAR e per i prodotti da filtrazione/vaglio, le casse scarrabili presenti sotto il nastro trasportatore presso l'impianto di produzione non sono da considerarsi come aree di deposito rifiuti ma parti d'impianto.

7.5 Approvvigionamenti idrici

Gli interventi in progetto non comportano alcuna modifica alle modalità di approvvigionamento idrico della Centrale nella configurazione attualmente in fase di autorizzazione. A tale proposito si precisa che il quantitativo di acqua prelevata dal Canale Candiano ai fini di raffreddamento rimarrà invariato rispetto all'attuale configurazione e saranno rispettati i limiti vigenti e continueranno ad essere effettuati i controlli secondo quanto indicato nel Piano di Monitoraggio e Controllo della



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC

ENEL PRODUZIONE SpA

Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

stessa. Inoltre, l'aumentata portata di vapore prodotta dai GVR, che comporterà un aumento dell'acqua necessaria per la produzione di acqua demineralizzata per il reintegro, risulterà trascurabile rispetto all'attuale prelievo della Centrale.

Verranno, pertanto, mantenuti i prelievi già richiesti di acqua di mare e dall'acquedotto senza nessun incremento.

7.6 **Effluenti Idrici (Scarichi)**

Gli interventi non comporteranno la modifica dell'opera di presa. A valle della realizzazione del progetto continueranno ad essere rispettati i limiti prescritti dal Decreto AIA vigente per tutti gli scarichi di Centrale e continueranno ad essere effettuati i controlli secondo quanto indicato nel Piano di Monitoraggio e Controllo della stessa.

L'aumento della potenza termica è principalmente assorbito dal turbogas e minimamente si traduce in una maggiore potenza termica della turbina a vapore. Ciò implica che il carico termico al condensatore non aumenterà sostanzialmente e ciò non comporterà variazioni al carico termico ceduto all'acqua di raffreddamento, che viene immessa attraverso un canale a cielo aperto nel canale artificiale Magni e da esso nella Pialassa Baiona.

Le aree di stoccaggio dell'ammoniaca saranno posizionate sotto copertura e saranno previsti bacini di contenimento per limitare al minimo la produzione di acque ammoniacali. Eventuali spurghi o drenaggi di acque ammoniacali saranno confinati e gestiti eventualmente. Non sono, pertanto, richiesti adeguamenti ai sistemi di trattamento acque reflue esistenti.

A valle della realizzazione degli interventi in progetto, la portata e le caratteristiche dell'acqua del relativo scarico rimarranno inalterate.

Una delle attività, seppur di minor rilievo, è quella della dismissione di uno dei due moduli da 15 m³/giorno dell'impianto di trattamento acque sanitarie (biologico) a seguito del sovradimensionamento rispetto all'attuale regime di utilizzo in funzione dell'utenza che frequenta il sito produttivo. In questo modo resterebbero operativi il modulo da 3 m³/giorno, compatibile con una presenza media in sito di 30 persone, e l'altro modulo da 15 m³/giorno che verrebbe attivato nei momenti di massima affluenza (150 persone/giorno). Tale modifica non ha quindi impatto su alcuna componente ambientale ma mira ad una razionalizzazione impiantistica.

7.7 **Rumore**

Il nuovo progetto sarà realizzato in conformità ai requisiti di classificazione esistenti e rispetterà i limiti vigenti.

Gli interventi previsti non comporteranno alcuna variazione significativa delle emissioni sonore della Centrale che, quindi, continuerà a rispettare i limiti come previsto dal Decreto A.I.A. vigente e il monitoraggio dei livelli di rumore continuerà a prevedere campagne di misura svolte durante il funzionamento della centrale nella nuova configurazione come previsto dal Piano di Monitoraggio e Controllo vigente.

7.8 **Connessione alla rete elettrica nazionale**

Il progetto non comporterà nessuna modifica all'attuale sistema di connessione elettrica alla rete nazionale.

7.9 **Reti fognarie**



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

Il progetto comporterà la realizzazione di vasche di contenimento di eventuali sfuggite di acque ammoniacali e delle relative linee di collettamento con conseguente modifica delle reti fognarie.

Per i dettagli si rimanda alla planimetria allegata C.10 “Planimetria reti fognarie, impianti di trattamento, scarichi idrici e rete piezometrica”.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

8 INQUADRAMENTO AMBIENTALE E SCENARIO EMISSIVO FUTURO

8.1 Scenario emissivo

Nello scenario in esame l'impianto è costituito dalle 2 unità di produzione in ciclo combinato "unità 3" e "unità 4", ma le stesse possono anche essere individuate dal progressivo delle relative turbine a gas, ovvero rispettivamente "E" e "G", a seguito della realizzazione del progetto di upgrade.

L'intervento non prevede modifiche alle caratteristiche geometriche dei punti di emissione rispetto alla situazione antecedente, che si confermano pertanto invariati per posizione, altezza e diametro della sezione, come riportato nella tabella sottostante.

Unità	Ciminiera				
	Coordinate WGS84 - UTM 32N		Quota della base	Altezza	Diametro allo sbocco
	Est	Nord	m s.l.m.	m s.l.s.	m
PC-E (PG3)	759'646	4'930'792	1	90	6.38
PC-G (PG4)	759'680	4'930'769	1	90	6.38

Tabella1 - Coordinate e caratteristiche geometriche attuali dei camini, confermate nell'assetto di upgrade.

La seguente tabella riepiloga le caratteristiche fisiche e chimiche delle emissioni nell'assetto di upgrade.

Unità	Parametri fisici dei fumi allo sbocco				Concentrazione all'emissione Performances attese		
	Temperatura	Velocità	Portata ⁽¹⁾	O ₂ ,ri f	NO _x ⁽²⁾	CO ⁽³⁾	NH ₃
	°C	m/s	Nm ³ /h	%	mg/Nm ³		
PC-E	80	26.3	2'620'000	15	10(4)	30(5)	5(6)
PC-G	80	26.3	2'620'000	15	10(4)	30(5)	5(6)

(1) Portata in condizioni normalizzate: temperatura di 273.15 K, pressione di 101.3 kPa, percentuale di ossigeno alle condizioni di riferimento per la tipologia di combustibile, con detrazione del vapore acqueo (quindi secca).

(2) Impianti esistenti CCGT BAT* per NO_x 10-40 mg/Nm³ per periodo di riferimento annuo e 18-50 mg/Nm³ per periododi riferimento giornaliero

(3) Impianti esistenti CCGT BAT* per CO <5-30 mg/Nm³ per periodo di riferimento annuo

(4) Performances attese di 10 mg/Nm³ su base giornaliera, VLE AIA dal 17.08.2021 28 mg/Nm³ su base annuale, 30mg/Nm³ su base giornaliera

(5) Performances attese di 30 mg/Nm³ su base giornaliera, VLE AIA dal 17.08.2021 15 mg/Nm³ su base annuale, 30mg/Nm³ su base giornaliera

(6) Performances attese di 5 mg/Nm³ su base annuale

Tabella 2 - Assetto Upgrade. Caratteristiche fisiche e chimiche delle emissioni a carico nominale.

8.2 Stato della qualità dell'aria

Sulla base della zonizzazione realizzata dalla Regione Emilia Romagna il Comune di Ravenna rientra nella zona Pianura Est (IT08103).

Per valutare la qualità dell'aria nella zona su cui sorge la centrale si è fatto riferimento a report redatti annualmente sullo stato della qualità dell'aria, sia a livello regionale sia provinciale.

La rete di monitoraggio regionale è composta da 47 stazioni, in particolare nella Provincia di Ravenna sono presenti 5 stazioni della Rete Regionale di rilevamento della qualità dell'aria (RRQA) e 2 stazioni Locali – Rocca Brancaleone e Porto San Vitale – che hanno lo scopo di controllare e verificare gli impatti riconducibili prevalentemente all'area industriale/portuale. Nella seguente figura si riporta ubicazione delle suddette centraline.

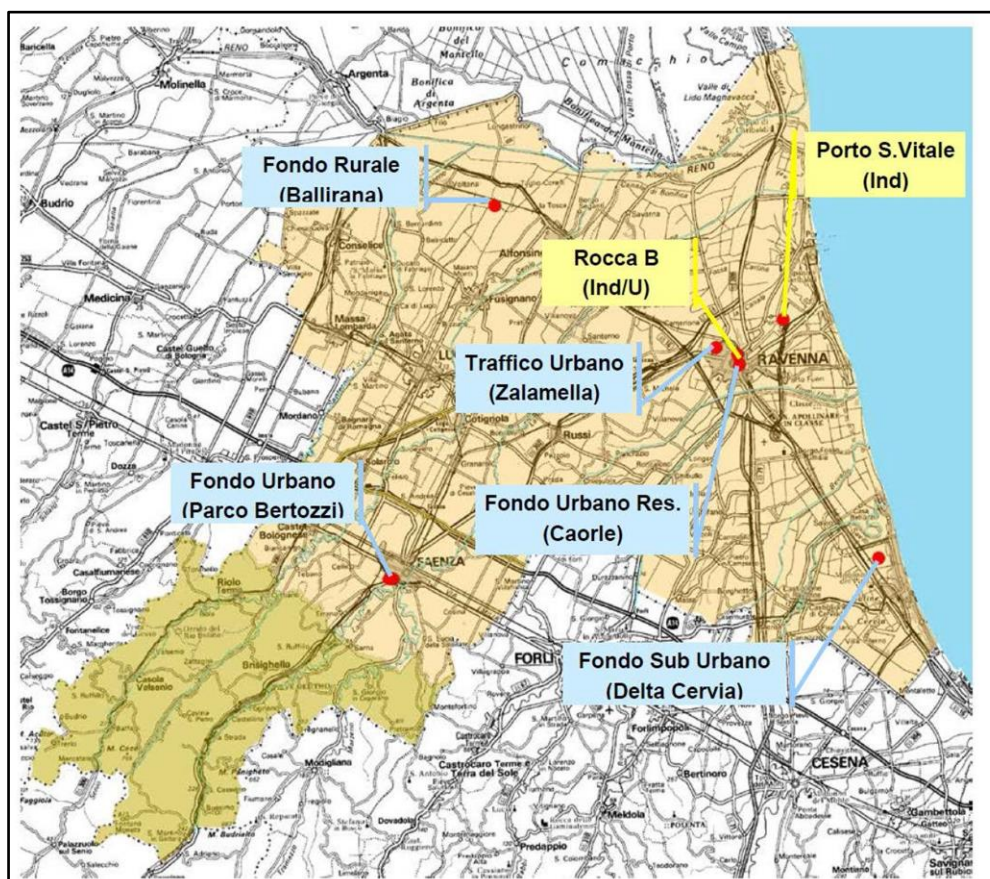


Figura 3 – Ubicazione delle centraline nella provincia di Ravenna

Di specifico interesse ai fini del presente studio risultano le stazioni Caorle di fondo residenziale e Porto San Vitale di tipo industriale, localizzate tra 5 e 10 km a SSO rispetto al sedime di Centrale.

Analizzando lo stato della qualità dell'aria registrato nel periodo 2018 dalle stazioni della rete regionale ricadenti in Provincia di Ravenna, in relazione ai macroinquinanti PM10, PM2.5, NO2, NOX, SO2, CO, O3 e C6H6:

relativamente al particolato **PM10**, il limite sulla concentrazione media annuale è stato rispettato in tutte le stazioni della Provincia, mentre il limite giornaliero è rispettato in tutte le postazioni ad



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

eccezione della stazione Locale/Industriale Porto San Vitale. Relativamente a tale parametro la valutazione dello stato dell'indicatore non è critica ma non può essere considerata positiva.

Relativamente al particolato ultrafine **PM_{2.5}**, il limite relativo alla media annuale è stato rispettato in tutte le postazioni. I valori più elevati si sono registrati nella stazione di Fondo urbano di Caorle e in quella Locale industriale di Porto San Vitale. Relativamente a tale parametro la valutazione dello stato dell'indicatore non è critica ma non può essere considerata positiva.

Relativamente al **biossido di azoto (NO₂)**, i limiti di lungo e di breve periodo sono stati rispettati in tutte le stazioni. La media annuale più elevata è stata rilevata nella stazione di traffico (Zalamella), mentre il massimo orario più alto è stato rilevato nella stazione Locale di Rocca Brancaleone. Per gli ossidi di azoto (NOX), la concentrazione media annuale misurata è risultata inferiore al limite per la protezione della vegetazione.

Relativamente al **biossido di zolfo (SO₂)**, le concentrazioni rilevate sono risultate contenute, con livelli notevolmente inferiori rispetto a quelli stabiliti dalla normativa vigente. Il rispetto dei limiti non rappresenta pertanto un problema, e già da diversi anni non si verificano superamenti.

Relativamente al **monossido di carbonio (CO)**, il valore limite per la protezione della salute umana è ampiamente rispettato in tutte le stazioni della Provincia di Ravenna già da molti anni, pertanto questo inquinante non si può definire critico su quest'area.

Relativamente **all'ozono (O₃)**, il limite per la protezione della salute umana è stato superato nelle stazioni di Fondo Delta Cervia, Carole Parco Bertozzi, oltre che nella stazione Locale Rocca Brancaleone. I valori di ozono misurati nel 2018, in considerazione anche dei dati storici, confermano il persistere di una situazione critica per questo inquinante.

Relativamente al **benzene (C₆H₆)**, in tutte le stazioni la media annuale è risultata inferiore al limite normativo, con valori simili a quelli rilevati negli ultimi anni. La situazione in relazione al rispetto del limite di legge non è dunque critica, ma la valutazione dello stato dell'indicatore non può essere considerata positiva.

8.3 Analisi meteoroclimatica ed effetti sulla qualità dell'aria

Le valutazioni riportate nel seguito si avvalgono di dati osservati e dati prodotti dal sistema modellistico WRF/Calmet/Calpuff, a corredo dei quali il sistema implementa una serie di pre-processor e post-processor.

La simulazione modellistica è stata condotta ricostruendo i campi meteorologici orari per il triennio 2013-2015 e le sostanze considerate in emissione sono gli ossidi di azoto (NO_x) e il monossido di carbonio (CO).

L'utilizzo del sistema modellistico CALMET/CALPUFF è consigliato da US-EPA in presenza di situazioni meteorologiche complesse determinate dalla conformazione orografica dell'area di studio o da situazioni di stagnazione.

CALMET (Version 6.5.0, Level 150223) (Scire et al., 2000(a)) è un modello meteorologico diagnostico che produce campi orari tridimensionali di vento e bidimensionali di diverse variabili meteorologiche a partire da dati osservati (al suolo e di profilo) e da dati geofisici (orografia, uso del suolo).

Il modello CALPUFF è in grado di simulare i processi di trasporto, dispersione, deposizione secca e umida e trasformazione chimica cui sono sottoposte le emissioni continue di sbuffi (puff) d'inquinante rilasciate in atmosfera da una o più sorgenti.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

8.4 Effetti sulla qualità dell'aria

L'input emissivo è costituito dalle sorgenti puntuali a rappresentazione della emissione dei fumi di combustione dalle sezioni di uscita dei camini dei turbogas.

Per la definizione dei parametri di input del modello, si è fatto uso delle grandezze riportate nelle tabelle 1 e 2.

Unità	Ciminiera				
	Coordinate WGS84 - UTM 32N		Quota della base	Altezza	Diametro allo sbocco
	Est	Nord	m s.l.m.	m s.l.s.	m
PC-E (PG3)	759'646	4'930'792	1	90	6.38
PC-G (PG4)	759'680	4'930'769	1	90	6.38

Tabella1 - Coordinate e caratteristiche geometriche attuali dei camini, confermate nell'assetto di upgrade

Unità	Parametri fisici dei fumi allo sbocco				Concentrazione all'emissione Performances attese		
	Temperatura	Velocità	Portata ⁽¹⁾	O _{2,ri} f	NO _x ⁽²⁾	CO ⁽³⁾	NH ₃
	°C	m/s	Nm ³ /h	%	mg/Nm ³		
PC-E	80	26.3	2'620'000	15	10(4)	30(5)	5(6)
PC-G	80	26.3	2'620'000	15	10(4)	30(5)	5(6)

Portata in condizioni normalizzate: temperatura di 273.15 K, pressione di 101.3 kPa, percentuale di ossigeno alle condizioni di riferimento per la tipologia di combustibile, con detrazione del vapore acqueo (quindi secca).

(2) Impianti esistenti CCGT BAT* per NO_x 10-40 mg/Nm³ per periodo di riferimento annuo e 18-50 mg/Nm³ per periododi riferimento giornaliero

(3) Impianti esistenti CCGT BAT* per CO <5-30 mg/Nm³ per periodo di riferimento annuo

(4) Performances attese di 10 mg/Nm³ su base giornaliera, VLE AIA dal 17.08.2021 28 mg/Nm³ su base annuale, 30mg/Nm³ su base giornaliera

(5) Performances attese di 30 mg/Nm³ su base giornaliera, VLE AIA dal 17.08.2021 15 mg/Nm³ su base annuale, 30mg/Nm³ su base giornaliera

(6) Performances attese di 5 mg/Nm³ su base annuale

Tabella 2 - Assetto Upgrade. Caratteristiche fisiche e chimiche delle emissioni a carico nominale

Gli effetti sulla qualità dell'aria delle emissioni convogliate sono stati stimati assumendo l'ipotesi che le sezioni d'impianto siano esercite a carico nominale costante (8'760 ore/anno) per l'intera durata della simulazione (triennio 2013-2015).

L'assunzione del carico nominale costante per tutta la durata della simulazione alle concentrazioni autorizzate/proposte consente di ritenere cautelative le stime ottenute dalla simulazione, sia in termini di concentrazioni medie annue sia in termini di concentrazioni orarie e giornaliere. Per queste ultime, in particolare, la simulazione assicura cautelativamente la valutazione dell'impatto associato alla massima emissione nelle ore più sfavorevoli dal punto di vista meteorologico alla dispersione degli inquinanti.

È inoltre importante tenere in considerazione che i risultati ottenuti con la metodologia adottata presentano un ulteriore fattore conservativo, rappresentato dal fatto che nel reale esercizio l'impianto è soggetto sia a periodi di fermo di uno o più gruppi, sia a periodi di esercizio di uno o più gruppi a carico ridotto. Infatti, coerentemente con le finalità dello studio, la simulazione condotta non ha



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

l'obiettivo di rappresentare il reale impatto associato all'impianto in un definito periodo storico, ma la massima estensione e relativa entità potenziale dell'impatto associato alle emissioni convogliate in condizioni di massimo carico emissivo.

Il presente rapporto ha descritto le informazioni necessarie all'inquadramento meteorologico e all'identificazione e quantificazione degli effetti delle emissioni di macroinquinanti in aria ed il loro confronto con gli Standard di Qualità dell'Aria (SQA), in risposta alla compilazione degli Allegati D.5 e Allegato D.6, relativo alla Procedura di Autorizzazione Integrata Ambientale per la Centrale "Teodora" di Porto Corsini (RA) a seguito dell'intervento di upgrade delle Unità 3 e 4 a Ciclo Combinato.

Lo studio ha analizzato le caratteristiche meteorologiche del sito tramite la stazione AM - Cervia Aeroporto.

Lo stato attuale della qualità dell'aria della Provincia di Ravenna, valutato attraverso l'analisi dei dati della rete di monitoraggio Arpa (Agenzia regionale per la prevenzione, l'ambiente e l'energia dell'Emilia-Romagna). A Ravenna risultano presenti al 31/12/2018 cinque stazioni della RRQA (rete regionale di rilevamento della qualità dell'aria) e due stazioni Locali, di cui sono stati analizzati i dati raccolti nel corso del 2018.

Relativamente al particolato PM10 e PM2.5, la valutazione dello stato della qualità dell'aria non è risultata critica ma non può essere considerata positiva. Relativamente al biossido di azoto (NO₂), i limiti di lungo e di breve periodo sono stati rispettati in tutte le stazioni. Per gli ossidi di azoto (NO_x), la concentrazione media annuale misurata è risultata inferiore al limite per la protezione della vegetazione. Relativamente al monossido di carbonio (CO), i risultati indicano che non si può definire critico su quest'area.

La stima delle ricadute in aria ambiente delle emissioni della Centrale è stata effettuata per mezzo della catena modellistica WRF-CALMET-CALPUFF applicata al triennio meteorologico 2013-2015. Lo studio ha valutato la coerenza della meteorologia prodotta dalla catena modellistica con le registrazioni della stazione meteorologica AM Cervia Aeroporto come rappresentativa della meteorologia dell'area in esame. La rappresentatività della meteorologia prodotta dai modelli WRF-CALMET è stata valutata e giudicata idonea per mezzo di elaborazioni statistiche e rappresentazioni grafiche che hanno permesso il confronto dei principali parametri meteorologici ricostruiti per via modellistica con le corrispondenti informazioni meteorologiche e climatologiche locali.

La valutazione degli effetti sulla qualità dell'aria ambiente effettuata per via modellistica ha permesso di identificare le aree maggiormente interessate dall'impatto determinato dalle emissioni della Centrale nello scenario "upgrade", ed ha messo in evidenza valori dei contributi alle concentrazioni di NO_x, NO₂, CO, sempre entro i limiti posti dagli Standard di Qualità dell'Aria del D. Lgs. 155/2010, anche nel punto di massima ricaduta.

La verifica del rispetto degli Standard di Qualità Ambientale, condotta considerando le postazioni della RRQA provinciale ed il livello iniziale pari ai valori da queste misurate, e considerando quale contributo dell'impianto a seguito dell'intervento la ricaduta stimata nel punto di massima ricaduta delle emissioni convogliate consente di ritenere soddisfatti i requisiti richiesti dalla normativa in tutte le postazioni della rete di monitoraggio.

8.5 Acqua

Gli interventi in progetto non comporteranno alcuna modifica alle modalità di approvvigionamento idrico della centrale di Porto Corsini nella configurazione attualmente in fase di autorizzazione, anche dal punto di vista infrastrutturale, gli interventi in progetto non prevedono variazioni nè alle opere di



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

approvvigionamento idrico nè agli scarichi idrici attualmente presenti nel sito della centrale.

8.6 Rumore

Sulla base del Piano Comunale di Classificazione Acustica (PCCA) del Comune di Ravenna risulta che l'area in cui è ubicata la centrale e le zone industriali adiacenti sono in zona VI "Aree esclusivamente industriali".

In fase di esercizio, le fonti sonore aggiuntive o modificate rispetto alla soluzione attuale a seguito del progetto possono essere ridotte alle seguenti:

- variazioni dell'emissione sonora delle due unità esistenti;
- rumorosità prodotta dall'edificio stoccaggio ammoniaca;
- traffico indotto per l'approvvigionamento dell'ammoniaca in soluzione acquosa.

Per quanto concerne la rumorosità prodotta dai principali componenti delle unità 3 e 4, come confermato dalla società Ansaldo Energia che eseguirà gli interventi gli aggiornamenti sopra descritti non comportano variazioni peggiorative dei livelli di emissione sonora della macchina in esercizio né verso il condotto di aspirazione dell'aria, né verso il condotto di scarico e neppure nell'intorno del corpo della turbina a gas (riferimento AD00145333 - Upgrade MXL2 – Emissioni Sonore e Vibrazioni. Ansaldo Energia). Si ritiene pertanto che gli interventi di upgrade previsti non comporteranno alcuna variazione significativa delle emissioni sonore delle unità produttive oggetto dell'intervento. Si precisa che le macchine sono dotate in origine dei seguenti sistemi di attenuazione atti a contenere all'interno dei vincoli autorizzativi i livelli delle emissioni sonore delle turbine a gas:

- silenziatore realizzato nel condotto di aspirazione aria del compressore;
- cabinato insonorizzante realizzato attorno alla turbina;
- sistema fono-impedente realizzato attorno al condotto di scarico della turbina.

Tali sistemi di attenuazione non sono oggetto di modifica nelle attività di upgrade in progetto e quindi continueranno ad esercitare il loro effetto come nell'assetto attuale. La stessa società appaltatrice degli interventi sulle macchine dichiara che, per quanto riguarda l'impatto da vibrazioni, si specifica che l'upgrade prevede modifiche a livello termodinamico/fluidodinamico della macchina, senza alcuna variazione nella meccanica, aspetto quest'ultimo che influenza direttamente la trasmissione delle vibrazioni. Pertanto, non ci sarà alcuna modifica rispetto alla situazione vibrazionale attuale. Per quanto concerne il sistema SCR, esso, come descritto, resterà completamente contenuto all'interno del GVR, dove già sono presenti, lungo il percorso dei gas di scarico, batterie di fasci tubieri atti al recupero del calore presente nei gas stessi per la generazione di vapore. Esso, quindi, non provocherà significative variazioni nel rumore prodotto dal corpo del recuperatore, a sua volta racchiuso da una pannellatura esterna, e dal camino. In generale, le sorgenti sonore costituite dagli impianti e dai macchinari necessari al funzionamento del SCR sono di piccole dimensioni ed assolutamente assimilabili a quelle installate presso gli impianti chimici già presenti in Centrale.

La rumorosità prodotta dall'edificio ammoniaca sarà contenuta all'interno dell'edificio stesso, ma sarà caratterizzata dall'assenza di significative fonti sonore, quali macchinari rotanti di grosse dimensioni come pompe o compressori, macchinari statici come grandi trasformatori di potenza, ecc. È previsto il funzionamento continuo solo delle pompe per circolazione della soluzione ammoniacale che hanno una potenza pari a circa 1 kW, mentre le altre pompe, sempre di ridotta potenza presenti nell'edificio (dell'ordine di qualche kW), quali sentine e scarico autobotte avranno un funzionamento sporadico e/o poco frequente e di durata limitata. La realizzazione degli interventi in progetto prevede per i nuovi catalizzatori l'impiego di ammoniaca in soluzione acquosa. I consumi previsti sono:

- consumo orario di una Unità al 100% = 0,1 m³/h;



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

- consumo annuale di una Unità al 100% = 876 m³/anno;
- consumo annuale di due Unità al 100% (800 m³/anno x 2) = 1.600 m³/anno.

Considerando che il trasporto avvenga con autocisterne di capacità intermedia, pari a circa 15.000 l, si ottiene un numero di trasporti annuali minore di 110. Quindi anche il flusso di mezzi pesanti indotto dal progetto di upgrade sarà nel complesso ampiamente trascurabile. Dal punto di vista della propagazione sonora, la realizzazione del fabbricato stoccaggio ammoniaca, di altezza pari a 9.5 m (il tetto dell'edificio sarà a circa 11 m da piano campagna attuale), potrà esercitare un'azione schermante, oggi non presente, rispetto alle unità produttive. Nel complesso, sulla base degli elementi disponibili, si ritiene che l'impatto del progetto di upgrade sul rumore in fase di esercizio sia trascurabile. La rumorosità complessivamente prodotta dall'impianto si manterrà ai livelli attuali. I livelli di rumore ambientale acquisiti nel corso delle precedenti campagne sperimentali (§ 3) possono essere considerati rappresentativi anche per la situazione futura. Si confermano pertanto le valutazioni di conformità ai limiti espresse in quella sede, anche per quanto attiene al criterio differenziale.

9 VALUTAZIONE DI CONFORMITÀ ALLE BAT

In questo paragrafo viene riportato il confronto con le BAT applicabile al sito impiantistico in esame. Nello specifico il gestore ha effettuato il confronto con:

- il Reference Document for Large Combustion Plants, July 2017, in particolare Conclusioni sulle BAT per i grandi impianti di combustione (Decisione di esecuzione 2021/2326/UE del 30/11/2021) già (DECISIONE DI ESECUZIONE (UE) 2017/1442 DELLA COMMISSIONE del 31 luglio 2017).



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

Comparto/ matrice ambientale	Rif. BATC / BREF	Descrizione tecnologia BAT	BAT AELs	Applicazione BAT dichiarata dal Gestore SI/NO	Tecnologia adottata dichiarata dal Gestore
Decisione di esecuzione 2021/2326/UE del 30/11/2021 già Decisione di esecuzione 2017/1442/UE della commissione del 31 luglio 2017 che stabilisce le Conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT), a norma della direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, per i grandi impianti di combustione.					
SGA	LCP BAT 1	Istituire e applicare un sistema di gestione ambientale (SGA)	-	SI	Il Gestore dichiara che la centrale è dotata di un Sistema di Gestione Ambientale (SGA) strutturato secondo i requisiti della norma UNI EN ISO 14001 e certificato EMAS che risponde alle caratteristiche elencate nella BAT in oggetto.
Efficienza energetica	LCP BAT 2	Determinare il rendimento elettrico netto dopo la messa in servizio dell'unità e dopo ogni modifica significativa	-	SI	-
Monitoraggi o delle emissioni convogliate	LCP BAT 3	Monitorare i principali parametri di processo relativi alle emissioni in atmosfera e in acqua	-	SI	-
Monitoraggi o delle emissioni convogliate	LCP BAT 4	Per le turbine alimentate a gas naturale la BAT prevede il monitoraggio in continuo di NOx (monitoraggio associato alla BAT 42) e CO (monitoraggio associato alla BAT 44). In caso di utilizzo di SCR, la BAT prevede il monitoraggio in continuo anche per NH ₃ .	.	SI	-



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

Comparto/ matrice ambientale	Rif. BATC / BREF	Descrizione tecnologia BAT	BAT AELs	Applicazione BAT dichiarata dal Gestore SI/NO	Tecnologia adottata dichiarata dal Gestore
Monitoraggi o delle emissioni in acqua	LCP BAT 5	La BAT consiste nel monitorare le emissioni in acqua derivanti dal trattamento degli effluenti gassosi almeno alla frequenza indicata e in conformità con le norme EN. Se non sono disponibili norme EN, la BAT consiste nell'applicare le norme ISO, le norme nazionali o altre norme internazionali che assicurino di ottenere dati di qualità scientifica equivalente.	-	NO	-
Ottimizzazio ne della combustione	LCP BAT 6	Per migliorare le prestazioni ambientali generali degli impianti di combustione e per ridurre le emissioni in atmosfera di CO e delle sostanze incombuste, la BAT consiste nell'ottimizzare la combustione e nel fare uso di un'adeguata combinazione delle tecniche elencate di seguito: a. dosaggio e miscela dei combustibili; b. manutenzione del sistema di combustione; c. sistema di controllo avanzato; d. buona progettazione delle apparecchiature di combustione; e. scelta del combustibile.	-	SI	-
Emssioni in atmosfera	LCP BAT 7	Al fine di ridurre le emissioni di ammoniaca in atmosfera dovute alla	SI	SI	-



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

Comparto/ matrice ambientale	Rif. BATC / BREF	Descrizione tecnologia BAT	BAT AELs	Applicazione BAT dichiarata dal Gestore SI/NO	Tecnologia adottata dichiarata dal Gestore
		<p>riduzione catalitica selettiva (SCR) e/o alla riduzione non catalitica selettiva (SNCR) utilizzata per abbattere le emissioni di NO_x, la BAT consiste nell'ottimizzare la configurazione e/o il funzionamento dell'SCR e/o SNCR (ad esempio, ottimizzando il rapporto reagente/NO_x, distribuendo in modo omogeneo il reagente e calibrando in maniera ottimale l'iniezione di reagente).</p> <p><i>Livelli di emissioni associati alla BAT</i></p> <p>Il livello di emissioni associato alla BAT (BAT-AEL) per le emissioni in atmosfera di NH₃ risultanti dall'uso dell'SCR e/o SNCR è < 3–10 mg/Nm³ come media annuale o media del periodo di campionamento. Il limite inferiore dell'intervallo si può ottenere utilizzando l'SCR, mentre il limite superiore utilizzando l'SNCR, senza ricorrere a tecniche di abbattimento a umido.</p>			
Emissioni in atmosfera	LCP BAT 8	Al fine di prevenire o ridurre le emissioni in atmosfera durante le normali condizioni di esercizio, la BAT consiste nell'assicurare, mediante adeguata progettazione, esercizio e manutenzione, che il funzionamento e la disponibilità dei sistemi di abbattimento delle emissioni siano ottimizzati.	-	SI	



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

Comparto/ matrice ambientale	Rif. BATC / BREF	Descrizione tecnologia BAT	BAT AELs	Applicazione BAT dichiarata dal Gestore SI/NO	Tecnologia adottata dichiarata dal Gestore
Utilizzo delle risorse (combustibili)	LCP BAT 9	<p>Al fine di migliorare le prestazioni ambientali generali degli impianti di combustione e/o di gassificazione e ridurre le emissioni in atmosfera, la BAT consiste nell'includere gli elementi seguenti nei programmi di garanzia della qualità/controllo della qualità per tutti i combustibili utilizzati, nell'ambito del sistema di gestione ambientale:</p> <p>i) caratterizzazione iniziale completa del combustibile utilizzato, ivi compresi almeno i parametri elencati in appresso e in conformità alle norme EN. Possono essere utilizzate norme ISO, norme nazionali o altre norme internazionali che assicurino di ottenere dati di qualità scientifica equivalente;</p> <p>prove periodiche della qualità del combustibile per verificarne la coerenza con la caratterizzazione iniziale e secondo le specifiche di progettazione. La frequenza delle prove e la scelta dei parametri tra quelli della tabella sottostante si basano sulla variabilità del combustibile e su una valutazione dell'entità delle sostanze inquinanti (ad esempio,</p>	-		SI



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

Comparto/ matrice ambientale	Rif. BATC / BREF	Descrizione tecnologia BAT	BAT AELs	Applicazione BAT dichiarata dal Gestore SI/NO	Tecnologia adottata dichiarata dal Gestore
Emissioni in atmosfera	LCP BAT 10	Al fine di ridurre le emissioni in atmosfera e/o nell'acqua durante condizioni di esercizio diverse da quelle normali, la BAT consiste nell'elaborare e attuare, nell'ambito del sistema di gestione ambientale.	-	SI	-
Emissioni in atmosfera/ac qua	LCP BAT 11	La BAT consiste nel monitorare adeguatamente le emissioni in atmosfera e/o nell'acqua durante le condizioni di esercizio diverse da quelle normali.	-	SI	-
Efficienza energetica	LCP BAT 12	Al fine di aumentare l'efficienza energetica delle unità di combustione in funzione ≥ 1.500 ore/anno, la BAT consiste nell'utilizzare una combinazione adeguata delle tecniche.	-	SI	-



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

Comparto/ matrice ambientale	Rif. BATC / BREF	Descrizione tecnologia BAT	BAT AELs	Applicazione BAT dichiarata dal Gestore SI/NO	Tecnologia adottata dichiarata dal Gestore
Gestione delle acque reflue ed emissioni in acqua	LCP BAT 13	Al fine di ridurre il consumo d'acqua e il volume delle acque reflue contaminate emesse, la BAT consiste nell'utilizzare una o entrambe le tecniche indicate di seguito: a. riciclo dell'acqua; b. movimentazione a secco delle ceneri pesanti (relativa a impianti che bruciano combustibili solidi).	-	SI	-
Gestione delle acque reflue ed emissioni in acqua nell'acqua	LCP BAT 14	Al fine di prevenire la contaminazione delle acque reflue non contaminate e ridurre le emissioni nell'acqua, la BAT consiste nel tenere distinti i flussi delle acque reflue e trattarli separatamente, in funzione dell'inquinante.	-	SI	-
Gestione delle acque reflue ed emissioni in acqua	LCP BAT 15	Al fine di ridurre l'emissione nell'acqua di acque reflue da trattamento degli effluenti gassosi, la BAT consiste nell'utilizzare una combinazione adeguata delle tecniche indicate di seguito e utilizzare tecniche secondarie il più vicino possibile alla sorgente per evitare la diluizione. [omissis]	-	NO	-



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

Comparto/ matrice ambientale	Rif. BATC / BREF	Descrizione tecnologia BAT	BAT AELs	Applicazione BAT dichiarata dal Gestore SI/NO	Tecnologia adottata dichiarata dal Gestore
Gestione dei rifiuti	LCP BAT 16	Al fine di ridurre la quantità da smaltire dei rifiuti risultanti dalla combustione e/o dal processo di gassificazione e dalle tecniche di abbattimento, la BAT consiste nell'organizzare le operazioni in modo da ottimizzare, in ordine di priorità e secondo la logica del ciclo di vita: a) la prevenzione dei rifiuti, ad esempio massimizzare la quota di residui che escono come sottoprodotti; b) la preparazione dei rifiuti per il loro riutilizzo, ad esempio in base ai criteri di qualità richiesti; c) il riciclaggio dei rifiuti; d) altri modi di recupero dei rifiuti (ad esempio recupero di energia).	-	NO	-
Emissioni sonore	LCP BAT 17	Al fine di ridurre le emissioni sonore, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche indicate di seguito: a. misure operative; b. apparecchiature a bassa rumorosità; c. attenuazione del rumore; d. dispositivi anti rumore; e.localizzazione adeguata delle apparecchiature e degli edifici.	-	SI	-



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

Comparto/ matrice ambientale	Rif. BATC / BREF	Descrizione tecnologia BAT	BAT AELs	Applicazione BAT dichiarata dal Gestore SI/NO	Tecnologia adottata dichiarata dal Gestore				
Efficienza energetica	LCP BAT 40	<p>Al fine di aumentare l'efficienza della combustione di gas naturale, la BAT consiste nell'utilizzare una combinazione adeguata delle tecniche indicate nella BAT 12 e ciclo combinato</p> <p style="text-align: center;">Tabella 23</p> <p>Livelli di efficienza energetica associati alla BAT (BAT-AEEL) per la combustione di gas naturale</p> <table><tr><th>Tipo di unità di combustione</th><th>BAT-AEEL Rendimento elettrico netto % (nuova unità)</th></tr><tr><td>CCGT, Cicli combinati ≥ 600</td><td>57-60,5</td></tr></table>	Tipo di unità di combustione	BAT-AEEL Rendimento elettrico netto % (nuova unità)	CCGT, Cicli combinati ≥ 600	57-60,5	SI	SI	-
Tipo di unità di combustione	BAT-AEEL Rendimento elettrico netto % (nuova unità)								
CCGT, Cicli combinati ≥ 600	57-60,5								
Emissioni in atmosfera	LCP BAT 42	<p>Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di NOx in atmosfera risultanti dalla combustione di gas naturale nelle turbine a gas, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito:</p> <p>a. Sistema di controllo avanzato;</p>	SI	SI	-				



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

Comparto/ matrice ambientale	Rif. BATC / BREF	Descrizione tecnologia BAT	BAT AELs	Applicazione BAT dichiarata dal Gestore SI/NO	Tecnologia adottata dichiarata dal Gestore
		b. Aggiunta di acqua/vapore; c. Bruciatori a bassa emissione di NOx a secco (DLN); d. Modi di progettazione a basso carico; e. Bruciatori a basse emissioni di NOx (LNB); f. Riduzione catalitica selettiva (SCR). Tabella 24			
Emissioni in atmosfera	LCP BAT 44	Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di CO in atmosfera risultanti dalla combustione di gas naturale, la BAT consiste nell'ottimizzare la combustione e/o utilizzare catalizzatori ossidanti. A titolo indicativo, i livelli medi annui di emissione di CO: • per nuove CCGT di potenza ≥ 50 MWt sono: $< 5-30$ mg/Nm ³ . Per gli impianti con un rendimento (RE) netto > 55% può essere applicato un fattore di correzione al limite superiore dell'intervallo, corrispondente a [valore più alto] x RE/55, dove RE è il rendimento netto dell'impianto determinato alle condizioni ISO di carico di base.	SI	SI	-



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

10 CRONOPROGRAMMA

Le attività avranno una durata complessiva, da intendersi come massima, di 12 mesi a partire da loro inizio e saranno suddivise in 6 mesi dedicati alla realizzazione delle opere civili e 6 mesi per le opere impiantistiche che saranno effettuate in una fermata programmata.

Tale programma potrebbe tuttavia subire variazioni derivanti da ritardi di fornitura o problemi impiantistici, attualmente non prevedibili. Di seguito si riporta il dettaglio delle fasi e lo sviluppo temporale.

	MESI											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Cantierizzazione												
Demolizioni preliminari												
Parti civili stoccaggio ammoniac												
Costruzione vasche e colletamenti												
Sostituzione parti calde turbogas												
Installazione catalizzatore SCR												
Piping e strutture carpenteria												
Collegamenti strumentali												
Test conclusivi												

11 OSSERVAZIONI DEL PUBBLICO

Dalla consultazione della documentazione resa pubblica dall'Autorità Competente sul portale <https://va.minambiente.it/it-IT> non sono presenti osservazioni del pubblico.

12 CONSIDERAZIONI

A valle dell'analisi sulla documentazione allegata all'istanza presentata dal Gestore, con nota prot. ENEL-PRO-21/10/2022-0016696, acquisita dal MiTE con prot. 0135579 del 02/11/2022, relativamente al *“Progetto di upgrade impianto per la Centrale “Teodora” di Porto Corsini, l'intervento consiste nella sostituzione delle “parti calde” delle due turbine a gas delle unità 3 (TG-E) e 4 (TG-G) esistenti, l'installazione di un sistema di denitrificazione catalitica (SCR) attraverso l'inserimento di un catalizzatore di NOx nel CVR nonché la realizzazione dello stoccaggio per l'ammoniaca e delle relative connessioni”* e a seguito delle richieste da parte del GI, il gestore ha trasmesso le integrazioni documentali prot. ENEL-PRO-14/07/2023-0012067 acquisite al prot. MASE/116012 17/07/2023, e acquisite CIPPC/1331 del 12/09/2023 fornendo tutte le informazioni relativamente agli effetti ambientali prodotti dai due gruppi.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

- 1- Il Gestore dichiara che non è presente nessun bypass dei fumi e conferma che i gas di scarico della turbina a gas possono andare solamente nel generatore di vapore e quindi essere veicolati attraverso il solo e unico camino presente per ogni gruppo posto a valle del generatore di vapore a recupero.
- 2- Il valore del minimo tecnico ambientale dei due gruppi è definito:
 - a. al carico di **90 MWe** per il gruppo E, come potenza del solo TG (rif. Comunicazione ENEL-PRO-10/10/2023-0016947);
 - b. al carico di **85 MWe** per il gruppo G, come potenza del solo TG (rif. Comunicazione ENEL-PRO-12/12/2022- 0019517).

Il gestore ad esito del completamento del collaudo e messa in servizio definitiva del catalizzatore CO nel gruppo E, ritiene che il valore di MTA di tale unità possa essere portato a valori non superiori a 90 MWe. Di ciò verrà data comunicazione ad esito delle verifiche di QAL2 in corso sul parametro.

- 3- Il gestore relativamente al valore di efficienza del ciclo combinato, anche con riferimento all'applicazione della BAT 40 (BAT-AEEL) per la combustione di gas naturale in impianti CCGT esistenti di potenza maggiore o uguale a 600 MWth, dichiara che il valore rappresentativo di rendimento, nelle condizioni attuali dei gruppi, da verificarsi con l'unità al massimo carico nominale sia del **53%**.
- 4- Il gestore per quanto attiene i reflui acquosi fa presente che gli interventi in progetto non prevedono variazioni né alle opere di approvvigionamento idrico né agli scarichi idrici attualmente presenti nel sito della centrale.
- 5- Il Gestore, al fine di ottemperare alla condizione ambientale n.4, indicata all'interno del Decreto nr. 17 del 28/03/2022- Parere della CT VIA n.409 del 14 gennaio 2022 si impegna a ridurre il numero di ore di esercizio al normale funzionamento della centrale passando da 8760 a 8000 ore/anno, così da compensare l'incremento di portata volumetrica dopo l'upgrade.

Inoltre è da tenere in considerazione nella fissazione del limite di emissione degli NOx del Piano Aria Integrato Regionale (PAIR 2020) tuttora vigente dell'Emilia-Romagna approvato con deliberazione dell'Assemblea Legislativa n. 115 dell'11 aprile 2017 (pdf637.42 KB) ed entrato in vigore il 21 aprile 2017.

Tra le norme tecniche di attuazione in materia di attività produttive si riporta il seguente articolo 19, inerente le prescrizioni delle autorizzazioni integrate ambientali.

Articolo 19 Prescrizioni e altre condizioni per le autorizzazioni

1. L'Autorità competente si attiene, in sede di rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale (AIA), alle seguenti prescrizioni:
 - a) fissazione dei valori limite di emissione più bassi fra quelli previsti nei documenti di riferimento sulle BAT (in particolare nella sezione "BAT conclusions") elaborati ai sensi della



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

direttiva 2010/75/UE, con riferimento alle polveri totali e agli NOx (ossidi di azoto) in caso di nuove installazioni, nei limiti in cui sia tecnicamente possibile. I limiti di applicabilità tecnica devono essere adeguatamente motivati nel provvedimento di autorizzazione;

b) nelle aree di superamento, fissazione dei valori limite di emissione più bassi fra quelli previsti nei documenti di riferimento sulle BAT (in particolare nella sezione "BAT conclusions") elaborati ai sensi della direttiva 2010/75/UE, con riferimento alle polveri totali, agli NOx (ossidi di azoto) e agli ossidi di zolfo (SO₂) in caso di nuove installazioni, nei limiti in cui sia tecnicamente possibile, e di modifiche sostanziali delle installazioni esistenti che configurino incrementi di capacità produttiva superiori o pari alla soglia di assoggettabilità ad AIA, come specificato al paragrafo 9.4.3.1.b, nei limiti in cui sia tecnicamente possibile e non comporti costi sproporzionati. I limiti di applicabilità tecnica devono essere adeguatamente motivati nel provvedimento di autorizzazione.

Tale norma viene sostanzialmente confermata nella proposta di Piano Aria Integrato Regionale-PAIR 2030 il cui percorso di approvazione è attualmente ancora in corso. Si riporta di seguito l'articolo 25 delle norme tecniche di attuazione nella proposta adottata da parte della Giunta regionale, con DGR n. 527 del 03/04/2023.

Articolo 25 Prescrizioni e altre condizioni per le autorizzazioni

1. L'Autorità competente si attiene, in sede di rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale (AIA), alle seguenti prescrizioni:

a) fissazione dei valori limite di emissione più bassi fra quelli previsti nei documenti di riferimento sulle BAT (in particolare nella sezione "BAT conclusions") elaborati ai sensi della direttiva 2010/75/UE, con riferimento alle polveri totali e agli NOx (ossidi di azoto) in caso di nuove installazioni, nei limiti in cui sia tecnicamente possibile. I limiti di applicabilità tecnica devono essere adeguatamente motivati nel provvedimento di autorizzazione;

b) nelle zone della Pianura Est, Pianura Ovest e dell'Agglomerato di Bologna, fissazione dei valori limite di emissione più bassi fra quelli previsti nei documenti di riferimento sulle BAT (in particolare nella sezione "BAT conclusions") elaborati ai sensi della direttiva 2010/75/UE, con riferimento alle polveri totali, agli NOx (ossidi di azoto), agli ossidi di zolfo (SO₂), ai COV non metanici e agli specifici composti organici del processo in esame, in caso di nuove installazioni, nei limiti in cui sia tecnicamente possibile, e di modifiche sostanziali delle installazioni esistenti che configurino incrementi di capacità produttiva superiori o pari alla soglia di assoggettabilità ad AIA, come specificato al paragrafo 11.4.3.1.b, nei limiti in cui sia tecnicamente possibile e non comporti costi sproporzionati. I limiti di applicabilità tecnica devono essere adeguatamente motivati nel provvedimento di autorizzazione.

L'intervento proposto per la centrale Enel di Porto Corsini prevede l'aumento della potenza termica per ciascuna delle due unità di circa 74 MWt, rispetto ai valori attualmente autorizzati. La soglia di assoggettabilità ad AIA definita all'allegato VIII alla parte seconda del D.Lgs n. 152/06 è



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

di 50 MW di potenza termica nominale, e si ritiene pertanto che la modifica in esame rientri tra quelle previste all'articolo 19 punto 1b) del vigente PAIR 2020.

Dal momento che il combustibile è il metano, l'inquinante pertinente ai fini dell'applicazione della misura per il quale sono stati fissati "BAT AELs" nelle BAT conclusions emanate ai sensi della direttiva 2010/75/UE è costituito dagli ossidi di azoto (NO_x): in particolare i BAT AEL prevedono per la media annuale un intervallo di 10-40 mg/Nm³ e per la media giornaliera un intervallo di 18-50 mg/Nm³. La fissazione del valore limite di 10 per la media annuale e di 18 per la media giornaliera permette di adempiere pienamente alla norma prevista nel PAIR 2020 sulla totalità dei flussi emissivi, in quanto ricalca i valori limite di emissione più bassi fra quelli previsti nei documenti di riferimento sulle BAT.

13 CONCLUSIONI e PRESCRIZIONI

In conclusione, considerato che le dichiarazioni rese dal Gestore costituiscono, ai sensi e per gli effetti dell'articolo 3 della Legge 7 agosto 1990, n. 241 e s. m. i., presupposto di fatto essenziale per lo svolgimento dell'istruttoria (restando inteso che la non veridicità, falsa rappresentazione o l'incompletezza delle informazioni fornite nelle dichiarazioni rese dal Gestore possono comportare, a giudizio dell'Autorità Competente, un riesame parziale dell'autorizzazione rilasciata, fatta salva l'adozione delle misure cautelari ricorrendone i presupposti);

Il GI ritiene che l'istanza presentata dal Gestore, con nota prot. ENEL-PRO-21/10/2022-0016696, acquisita dal MiTE con prot. 0135579 del 02/11/2022, relativamente al "*Progetto di upgrade impianto per la Centrale "Teodora" di Porto Corsini, l'intervento consiste nella sostituzione delle "parti calde" delle due turbine a gas delle unità 3 (TG-E) e 4 (TG-G) esistenti, l'installazione di un sistema di denitrificazione catalitica (SCR) attraverso l'inserimento di un catalizzatore di NO_x nel CVR nonché la realizzazione dello stoccaggio per l'ammoniaca e delle relative connessioni*", stante il ciclo produttivo, le relative tecniche di trattamento degli inquinanti e lo stato dell'ambiente in cui è condotto, potrà avvenire nel rispetto dei criteri di cui al decreto legislativo n. 152/2006 e s.m.i., se saranno rispettate le seguenti prescrizioni.

CAPACITÀ PRODUTTIVA

1) L'installazione dovrà essere esercitata nel rispetto del nuovo assetto impiantistico e della capacità produttiva dichiarati nella documentazione allegata all'istanza di AIA presentata da ENEL-PRO-21/10/2022-0016696 e nei successivi atti integrativi. Il Gestore dovrà pertanto attenersi per ogni unità a ciclo combinato (gruppo E e gruppo G) a una potenza termica di 719 MW_t e a una potenza elettrica nominale lorda di 410 MW_e.

2) Tutte le procedure indicate dal Gestore nella domanda s'intendono esplicitamente prescritte al Gestore medesimo. Ogni modifica sostanziale dovrà essere preventivamente



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

autorizzata dall'Autorità Competente e di Controllo; ogni altra modifica dovrà essere comunicata all'Autorità Competente e di Controllo, fatte salve le eventuali ulteriori procedure previste dalla normativa vigente.

3) Il Gestore dovrà registrare e comunicare, per ognuno dei due gruppi E e G, in occasione della presentazione del report annuale di esercizio, il numero annuale di effettivo funzionamento e il numero di avviamenti.

EFFICIENZA ENERGETICA

4) Per entrambi o gruppi il Gestore deve garantire il mantenimento di quanto previsto dalla BAT 40 (tabella 23) della Decisione di esecuzione 2017/1442/UE e rispettare un rendimento elettrico netto di riferimento come previsto dal range riportato nella tabella 23 BATC (50%-60%). In particolare, dovrà garantire un rendimento elettrico netto di riferimento del **53%**. Al fine di verificare il rispetto della suddetta prestazione il Gestore dovrà eseguire con frequenza alternata un anno il gruppo E e l'anno successivo il gruppo G, la determinazione del rendimento elettrico netto con prove condotte a massimo carico e trasmettere gli esiti delle verifiche in occasione della trasmissione del rapporto annuale di esercizio all'Autorità di Controllo.

EMISSIONI CONVOGLIATE

5) Il Gestore è tenuto al rispetto dei limiti riportati nella seguente tabella. I VLE sono riferiti a fumi secchi in condizioni normali (273,15 K e 101,3 kPa) e riferiti al tenore di ossigeno del 15%..

Caratteristiche e valori limite riferiti ad ognuno dei gruppi E e G a ciclo combinato (ognuno da 719 MWtMWt)											
Sigla del camino Descrizione	Caratteristiche		Portata massima (Nm3/h) (15% O2)	Inquinanti	BAT-AEL (mg/Nm³)		VLE AIA mg/Nm3s rif O ₂ ⁽¹⁾		Monitoraggio in continuo	Flusso di massa ⁽²⁾	(rif% O2)
	Altezza (m)	Sezione bocca di uscita (m2)			media annuale	media giornaliera	media annuale	media giornaliera ⁽³⁾		T/anno	
Camino 1 (gruppo E) Camino 2 (gruppo G)	90	31,95	2.620.000	NOx espressi come NO ₂	10-40	18-50	10	18	SI	430	15



6) Per i parametri Polveri e biossido di zolfo rimangono i limiti e le modalità di controllo definite nel DM 274/2021.

7) Il minimo tecnico è fissato per il Gruppo G pari a **90 MWe**, come potenza del solo TG.
A completamento del collaudo e messa in servizio definitiva del catalizzatore CO nel gruppo E, il
valore del minimo tecnico è pari a **90 MWe**.

Con la messa a regime degli SCR il gestore potrà ricalcolare e presentare la richiesta per un nuovo valore di minimo tecnico

8) Il Gestore deve comunicare, con almeno 15 giorni di anticipo, la data di messa in esercizio e di messa a regime del sistema di abbattimento degli NOx (SCR) all'Autorità Competente ed alla Agenzia di Controllo; entro 60 giorni dalla data di messa a regime, deve essere eseguito un ciclo di campionamento con 3 misurazioni in discontinuo della durata di un'ora ciascuna, dei parametri NOx e NH₃, da eseguire nelle seguenti condizioni:

- nella fascia di potenza del turbogas compresa tra MTA + 20MW
- nella fascia di potenza compresa tra il 50÷60% del nuovo carico nominale (410 MW)
- a valori pari ad almeno il 90% del nuovo carico nominale (410 MW)

i cui esiti devono essere trasmessi entro il medesimo termine all'Autorità Competente ed a quella di Controllo;

EMISSIONI NON CONVOGLIATE

9) Al fine di contenere le emissioni fuggitive, il Gestore dovrà continuare a attuare il programma di manutenzione LDAR ed implementarlo per l'ammoniaca, elaborando specifica procedura operativa



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

sulla gestione delle emissioni fuggitive nell'ambito del sistema di gestione ambientale.

GESTIONE SERBATOI AMMONIACA

10) Il Gestore deve installare i serbatoi in un bacino di contenimento in calcestruzzo con un volume pari alla capacità complessiva di un serbatoio di stoccaggio, in modo da contenere integralmente eventuali fuoriuscite.

11) il Gestore dovrà attuare un adeguato programma di ispezioni dei serbatoi e delle linee di distribuzione di sostanze allo stato liquido tale da garantire l'operabilità ed il corretto funzionamento di tutti i componenti e i sistemi rilevanti a fini ambientali;

12) Il Gestore dovrà altresì registrare annualmente, su apposito registro, l'attività effettuata e dovrà inoltre trasmettere, all'Ente di Controllo, una relazione di sintesi sulle attività effettuate;

13) Il piano di gestione dell'integrità delle linee di distribuzione di sostanze allo stato liquido e dei serbatoi dovrà essere sviluppato tramite, l'identificazione degli interventi di riparazione immediati, l'attuazione di azioni correttive per prevenire ulteriore deterioramento e l'ottimizzazione degli intervalli di ispezione.

14) Il monitoraggio dei serbatoi dovrà essere condotto secondo le modalità stabilite da ISPRA nel PMC.

ODORI

15) Il Gestore entro 6 mesi dall'entrata in esercizio dei nuovi impianti è tenuto a condurre una campagna di monitoraggio degli odori per la stima, il controllo e l'analisi dell'impatto olfattivo indotto dal nuovo processo produttivo secondo le modalità stabilite dal piano di monitoraggio C3006987 (approvato da ARPAE) e in conformità al Decreto Direttoriale MinAmbiente 28 giugno 2023, n. 309. Qualora il monitoraggio rilevasse criticità episodiche e o a carattere continuo, il Gestore è tenuto a mettere in atto tutte le misure necessarie volte a ridurre l'impatto olfattivo determinato dalle eventuali sorgenti di impatto.

RUMORE

16) Il Gestore entro 6 mesi dall'entrata in esercizio dei nuovi impianti dovrà eseguire una indagine fonometrica per la verifica dei limiti previsti dal DPCM 14/11/97 e comunque nel rispetto di quelli imposti dalla classificazione acustica comunale. Qualora non fosse verificata detta conformità dovrà essere contestualmente trasmesso un piano dei possibili interventi di mitigazione degli impatti acustico. Successivamente l'indagine verrà eseguita con periodicità pari a 4 anni. Gli esiti delle indagini dovranno essere trasmessi all'Autorità di Controllo ISPRA.

RIFIUTI

17) La riorganizzazione funzionale delle aree di deposito rifiuti consiste nell'abolizione dell'area di deposito A4 (EER 200301 rifiuti urbani non differenziati). Il nuovo assetto delle aree di deposito temporaneo è riportato nella tabella seguente:



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

C.12.1 Aree di deposito temporaneo di rifiuti (nota 1)							
Presenti aree di deposito temporaneo <input type="checkbox"/> no <input checked="" type="checkbox"/> si							
Se si indicare la capacità di stoccaggio complessiva (m ³): vedere il dettaglio riportato di seguito:							
N° area	Nome identificativo area	Georeferenziazione (WGS84)	Capacità di stoccaggio (m ³)	Superficie (m ²)	Caratteristiche (Pavimentazione, copertura, cordolatura, recinzione, sistema raccolta acque meteoriche, ecc.)	Tipologia rifiuti stoccati (CER)	Modalità di avvio a smaltimento/recupero (criterio Temporale T/Quantitativo Q)
A1	Deposito temporaneo serbatoio oli esausti	N 44° 29' 1,5" E 12° 15' 57,9"	5	10	Area pavimentata, recintata e coperta da tettoia. Presente il bacino di contenimento con pozzetto di aggottamento isolato.	13 02 05* Altri rifiuti assimilabili agli oli esausti prodotti sporadicamente non prevedibili	T
A2	Deposito temporaneo rifiuti pericolosi	N 44° 29' 6,9" E 12° 16' 4,3"	240	120	Area pavimentata, recintata e coperta da tettoia. Muretto di contenimento perimetrale con fogna di raccolta acque piovane indirizzate all'impianto di trattamento (ITAR)	13 05 02* 15 01 10* 15 02 02* 16 06 01* 16 02 13* 16 03 03* 16 03 05* 16 07 08* 17 02 04* 17 03 03* 17 06 01* 17 06 03* 20 01 21* Altri rifiuti prodotti sporadicamente non prevedibili	T



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini

C.12.1 Aree di deposito temporaneo di rifiuti (nota 1)							
Presenti aree di deposito temporaneo <input type="checkbox"/> no <input checked="" type="checkbox"/> si							
Se si indicare la capacità di stoccaggio complessiva (m³): vedere il dettaglio riportato di seguito:							
N° area	Nome identificativo area	Georeferenziazione (WGS84)	Capacità di stoccaggio (m³)	Superficie (m²)	Caratteristiche (Pavimentazione, copertura, cordolatura, recinzione, sistema raccolta acque meteoriche, ecc.)	Tipologia rifiuti stoccati (CER)	Modalità di avvio a smaltimento/recupero (criterio Temporale T/ Quantitativo Q)
A3	Deposito temporaneo rifiuti non pericolosi	N 44° 29' 2,1" E 12°16' 58,3"	600	300	Area pavimentata, recintata e coperta. Collettamento perimetrale con fogna di raccolta acque piovane indirizzate all'impianto di trattamento (ITAR). Cassoni coperti per rifiuti sfusi.	10 01 01 12 01 02 15 01 01 15 01 02 15 01 03 15 02 03 16 02 14 16 10 02 16 11 06 17 02 03 17 03 02 17 04 02 17 04 04 17 04 05 17 04 07 17 04 11 17 05 04 17 06 04 17 09 04 19 09 02 19 09 04 19 09 05 20 02 01 20 03 01 20 03 03 20 03 04 Altri rifiuti prodotti sporadicamente non prevedibili	T
A5	Deposito temporaneo fanghi ITAR (cassa scarrabile)	N 44° 29' 6,9" E 12°15' 57,27"	20	6	Cassa scarrabile a tenuta stagna coperta da teli impermeabili e posta su area impermeabilizzata	10 01 21	T
A6	Deposito temporaneo rifiuti da filtrazione/vaglio acqua di mare (cassa scarrabile)	N 44° 29' 2,92" E 12°16' 1,69"	20	6	Cassa scarrabile a tenuta stagna coperta da teli impermeabili e posta su vasca di contenimento (quando presente la cassa scarrabile)	10 01 26	T

Nota 1: Per i fanghi prodotti dal trattamento delle acque ITAR e per i prodotti da filtrazione/vaglio, le casse scarrabili presenti sotto il nastro trasportatore presso l'impianto di produzione non sono da considerarsi come aree di deposito rifiuti ma parti d'impianto.

18) Eventuali variazioni dei codici EER stoccati dovranno essere comunicate all'autorità di controllo nell'ambito del report annuale.

PRESCRIZIONI DERIVANTI DA ALTRI PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI E ATTI SOSTITUITI

Restano fermi per il Gestore gli obblighi previsti dal Decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale n. 274 del 06/07/2021 e s.m.i., nonché ogni altra prescrizione derivante da altri procedimenti autorizzativi che danno o hanno dato origine ad autorizzazioni diverse



**COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
ENEL PRODUZIONE SpA
Centrale Termoelettrica di Porto Corsini**

dall'Autorizzazione Integrata Ambientale.

In particolare si riporta la condizione ambientale n.4, indicata all'interno del Decreto nr. 17 del 28/03/2022- Parere della CTVIA n.409 del 14 gennaio 2022, relativa alle emissioni in atmosfera alle condizioni di normale esercizio post operam.

Condizione ambientale n. 4

“Si prescrive che in sede di autorizzazione alle emissioni in atmosfera sia prevista una riduzione delle ore di attività della nuova centrale durante tutte le fasi di progetto al fine di ridurre le emissioni massiche annue di CO rispetto allo scenario autorizzato “

REVISIONE AUTORIZZAZIONE AIA DM 274 del 06/07/2021

La descrizione dell'installazione oggetto dell'Autorizzazione Integrata Ambientale di cui al D.M. n. 274 del 06/07/2021 debba intendersi conseguentemente aggiornata con le modifiche di cui all'istanza del Gestore prot. ENEL-PRO-21/10/2022-0016696, acquisita dal MiTE con prot. 0135579 del 02/11/2022, e alla successiva documentazione integrativa, sinteticamente illustrata nel presente parere, con decorrenza dalla data di messa in esercizio dei nuovi impianti oggetto dell'istanza medesima.

14 PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

Quanto esposto nel presente Parere Istruttorio comporta l'aggiornamento del PMC allegato al Decreto di AIA DM 274 del 06/07/2021.

Firmato digitalmente da
Mauro Rotatori
CN = Rotatori Mauro
C = IT