



AIA

Autorizzazione Integrata Ambientale

Titolo III-bis - Parte seconda - Decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e s.m.i.

Riesame di AIA

rilasciata con exDSA-DEC-2009-0001846 del 03/12/2009
(e successivo DM di riesame complessivo AIA n.183 del 19-05-2021);

relativamente al progetto di modifica sostanziale consistente nella
installazione di un nuovo ciclo combinato a gas

ID 96/10567 (rev1)

PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO

Gestore	A2A Energiefuture S.p.A (ex Edipower S.p.A)
Località	San Filippo del Mela (ME)
Gruppo Istruttore	Claudio F. Rapicetta – referente
	Mauro Rotatori
	Antonio Fardelli
	Gaetano Armao - Regione Siciliana
	Cosimo Cammaroto – Città metropolitana di Messina
	Eugenio Cottone – Comune di S. Filippo del Mela

ALLEGATO_4_m_amte.MASE.REGISTRO



INDICE

1.	DEFINIZIONI.....	4
2.	INTRODUZIONE.....	7
2.1.	Atti presupposti.....	7
2.2.	Atti normativi.....	8
2.3.	Attività istruttorie.....	12
3.	IDENTIFICAZIONE DELL'INSTALLAZIONE	13
4.	DESCRIZIONE DELLA MODIFICA PRESENTATA DAL GESTORE.....	14
4.1.	Stato attuale	14
4.2.	Progetto di modifica	16
4.3.	Nuovo assetto impiantistico.....	18
4.3.1.	<i>Turbogas TG 52</i>	19
4.3.2.	<i>Generatore di vapore a recupero GVR12</i>	19
4.3.3.	<i>Turbina a vapore TV51</i>	20
4.3.4.	<i>Condensatore ad acqua.....</i>	21
4.3.5.	<i>Edifici e cabinati</i>	21
4.3.6.	<i>Sistemi ausiliari.....</i>	22
4.3.6.1.	<i>Sistema di trattamento del gas naturale</i>	22
4.3.6.2.	<i>Circuiti di raffreddamento</i>	22
4.3.6.3.	<i>Impianti di dissalazione acque di mare</i>	23
4.3.6.4.	<i>Sistema acqua demineralizzata.....</i>	23
4.3.6.5.	<i>Sistema di gestione delle acque reflue</i>	23
4.3.6.6.	<i>Caldaia Ausiliaria.....</i>	24
4.3.6.7.	<i>Sistema di protezione antincendio</i>	24
4.3.6.8.	<i>Impianto di produzione e di distribuzione aria compressa</i>	25
4.3.6.9.	<i>Impianti di ventilazione e condizionamento</i>	25
4.3.6.10.	<i>Sistema di stoccaggio bombole idrogeno e anidride carbonica</i>	25
4.3.6.11.	<i>Sistema di automazione.....</i>	25
4.3.6.12.	<i>Sistema elettrico.....</i>	26
4.3.7.	<i>Opere connesse</i>	27
4.3.7.1.	<i>Approvvigionamento del gas naturale</i>	27
4.3.7.2.	<i>Connessioni alle reti di trasmissione AT e MT.....</i>	27
4.4.	Ciclo produttivo	27
4.5.	Consumi di combustibili.....	28
4.6.	Consumi, movimentazione e stoccaggio di materie prime	29
4.7.	Aspetti energetici	32
4.7.1.	<i>Produzione e consumi di energia</i>	32
4.8.	Bilancio idrico	34
4.9.	Emissioni in acqua.....	36
4.10.	Emissioni in atmosfera.....	37
4.10.1.	<i>Emissioni convogliate</i>	37
4.10.2.	<i>Analisi emissioni in aria durante i transitori</i>	40
4.11.	Rifiuti	42
4.12.	Rumore e vibrazioni.....	43
5.	ASSENZA DI FENOMENI DI INQUINAMENTO SIGNIFICATIVI	43
5.1.	Aria	43
5.1.1.	Definizione sorgenti emissive per ciascuno scenario considerato	46
5.1.2.	Studio delle dispersioni e Valutazione dell'effetto sulla qualità dell'aria.....	48



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2AEnergiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

5.1.3.	Considerazioni Finali	60
5.2.	Acqua.....	61
5.3.	Rumore	62
5.4.	Analisi di rischio.....	63
6.	VALUTAZIONE DI CONFORMITÀ ALLE BAT.....	68
6.1.	BAT generali	69
6.2.	BAT applicate al singolo processo	76
7.	PRESCRIZIONI	78
7.1.	Prescrizioni per le fasi di costruzione e di “commissioning” del nuovo impianto:.....	79
7.2.	Prescrizioni per l’esercizio del nuovo impianto	80
7.2.1.	Emissioni in atmosfera convogliate	81
7.2.2.	Emissioni in atmosfera di tipo non convogliato (diffuse e fugitive).....	83
7.2.3.	scarichi idrici ed emissioni in acqua	83
7.2.4.	Rifiuti	85
7.2.5.	Emissioni sonore	85
8	DURATA E RIESAME.....	86



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2A Energiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

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 di controllo	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 Autonoma Siciliana.
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..
Gestore	A2A ENERGIEFUTURE S.p.A., Installazione IPPC sita in Contrada Archi Marina, Comune di San Filippo del Mela (ME), indicato nel testo seguente con il termine Gestore ai sensi dell'Art.5, comma 1, lettera r-bis del D.Lgs. n. 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 Seconda, D. Lgs. n. 152/06 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. È considerata accessoria l'attività tecnicamente connessa anche quando condotta da diverso gestore (Art. 5, comma 1, lettera i-quater del D.Lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 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. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 46/2014)



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2AEnergiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

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, è 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. l-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; <p>(art. 5, c. 1, lett. l-ter del D.lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 46/2014).</p>
Documento di riferimento sulle BAT (o BREF)	<p>Documento pubblicato dalla Commissione europea ai sensi dell'articolo 13, par. 6, della direttiva 2010/75/UE (art. 5, c. 1, lett. l-ter.1 del D.lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 46/2014).</p>
Conclusioni sulle BAT	<p>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. l-ter.2 del D.lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 46/2014).</p>



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2AEnergiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC)	I requisiti di controllo delle emissioni, che specificano, in conformità a quanto disposto dalla vigente normativa in materia ambientale e nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 29- <i>bis</i> , 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 che è parte integrante dell'autorizzazione integrata ambientale. Il PMC stabilisce, in particolare, nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 29- <i>bis</i> , 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- <i>decies</i> , comma 3 del D.Lgs. n. 152/06 e s.m.i..
Uffici presso i quali sono depositati i documenti	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.
Valori Limite di Emissione (VLE)	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- <i>octies</i> , D.lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 46/2014).



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2AEnergiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

2. INTRODUZIONE

Il Gestore, con nota acquisita agli atti istruttori in data 18/12/2019 prot. DVA/32937, ha presentato istanza di modifica dell'AIA decreto prot. exDSA-DEC-2009-0001846 del 03/12/2009 per l'esercizio della centrale termoelettrica sita nel Comune di San Filippo del Mela; per il "progetto definitivo per l'installazione di un nuovo ciclo combinato a gas".

L'Autorità competente, con nota m_ante.DVA.Registro Ufficiale.U.0003935 del 24/01/2020, ha comunicato l'avvio del procedimento istruttorio di Riesame dell'AIA ID 96/10567.

Il progetto ha ricevuto "parere positivo sulla compatibilità ambientale del progetto", condizionato all'ottemperanza di specifiche condizioni ambientali, mediante il Decreto di VIA Ministeriale MiTE, D.M. 122 del 22-03-2022. Inoltre, con DDG n.823 del 17/07/2023, è stata rilasciata l'Autorizzazione Unica ai sensi della Legge 9 aprile 2002, n. 55, da parte della Regione Siciliana Assessorato dell'Energia e dei Servizi di pubblica utilità – Dipartimento dell'energia.

Il Gestore sottolinea che la progettazione preliminare proposta, presentata nell'ambito dei procedimenti autorizzativi sopra citati, potrebbe subire variazioni - nel rispetto delle prescrizioni impartite sia in esito al procedimento di VIA sia in esito al procedimento di Autorizzazione Unica - nella successiva fase di ingegneria esecutiva ad opera del contrattista a cui sarà assegnato l'ordine EPC (Engineering, Procurement and Construction) dell'impianto.

Il Gestore evidenzia che alcuni aspetti progettuali sono sviluppabili solo sulla base della specificità dei macchinari e degli standard progettuali adottati dal Fornitore scelto. Tali specificità potrebbero inoltre comportare delle modifiche non sostanziali rispetto al progetto preliminare di cui il Gestore si impegna a dare comunicazione agli enti nei modi e nei tempi previsti dalla normativa.

2.1. Atti presupposti

Vista	l'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) rilasciata dal MATTM a Edipower S.p.A. per l'esercizio della centrale termoelettrica sita nel Comune di San Filippo del Mela con decreto ministeriale n.183 del 19-05-2021 riesame complessivo del decreto exDSA-DEC-2009-0001846 del 03/12/2009
visto	il Decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. GAB/DEC/033/2012 del 17/02/12, registrato alla Corte dei Conti il 20/03/2012 di nomina della Commissione Istruttoria per l'Autorizzazione Integrata Ambientale - IPPC;
visto	il Decreto del Ministro dell'Ambiente e della tutela del Territorio e del Mare n. GAB/DEC/335/2017 relativo alla Costituzione, Organizzazione e Funzionamento della Commissione Istruttoria per l'Autorizzazione Integrata Ambientale - IPPC;
vista	la composizione del costituito Gruppo Istruttore: - Ing. Claudio Rapicetta. (Referente), - Dott. Antonio Fardelli, - Dott. Mauro Rotatori,
preso atto	che sono stati nominati i seguenti rappresentanti regionali, provinciali e comunali: - Avv. Gaetano Armao - Regione Autonoma Siciliana, - Dott. Cosimo Cammaroto – Città Metropolitana di Messina, - Dott. Eugenio Cottone – Comune di San Filippo del Mela;



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2AEnergiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

preso atto	<p>che ai lavori del Gruppo istruttore della Commissione IPPC sono stati designati, i collaboratori e tecnologi dell'ISPRA:</p> <ul style="list-style-type: none">- Dott. Chim. Luca Funari- Ing. Enrico Luotto- Ing. Roberto Borghesi coordinatore, responsabile della Sezione analisi integrata dei cicli produttivi
------------	--

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; <p>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</p>
visto	l'articolo 29-sexies, 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> ”
visto	l'articolo 29-sexies, comma 3-bis del D.Lgs. n. 152/2006, a norma del quale “ <i>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> ”



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2AEnergiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

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 3 del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i. (come modificato dal D. Lgs. n. 46/2014), a norma del quale “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>
visto	<i>l'articolo 29- sexies, comma 3-bis del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.Lgs. n. 46/2014), 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 e s.m.i. (come modificato dal D.Lgs. n. 46/2014), ai sensi 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>



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2AEnergiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

visto	<p>l'articolo 29-<i>sexies</i>, comma 4-bis del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i. (come modificato dal D.Lgs. n. 46/2014), ai sensi 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:</p> <p>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;</p> <p>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”</p>
visto	<p>l'articolo 29-<i>sexies</i>, 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 più rigorosi di quelli di cui al comma 4-bis, se pertinenti, nei seguenti casi:</p> <p>a) quando previsto dall'articolo 29-septies;</p> <p>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”</p>
visto	<p>l'articolo 29- <i>sexies</i>, comma 4-quater del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.Lgs. n. 46/2014), 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. “</p>
visto	<p>l'articolo 29-septies del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i. (come modificato dal D.Lgs. n. 46/2014), ai sensi del quale “nel caso in cui uno strumento di programmazione o di pianificazione ambientale...considerate tutte le sorgenti emissive coinvolte, riconosca la necessità di applicare ad impianti, localizzati in una determinata area, misure più rigorose di quelle ottenibili con le migliori tecniche disponibili, al fine di assicurare in tale area il rispetto delle norme di qualità ambientale, l'amministrazione ambientale competente, per installazioni di competenza statale, o la stessa autorità competente, per le altre installazioni, lo rappresenta in sede di conferenza di servizi di cui all'articolo 29-quater, comma 5” con conseguente obbligo per l'Autorità Competente di prescrivere “... nelle autorizzazioni integrate ambientali degli impianti nell'area interessata, tutte le misure supplementari particolari più rigorose di cui al comma 1 fatte salve le altre misure che possono essere adottate per rispettare le norme di qualità ambientale”;</p>
visto	<p>l'articolo 29-octies del D.Lgs. n. 152/2006, che disciplina i Riesami delle Autorizzazioni Integrate Ambientali.</p>



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2AEnergiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

esaminati	<p>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 rappresenta recepimento integrale, e precisamente:</p> <ul style="list-style-type: none">• Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Large Combustion Plants 2017• Decision (EU) 2021/2326 of 30 November 2021 establishing best available techniques (BAT) conclusions, under Directive 2010/75/EU of the European Parliament and of the Council, for large combustion plants• Reference Document on Best Available Techniques for Energy Efficiency February 2009
-----------	---



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMoeLETTtrica A2AEnergiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

2.3. Attività istruttorie

esaminata	la nota trasmessa dal Gestore in data 18/12/2019 prot. DVA/32937, con cui ha presentato istanza di <u>modifica</u> dell'AIA decreto prot. exDSA-DEC-2009-0001846 del 03/12/2009 e sm.i. per l'esercizio della centrale termoelettrica sita nel Comune di San Filippo del Mela, relativa al <u>"progetto definitivo per l'installazione di un nuovo ciclo combinato a gas"</u> .
Preso atto	della nota di Comunicazione prot. m_amte.DVA.Registro Ufficiale.U. 0003935.24-01-2020, di avvio del procedimento ai sensi degli artt. 7 e 8 della legge 241/90 e ai sensi del D.lgs. 152/06 e ss.mm., per la modifica dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) rilasciata con exDSA-DEC-2009-0001846 del 03/12/2009;
visti	I verbali delle riunioni GI/Gestore e GI/separata del 27/06/2023
esaminata	La nota integrativa PG-A2A-AEF-0165841-27/07/2023-U trasmessa dal Gestore ed acquisita al prot CIPPC.REG UFF.I.0001183.28-07-2023 e relativi allegati
Visto	il decreto AIA prot. exDSA-DEC-2009-0001846 del 03/12/2009 per l'esercizio della centrale termoelettrica A2A Energiefuture sita nel Comune di San Filippo del Mela;
visto	il Decreto ministeriale di riesame complessivo AIA n.183 del 19-05-2021;
visto	il Parere Istruttorio Conclusivo di MnS di cui al prot. MiTE.RU U.0009407.27-01-2022, ID 96/11253;
visto	il Parere Istruttorio Conclusivo di MnS di cui al prot. MiTE.RU U.0146445.23-11-2022, ID 96/13230;
considerate	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 il rilascio della presente Relazione Istruttoria e le condizioni e prescrizioni ivi contenute, 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.



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMoeLETTICA A2AEnergiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

3. IDENTIFICAZIONE DELL'INSTALLAZIONE

Denominazione dell'installazione	A2A Energiefuture S.p.A. – Centrale termoelettrica di San Filippo del Mela
Indirizzo sede operativa	Contrada Archi Marina – 98044 San Filippo del Mela (ME)
Sede Legale	Corso di Porta Vittoria, 4 – 20121 Milano (MI)
Gestore	Francesco Farilla, Contrada Archi Marina – 98044 San Filippo del Mela (ME)
Rappresentante Legale	Giuseppe Monteforte, Corso di Porta Vittoria, 4 – 20121 Milano (MI)
Referente IPPC	Alice Gaddi Corso di Porta Vittoria, 4 – 20122 Milano tel. 02/7720.1 e-mail: alice.gaddi@a2a.eu
Tipo installazione	Centrale termoelettrica, esistente
Codice e attività IPPC	<u>Codice IPPC 1.1</u> Attività energetiche: Combustione di combustibili in installazione con una potenza termica nominale totale pari o superiore a 50MW. <u>Codice NACE</u> : 35.11 Produzione di energia elettrica. <u>Codice NOSE-P</u> : 101.01, 101.04 Processi di combustione maggiori di 300 MW, Combustione nelle turbine a gas. Numero di addetti: 161 (anno 2018)
Impianto a rischio incidente rilevante	Sì (stabilimento soggetto a notifica ed alla presentazione del rapporto di sicurezza)
Sistema di gestione ambientale	ISO 14001: 2015 (Data di scadenza 30.06.2025)
Periodicità dell'attività	Continua



4. DESCRIZIONE DELLA MODIFICA PRESENTATA DAL GESTORE

4.1. Stato attuale

La Centrale Termoelettrica A2A Energiefuture di San Filippo del Mela è situata nel territorio della provincia di Messina, nel comune di San Filippo del Mela, ad una distanza di circa 3,5 km in direzione sud-ovest dall'omonimo centro abitato.

La Centrale si sviluppa lungo il litorale Est di Capo Milazzo, in località Archi Marina, frazione del comune di San Filippo del Mela; confina a Nord con il Mar Tirreno (Baia di Milazzo), a Ovest con la Raffineria di Milazzo, a Est con la zona industriale di Giammoro e a Sud con la strada comunale Archi Marina e con il tracciato della ferrovia Messina-Palermo, oltre i quali è ubicata la frazione di Archi Marina, a meno di un chilometro di distanza.

L'area della Centrale è ubicata ai margini dei rilievi collinari. L'area circostante il sito è fortemente antropizzata; le zone non edificate o non industrializzate sono occupate da coltivazioni o si presentano in stato di abbandono.

Il sito produttivo della Centrale occupa un'unica area di circa 540.000 m²; l'accesso è garantito da Via Marina Archi, alla quale si accede dalla Strada Statale 113 – Settentrionale Sicula.

Figura 1. Foto aerea Centrale termoelettrica A2A





Commissione Istruttoria IPPC

CENTRALE TERMOELETTRICA A2AEnergiefuture S.p.A.

SAN FILIPPO DEL MELA

Nella configurazione attualmente autorizzata, la Centrale è costituita da 4 gruppi di generazione, alimentati a olio combustibile denso, di cui due gruppi, denominati SF1 e SF2, ciascuno di potenza elettrica pari a 160 MWe e due gruppi, denominati SF5 e SF6, ciascuno di potenza elettrica pari a 320 MWe, dotati tutti di precipitatore elettrostatico e impianti DeNO_x e DeSO_x.

La potenza elettrica lorda complessiva della Centrale è pari a 960 MWe e quella termica è pari a 2.430 MWt.

Inoltre, all'interno della Centrale sono installati 2 impianti fotovoltaici:

- un impianto a terra della potenza di 599 kWp (tecnologia CIGS), installato nell'angolo a sud ovest dell'area di Centrale;
- un impianto da 265 kWp (tecnologia silicio), installato sulla copertura del capannone di stoccaggio del gesso dell'impianto DeSO_x dei gruppi SF1 e SF2.

La Centrale Termoelettrica di San Filippo del Mela è entrata in esercizio nell'anno 1971 con l'entrata in funzione dei due gruppi SF1 e SF2 da 160 MWe ciascuno. Nei due anni successivi sono entrati in funzione i gruppi SF3 e SF4 da 160 MWe ciascuno, che sono stati messi fuori servizio nel corso del 2013 e successivamente smantellati. Infine, nel 1975 e 1976, sono entrati in funzione i gruppi SF5 e SF6, da 320 MWe ciascuno.

Nel 2002, sui gruppi SF5 e SF6, sono stati installati gli impianti di abbattimento di SO₂ ed NO_x, e tra il 2002 ed il 2003, sui gruppi SF1 e SF2 sono stati installati e messi a regime gli impianti di abbattimento delle polveri. Nel 2007 sono stati autorizzati, dall'Assessorato Regionale all'Industria, i lavori di ambientalizzazione per i gruppi SF1 e SF2 da 160 MWe mediante installazione di impianti di denitrificazione e desolforazione dei fumi per l'abbattimento degli ossidi di azoto e di zolfo e con la realizzazione delle infrastrutture per la gestione del gesso. I lavori sono stati ultimati nel 2009.

La centrale è dunque attualmente costituita da 4 gruppi di generazione, composti ciascuno da un generatore di vapore, una turbina a vapore ed un alternatore di cui:

- n. 2 gruppi denominati Gruppi SF1 e SF2, di potenza elettrica pari a 160 MWe per gruppo, ciascuno dotato di precipitatore elettrostatico e impianto di denitrificazione dei fumi. È inoltre presente un impianto di desolforazione fumi comune a entrambi i gruppi;
- n. 2 gruppi denominati Gruppi SF5 e SF6, di potenza elettrica pari a 320 MWe ciascuno, dotati di precipitatore elettrostatico, impianto di desolforazione e denitrificazione.

Ciascuna sezione termoelettrica da 160 MWe è dotata di caldaia a corpo cilindrico a circolazione naturale, con tecnologia "BOOS" per il contenimento degli NO_x.

Ciascuna sezione termoelettrica da 320 MWe è dotata di caldaia a circolazione forzata (tipi UP) mantenuta in depressione lato fumi. La stessa è dotata di bruciatori "Basso NO_x" disposti nella parete fronte e retro caldaia.

Alle sezioni termoelettriche si aggiunge una caldaia ausiliaria di potenza termica pari a 23-28 MWt, alimentata a gasolio (autorizzata con DEC/MIN/0000328 del 27/11/2018), per la produzione di vapore ausiliario da asservire al riscaldamento dei circuiti e dei serbatoi OCD (a gruppi fermi) e per l'avviamento dei gruppi 5 e 6.

La centrale, come indicato nella scheda A.4, è caratterizzata da un'unica fase rilevante F1 e da un gruppo di sottofasi:

F1a: sistema di approvvigionamento e stoccaggio dell'olio combustibile;

F1b: sistema di approvvigionamento e gestione materie prime;

F1c: sistema di approvvigionamento e pretrattamento acque in ingresso, demineralizzazione e dissalazione dell'acqua di mare;



FlId: sistema di trattamento delle emissioni in atmosfera;

FlLe: sistema di raccolta e trattamento degli effluenti liquidi;

FlLf: sistema di gestione rifiuti;

FlIg: sistemi ausiliari quali un sistema antincendio, due caldaie per il riscaldamento, un sistema elettrico, gruppi elettrogeni di emergenza e un sistema di supervisione, controllo e protezione.

4.2. Progetto di modifica

Il progetto di modifica presentato dal Gestore come istanza di modifica dell'AIA per il “progetto definitivo per l'installazione di un nuovo ciclo combinato a gas.” prevede:

- l'installazione di un nuovo gruppo di produzione di energia elettrica di ultima generazione, che potrà essere esercito in ciclo combinato (CCGT) o, in alternativa, in ciclo aperto (OCGT), a seconda delle richieste del mercato dell'energia elettrica.
La nuova unità sarà alimentata a gas naturale, sarà caratterizzata da una potenza elettrica nominale complessivamente installata di circa 860 MWe (rif. condizioni ISO Temperatura 15°C, pressione ambiente 101.325 Pa, Umidità relativa 60%) e sarà composta da un turbogas da circa 579 MWe di classe “H” (TG52), un generatore di vapore a recupero (GVR12) e una turbina a vapore da circa 280 MWe (TV51);
- la messa fuori servizio degli attuali quattro gruppi SF1, SF2, SF5 e SF6 alimentati a olio combustibile.

Il nuovo progetto è stato pensato per preservare il più possibile la struttura impiantistica presente in sito e per utilizzare in modo estensivo gli impianti ausiliari e le infrastrutture ivi già presenti.

Il progetto prevede inoltre la realizzazione di un nuovo metanodotto denominato “Allacciamento A2A Energiefuture di S. Filippo del Mela (ME), DN 500 (20”) - DP 75 bar”, di lunghezza circa 5 km che interesserà i territori comunali di Pace del Mela e San Filippo del Mela, in provincia di Messina, per assicurare la fornitura di gas naturale alla Centrale di San Filippo del Mela nella configurazione di progetto.

Per il collegamento elettrico in alta tensione alla RTN della nuova unità di produzione di energia elettrica sarà adeguata la stazione elettrica AT a 220 kV esistente di Centrale.

Il Gestore dichiara che la modifica proposta consentirà di:

- Convertire la Centrale termoelettrica autorizzata alla combustione di olio combustibile in una alimentata a gas naturale avente una minor potenza termica di combustione (1.369 MWt del ciclo aperto contro gli attuali 2.430 MWt dei gruppi a olio combustibile denso);
- mantenere sostanzialmente invariata la capacità di produzione elettrica netta della Centrale (la potenza elettrica netta del nuovo ciclo combinato è di poco inferiore a quella esistente: circa 843 MWe a fronte degli attuali circa 866 MWe) assicurando la funzione strategica che la stessa riveste nell'area del Sud Italia come garanzia di sicurezza e stabilità del sistema elettrico nazionale;
- ottenere un miglioramento sostanziale dell'efficienza energetica della CTE, raggiungendo un rendimento elettrico netto del 62,3% del ciclo combinato (41,9% del ciclo aperto), rispetto all'attuale 35,6%;
- conseguire una significativa riduzione delle emissioni massiche e delle ricadute di Ossidi di Azoto (NOx);



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2AEnergiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

- ridurre praticamente a zero le emissioni in atmosfera degli inquinanti tipici della combustione a olio combustibile quali polveri, ossidi di zolfo (SO_x), metalli, IPA e sostanze organiche volatili (esprese come carbonio totale);
- grazie alla maggiore efficienza e alla diminuzione della potenza termica installata, di ridurre le emissioni di CO₂ per unità di energia elettrica prodotta.

Le modifiche proposte per la Centrale consentiranno inoltre, in modo altamente efficiente, di sostenere gli obiettivi fissati dalla Strategia Elettrica Nazionale 2017, di seguito riassunti:

- garantire competitività al Paese grazie alla realizzazione di nuove centrali più efficienti e competitive nel mercato dell'energia elettrica;
- garantire maggiore flessibilità e adeguatezza dell'infrastruttura elettrica, preservando la rete elettrica nazionale dalle fluttuazioni nella produzione di energia derivanti dalle fonti rinnovabili non programmabili (eolico, solare fotovoltaico), aumentandone l'affidabilità mediante la realizzazione di ulteriore capacità generativa con nuovi CCGT;
- garantire un adeguato margine di riserva alla rete elettrica nazionale che, secondo le analisi di Terna, potrebbe diventare critico e presentare rischi per la sicurezza nazionale in condizioni climatiche estreme e di variabilità dell'import, considerando lo scenario di cambiamento a livello europeo che va delineandosi e che prevede una sostanziale riduzione delle principali attuali forniture di energia elettrica per l'Italia, quali ad esempio il nucleare francese, per cui è prevista una riduzione del 50% al 2025.

Il Gestore, con le integrazioni presentate con nota PG-A2A-AEF-0165841-U del 27/07/2023-U acquisita al prot CIPPC.REG UFF.I.0001183.28-07-2023 e relativi allegati, dichiara che, come evidenziato nell'ambito del procedimento di VIA, gli interventi in progetto saranno tali da non alterare il contesto paesaggistico esistente, le cui peculiarità sono e rimarranno quelle proprie del paesaggio del golfo di Milazzo, in cui la Centrale A2A Energiefuture occupa una piccola porzione dell'estesa zona produttiva.

Le scelte cromatiche proposte per il progetto permetteranno di armonizzare le nuove strutture con quelle esistenti della Centrale, ponendosi in continuità con quanto già attuato fino ad oggi, mantenendo un dialogo positivo tra le preesistenze e le opere in progetto.

In relazione ai vincoli paesaggistici, da cui, come ricorda il gestore, il nuovo impianto è totalmente esterno, e agli elementi storico culturali identificati nel contesto, non si ravvisano impatti aggiuntivi indotti dalla realizzazione del progetto proposto.

Il Gestore evidenzia inoltre che, così come rappresentato nell'ambito del procedimento di VIA, A2A prevede di effettuare una serie di interventi di mitigazione a livello di intera Centrale, descritti nell'elaborato grafico SFP-CTC-800005-00-00_CCGT-Sistemazioni Future, presentato in sede di procedura di Valutazione di Impatto Ambientale ai sensi dell'art.23 del D.Lgs.152/2006.

Detto elaborato rappresenta la situazione che A2A si prefigge come obiettivo da raggiungere una volta che, dismessi i gruppi ad olio, siano state eseguite le demolizioni delle parti di impianto non funzionali ai progetti attualmente in fase di sviluppo e che siano state realizzate le progettualità previste.

In particolare, il Gestore evidenzia che A2A prevede di effettuare la demolizione dei 5 serbatoi di stoccaggio dell'olio combustibile (OCD) e della ciminiera dei gruppi 5-6, alta 210 metri.

La dimissione dei serbatoi di OCD sarà avviata prima della realizzazione della nuova unità a gas e si completerà dopo lo spegnimento dei gruppi ad olio, che avverrà alla messa a regime del CCGT, quando potranno essere avviati anche i lavori di demolizione della ciminiera dei gruppi 5 e 6.

Si possono identificare le seguenti fasi:



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2AEnergiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

- interventi da realizzarsi prima dell'avvio del CCGT: demolizione dei n.2 serbatoi di OCD da 100.000 m³ e di n.2 serbatoi di OCD da 50.000 m³ : ad oggi un serbatoio da 100.000 m³ è già demolito ed uno da 50.000 m³ è in fase di demolizione;
- interventi da realizzarsi entro 5 anni dall'avvio del CCGT: messa in sicurezza delle unità esistenti SF1-SF2-SF5-SF6; completamento delle attività di bonifica e rimozione del sistema OCD: demolizione tubazioni, pompe, riscaldatori; o demolizione della ciminiera dei gruppi 5-6.

4.3. Nuovo assetto impiantistico

Il progetto di rifacimento con miglioramento ambientale della Centrale di San Filippo del Mela prevede la realizzazione di un nuovo gruppo di generazione a ciclo combinato, alimentato a gas naturale, avente al carico nominale, una potenza termica di combustione di 1.369 MWt e una potenza elettrica lorda in assetto di ciclo combinato di 858,6 MWe (rif. condizioni ISO Temperatura 15°C, pressione ambiente 101.325 Pa, Umidità relativa 60%), costituito sostanzialmente da:

- un turbogas da circa 579 MWe di classe "H" (TG52);
- un generatore di vapore a recupero (GVR12);
- una turbina a vapore da circa 280 MWe (TV51).

Il Gestore, con le integrazioni presentate con nota PG-A2A-AEF-0165841-U del 27/07/2023-U acquisita al prot CIPPC.REG UFF.I.0001183.28-07-2023 e relativi allegati, dichiara che il progetto sarà realizzato in due fasi, durante le quali sarà comunque necessario garantire la produzione di energia elettrica da parte della Centrale per svolgere il proprio servizio di essenzialità nel sistema energetico nazionale:

- **Fase 1:** preliminarmente all'avvio dei lavori di rifacimento della Centrale sarà messo fuori servizio il gruppo SF5 esistente mentre saranno mantenuti in esercizio i gruppi SF1, SF2 e SF6 alimentati a olio combustibile, eserciti in accordo all'AIA vigente.
Per questa fase, che prevede l'installazione del nuovo turbogas, compresa la sezione che ne permette l'esercizio in ciclo combinato, il Gestore prevede una durata di 36 mesi;
- **Fase 3:** prevede il *commissioning* e l'entrata in esercizio del nuovo ciclo combinato, previa fermata delle unità SF1, SF2 e SF6 a ciclo convenzionale. Nella sola fase di *commissioning*, della durata stimata in circa 60 giorni, (che nella originaria stesura del progetto veniva svolta nella "Fase 2"), si potrà verificare potenzialmente la sovrapposizione tra l'esercizio dei tre gruppi ad olio combustibile esistenti e del nuovo OCGT.

Una volta a regime, la nuova unità a gas potrà essere esercita in alternativa, o in ciclo aperto o in ciclo combinato, a seconda delle richieste del mercato dell'energia elettrica. La VIA ministeriale rilasciata per il progetto ha valutato i due scenari estremi, ovvero il caso di 8.760 ore/anno di esercizio in CCGT e il caso di 8.760 ore/anno di esercizio in OCGT, proprio perché non è possibile definire a priori le ore di funzionamento annue della nuova unità a gas in ciclo aperto o in ciclo combinato.

Si evidenzia che i due funzionamenti OCGT e CCGT sono comunque sempre alternativi tra loro.

Si stima che la nuova unità a gas **nella configurazione in ciclo aperto**, configurandosi come un impianto peaker, possa essere esercita per un numero massimo di ore pari a **3.500 ore/anno equivalenti al massimo carico**.



Di seguito vengono riportate le opere principali previste dal progetto di modifica della Centrale.

4.3.1. Turbogas TG 52

Il progetto prevede l'installazione di un turbogas di tipo heavy-duty di classe "H", direttamente accoppiato all'alternatore, capace di sviluppare una potenza elettrica lorda di circa 578,6 MWe.

Il sistema di combustione che verrà installato sarà costituito da bruciatori di tipo DLN (Dry Low NOx), in grado di assicurare una combustione del gas naturale ottimizzata e bilanciata e minimizzare le emissioni di NOx.

L'energia elettrica prodotta dall'alternatore del turbogas sarà immessa nella Rete elettrica di Trasmissione Nazionale (RTN) a 220 kV tramite un nuovo stallo AT, completo di apparecchiature di manovra e protezione, un trasformatore elevatore di gruppo, un condotto sbarre a fasi isolate e un interruttore di macchina. Il nuovo trasformatore elevatore sarà collegato tramite un tratto di collegamento aereo ad un nuovo stallo AT che sarà ubicato nella Stazione Elettrica a 220 kV esistente che sarà ampliata.

Nello specifico, i componenti e gli ausiliari principali del nuovo turbogas sono:

- turbina a gas completa di compressore, camera di combustione e relativi bruciatori di tipo DLN (Dry Low NOx);
- sistema di aspirazione aria completo di filtrazione multistadio, silenziatori, ecc.;
- sistema di scarico completo di condotto e giunto di accoppiamento con il GVR;
- cabinato acustico per l'insonorizzazione del TG e dei relativi ausiliari, completo di sistema antincendio e ventilazione;
- avviatore statico;
- sistema olio di regolazione;
- sistema olio di lubrificazione (comune all'alternatore);
- sistema di preriscaldamento del gas naturale ad acqua, prelevata all'uscita dell'economizzatore in media pressione (MP) del GVR;
- sistema di separazione condense (scrubber) sulla linea gas naturale e relativo serbatoio di raccolta;
- sistema di lavaggio on/off line del compressore inclusivo di serbatoio detergente;
- sistema di comando e controllo del TG e dei relativi ausiliari interconnesso con il DCS centralizzato della CTE.

In uscita dal TG sarà installato un camino di by-pass per il funzionamento in ciclo aperto. Tale camino sarà posto tra lo scarico del turbogas e la caldaia a recupero e sarà dotato di un sistema di monitoraggio delle emissioni in continuo (SME).

Nella parte sottostante del camino sarà presente una serranda (diverter damper) con lo scopo di indirizzare i fumi verso il GVR in caso di funzionamento in ciclo combinato o verso il camino di by-pass in caso di funzionamento in ciclo aperto.

4.3.2. Generatore di vapore a recupero GVR12

I gas di scarico provenienti dalla turbina a gas saranno convogliati all'interno di un generatore di vapore a recupero (GVR12) dove attraverseranno, in sequenza, i banchi di scambio termico. I fumi esausti verranno convogliati in atmosfera attraverso un camino di nuova realizzazione di altezza 70 m. Le superfici di scambio termico del GVR saranno costituite da tubi alettati saldati ai collettori; gli scambiatori saranno racchiusi in un casing coibentato, resistente alla pressione dei gas di scarico.

Il GVR nella configurazione di progetto sarà del tipo a circolazione naturale, a tre livelli di pressione (alta pressione (AP), media pressione (MP) e bassa pressione (BP)) con banchi di ri-surriscaldamento RH.



Commissione Istruttoria IPPC CENTRALE TERMOELETTRICA A2A Energiefuture S.p.A. SAN FILIPPO DEL MELA

In particolare all'interno del circuito acqua-vapore, il condensato verrà inviato per mezzo delle pompe di estrazione alla caldaia a recupero; all'interno del GVR l'acqua verrà inviata al preriscaldatore e da qui al degasatore ed al corpo cilindrico BP. Il vapore BP prodotto verrà elevato in temperatura nel surriscaldatore BP e quindi immesso nella turbina a vapore. Dal corpo cilindrico BP due pompe di alimento provvederanno a inviare l'acqua alle sezioni MP e AP della caldaia.

Il vapore MP verrà successivamente surriscaldato nell'MPSH e da qui convogliato nel collettore del vapore risurriscaldato freddo, dove si miscelerà col vapore uscente dal corpo di alta pressione della TV. Tale vapore entrerà nell'RH dove verrà elevato in temperatura e quindi immesso nella turbina a vapore. Il vapore saturo AP, prodotto nel corpo cilindrico AP, verrà successivamente surriscaldato e quindi immesso nella turbina a vapore.

Di seguito i componenti del GVR:

- corpi cilindrici, parti in pressione, torretta degasante integrata nella sezione BP;
- n.2 al 100% pompe alimento, una di riserva all'altra, con sistema di ricircolo a deflusso automatico e valvole di regolazione del livello del corpo cilindrico; le pompe saranno previste con spillamento per inviare acqua alla sezione MP del GVR;
- n.2 al 100% pompe di ricircolo condensato sull'economizzatore BP;
- misure di portata, pressione, temperatura e livello sui circuiti gas, vapore e acqua;
- sistema di condizionamento chimico dell'acqua di caldaia;
- catalizzatore selettivo (SCR) per la riduzione degli ossidi di azoto, posizionato opportunamente fra i banchi di scambio di caldaia al fine di garantire la temperatura dei fumi ottimale per la reazione di riduzione degli NOx ad azoto molecolare. A monte del catalizzatore inoltre è prevista una griglia di iniezione dell'ammoniaca - agente riducente – nel flusso dei gas di scarico; l'ossigeno necessario per la riduzione degli NOx è disponibile nei fumi di scarico, mentre l'ammoniaca sarà stoccata direttamente in sito in un nuovo serbatoio da 90 m³;
- banco di campionamento per il controllo chimico del vapore e dell'acqua del GVR;
- camino, posto alla fine del GVR, a sezione circolare comprensivo di silenziatore e di sistema di monitoraggio delle emissioni in continuo (SME) per il funzionamento in ciclo combinato;
- sistema di piattaforme, scale e passerelle per l'accesso a tutte le parti su cui si devono effettuare controlli o manovre durante l'esercizio e/o la manutenzione.

4.3.3. Turbina a vapore TV51

La turbina a vapore (TV51) sarà del tipo a 3 livelli di pressione con risurriscaldamento intermedio: il vapore, dopo aver attraversato il corpo di alta pressione, verrà estratto dalla TV e rimandato nel GVR per un ulteriore riscaldamento, consentendo un notevole innalzamento dell'efficienza del ciclo termico.

La turbina a vapore riceverà il vapore a bassa pressione dal collettore che alimenta anche il collettore del vapore ausiliario e scaricherà il vapore esausto al condensatore ad acqua.

L'energia elettrica prodotta dall'alternatore della TV resterà collegato al trasformatore T5 esistente a cui fa capo il relativo stallo AT nella Stazione Elettrica a 220 kV esistente.

Nello specifico, il sistema TV sarà costituito dai seguenti componenti:

- turbina a condensazione con risurriscaldamento e immissione di vapore a bassa pressione;
- sistema olio di lubrificazione;



- sistema olio di regolazione;
- sistema vapore tenute;
- sistema di viraggio;
- sistema di supervisione e di comando/regolazione della TV e dei relativi ausiliari interconnesso con il DCS centralizzato della Centrale;
- stazione di by-pass vapore AP/RHF (vapore risurriscaldato freddo);
- stazione di by-pass vapore RHC (vapore risurriscaldato caldo) /condensatore;
- stazione di by-pass vapore BP/condensatore.

Le valvole costituenti le stazioni di by-pass saranno azionate o da servomotori pneumatici o da servomotori idraulici con relativa centralina oleodinamica; le valvole di desurriscaldamento relative ai by-pass saranno complete di valvola di intercettazione a monte, azionata da un servomotore dello stesso tipo.

4.3.4. Condensatore ad acqua

Il vapore in uscita dalla sezione di BP della TV entrerà nel condensatore (installato all'interno della sala macchine esistente), dove si avrà sostanzialmente la chiusura del ciclo termico.

Il condensatore di vapore accoppiato alla TV sarà del tipo ad acqua, raffreddato con acqua mare in ciclo aperto completo dei relativi ausiliari:

- 2 x50% pompe di circolazione acqua mare AC esistenti da $18.800 \text{ m}^3/\text{h}$;
- Sistema di raccolta condense e vapore;
- n.3 al 50% pompe estrazione condensato (dove il 100% rappresenta la somma del vapore corrispondente alla produzione del GVR in assetto di by-pass TV e delle relative portate di acqua di attemperamento).

Il vuoto al condensatore sarà mantenuto dal sistema del gruppo vuoto, costituito da pompe ad anello liquido ed eiettori per l'avviamento e da pompe ad anello liquido per il mantenimento del vuoto stesso.

Il condensatore sarà provvisto di un sistema tipo "Taprogge" per la pulizia dei fasci tubieri.

4.3.5. Edifici e cabinati

I principali edifici e cabinati di nuova realizzazione sono:

- Sala macchine;
- Edificio quadri elettrici e controllo;
- Cabinati, tettoie e corpi edilizi secondari.

La nuova sala macchine alloggerà il gruppo di generazione TG + generatore e tutti gli ausiliari relativi. La pianta dell'edificio in progetto è di forma ad L con superficie coperta di circa 1.400 m^2 con dimensioni principali: lunghezza massima circa 43,5 m; larghezza massima. circa 35,70 m; altezza massima circa 22,00 m; altezza minima circa 17,00 m.

L'edificio quadri elettrici e controllo sarà strutturato su due piani con vano cavi parzialmente interrato e ospiterà le sale quadri elettrici MT/BT, locale batterie, sala DCS.



Commissione Istruttoria IPPC

CENTRALE TERMOELETTRICA A2A Energiefuture S.p.A.

SAN FILIPPO DEL MELA

Verrà realizzato un vano cavi in parte interrato ed in parte fuori terra che permetta l'ingresso dei cavi ai quadri. Al piano terreno verranno realizzate la sala quadri elettrici ed il locale batterie; al primo piano, si troveranno la sala DCS e la sala quadri elettrici.

La pianta, con superficie coperta di circa 550 m², avrà forma rettangolare di dimensioni: lunghezza (esterno tamponatura) 36 m; larghezza (esterno tamponatura) 15 m; altezza 13,60 m.

È prevista la realizzazione di una serie di corpi edilizi secondari, di natura tecnica, atti a proteggere l'installazione di impianti ed apparecchiature di diversa natura; di seguito una lista sommaria con indicazione delle principali tipologie:

- cabinati per l'installazione di pompe ed altre apparecchiature elettromeccaniche, aventi finalità legate all'insonorizzazione delle apparecchiature stesse;
- cabinati per alloggiamento quadri elettrici necessari al funzionamento dei diversi macchinari;
- cabinati per l'alloggiamento di sistemi di campionamento e analisi di fluidi di processo;
- fossa per l'installazione delle bombole di stoccaggio dell'idrogeno, necessario per il raffreddamento del generatore elettrico.

4.3.6. Sistemi ausiliari

4.3.6.1. Sistema di trattamento del gas naturale

Il gas naturale, una volta raggiunta la Centrale tramite la nuova tubazione attraverserà uno stadio di filtrazione (che ha lo scopo di eliminare le scorie e le impurità eventualmente presenti) per poi essere inviato al sistema di misura fiscale.

Successivamente il gas subirà un primo riscaldamento, che ha il solo scopo di compensare la caduta di temperatura conseguente alla riduzione di pressione che ha luogo nel gruppo di valvole posto a valle (il riscaldamento avviene tramite vapore ausiliario prodotto dal GVR, mentre in avviamento si utilizza il vapore prodotto dalla caldaia ausiliaria).

Una volta adeguata la pressione alle condizioni richieste dal nuovo TG, il gas può essere convogliato, prima dell'ingresso ai bruciatori del TG, ad un sistema di preriscaldamento alimentato ad acqua surriscaldata prelevata dal circuito MP del GVR, con la funzione di aumentare il contenuto entalpico del gas limitandone il consumo di portata.

L'impianto di trattamento sarà realizzato in posizione adiacente alla cabina di consegna e misura del gas ubicata in prossimità dell'attuale parcheggio esterno.

4.3.6.2. Circuiti di raffreddamento

Per la condensazione del vapore scaricato dalla turbina a vapore di nuova installazione sarà utilizzata l'acqua mare prelevata dall'opera di presa esistente, attualmente a servizio del Gruppo SF5 (AL21LEV): in particolare saranno impiegate le due pompe di circolazione esistenti (2x50% pompe da 18.800 m³/h) che invieranno l'acqua al condensatore della TV. L'acqua di raffreddamento in uscita dal condensatore sarà scaricata in mare attraverso lo scarico esistente I2 (lo stesso che scarica le acque di raffreddamento dei Gruppi SF5 e SF6).

Il raffreddamento degli ausiliari di Centrale avverrà mediante la circolazione di acqua demineralizzata in ciclo chiuso, raffreddata con acqua di mare tramite nuovi scambiatori a fascio tubiero. L'acqua di mare per il raffreddamento degli ausiliari sarà prelevata mediante due nuove pompe verticali che saranno installate in luogo delle pompe AR esistenti, asservite al raffreddamento degli ausiliari dei Gruppi SF5 e SF6. L'acqua di raffreddamento degli ausiliari sarà



Commissione Istruttoria IPPC

CENTRALE TERMOELETTRICA A2A Energiefuture S.p.A.

SAN FILIPPO DEL MELA

scaricata in mare attraverso lo scarico esistente I2 (lo stesso che scarica le acque di raffreddamento degli ausiliari dei Gruppi SF5 e SF6).

L'acqua di mare raggiungerà la sala macchine dove sarà installato il condensatore della nuova TV attraverso le tubazioni esistenti, che dovranno essere prolungate fino agli scambiatori a fascio tubiero per il raffreddamento degli ausiliari (acqua demi che anche nell'assetto futuro sarà prodotta nell'impianto DEMI Levante esistente).

Le utenze ausiliarie principali raffreddate in ciclo chiuso saranno:

- sistema olio lubrificante della turbina a gas;
- sistema olio lubrificante della turbina a vapore;
- sistemi olio lubrificante dei generatori elettrici;
- sistemi di raffreddamento dei circuiti a idrogeno dei generatori elettrici;
- sistemi di raffreddamento pompe di alimento caldaie;
- altre utenze minori.

Durante la Fase 1 del progetto sarà realizzato un circuito di raffreddamento limitato alle utenze da raffreddare per l'esercizio in Ciclo Aperto (ausiliari del TG).

Il circuito sarà dotato di stacchi valvolati che ne permetteranno l'estensione alle utenze che entreranno in funzione nella Fase 2 (ausiliari del GVR e della TV).

I componenti (pompe e scambiatori) tengono conto di tutte le utenze da raffreddare richieste dall'esercizio in Ciclo Combinato.

4.3.6.3. Impianti di dissalazione acque di mare

Il progetto non introduce modifiche al sistema di dissalazione acqua mare esistente di Centrale che sarà impiegato per la produzione di acqua industriale anche nell'assetto di progetto.

4.3.6.4. Sistema acqua demineralizzata

Il progetto non introduce modifiche all'impianto esistente per la produzione di acqua demineralizzata. L'acqua demi nell'assetto futuro sarà impiegata principalmente per il reintegro del ciclo termico, in particolare:

- per reintegrare gli spurghi dei corpi cilindrici del nuovo GVR, al fine di mantenere costante la concentrazione salina dell'acqua negli evaporatori e al di sotto di limiti prefissati, onde evitare il trascinamento di sali da parte del vapore saturo; in questo caso infatti, si potrebbero col tempo attivare fenomeni corrosivi sulle palettature della turbina a vapore;
- per reintegrare la perdita continua di vapore saturo dalla torretta degasante del GVR, dove una piccola parte del vapore di degasaggio viene rilasciata all'atmosfera insieme agli incondensabili;
- per reintegrare il vapore di sfiato durante l'avviamento del ciclo termico;
- per il riempimento e il reintegro in caso di manutenzione del circuito di raffreddamento in ciclo chiuso degli ausiliari di impianto.

4.3.6.5. Sistema di gestione delle acque reflue

Per la gestione delle acque reflue prodotte dal nuovo impianto saranno utilizzate le reti fognarie già presenti in Centrale (rete acque acide, rete acque bianche/oleose, rete acque nere e rete acque di raffreddamento) che saranno adeguate o estese, laddove non presenti, mediante tratti di nuova realizzazione, alle aree interessate dagli interventi in progetto.

Nell'assetto di progetto della Centrale saranno inviate all'ITAR:



Commissione Istruttoria IPPC CENTRALE TERMOELETTRICA A2A Energiefuture S.p.A. SAN FILIPPO DEL MELA

- acque acide ed alcaline torbide provenienti da spurghi di caldaia, rigenerazione resine, rigenerazione linee di produzione acqua demineralizzata, lavaggio filtri a sabbia, bacini di contenimento reagenti chimici, aree pavimentate e cordolate interessate dal sistema di iniezione di ammoniaca dell'SCR del nuovo impianto, condense del camino del GVR, ecc.;
- acque inquinabili da oli: acque dilavanti provenienti dai parchi oli combustibili, dai depositi oli lubrificanti, dagli impianti di pretrattamento acque oleose e da altri siti potenzialmente contaminati da oli;
- acque meteoriche di CTE da strade, piazzali e tetti;
- acque sanitarie.

La prima tipologia di acque sarà inviata alla sezione dell'ITAR che effettua il trattamento delle acque industriali con caratteristiche acide/alcaline (denominato ITAC) e quindi recapita allo scarico I4. Allo scarico I4 è inoltre convogliato il concentrato in uscita dalla sezione osmosi inversa dell'impianto IREO. Lo scarico I4, come gli altri scarichi di Centrale, è sottoposto a monitoraggio, campionamenti ed analisi effettuati presso laboratori certificati e i cui risultati sono riportati nei Report Annuali.

Le acque inquinabili da oli e le acque meteoriche saranno invece inviate alla sezione di trattamento delle acque oleose (ITAO). Le acque in uscita dall'impianto ITAO continueranno ad essere interamente recuperate per il trattamento nell'impianto IREO (Impianto di Riciclo Effluenti Oleosi) che consente di produrre acqua permeata compatibile con utilizzi vari nei processi di Centrale.

Nei casi in cui i quantitativi di acque recuperabili siano superiori al fabbisogno degli usi di Centrale e/o in caso di eventi meteorici intensi, la gestione del refluo in uscita dall'ITAO potrebbe essere difficoltosa; in virtù di ciò viene mantenuta la possibilità, in caso di emergenza, di inviare direttamente allo scarico autorizzato I4 l'effluente trattato dall'impianto ITAO, nel pieno rispetto dei limiti previsti dalla Tabella 3, Allegato 5, Parte III del D.Lgs.152/06.

Infine, le acque sanitarie saranno inviate al sistema di trattamento delle acque sanitarie (ITAB).

4.3.6.6. Caldaia Ausiliaria

La caldaia ausiliaria recentemente installata, nell'assetto di progetto, sarà utilizzata per l'avvio della CTE.

4.3.6.7. Sistema di protezione antincendio

Sarà adeguato il sistema antincendio esistente della Centrale, che sarà opportunamente integrato per proteggere le nuove apparecchiature.

Il sistema antincendio nell'assetto futuro della CTE comprenderà:

- gruppo pompe antincendio esistente;
- rete di distribuzione agli idranti esistente, opportunamente ampliato (accessori inclusi, es. cassette porta-manichette);
- impianti a diluvio ad intervento automatico per le seguenti nuove apparecchiature e macchinari:
 - trasformatore elevatore TG;
 - trasformatore ausiliario TG;
 - trasformatore avviatore statico TG;
 - skid olio lubrificazione/tenute TG;
 - skid olio lubrificazione TV;
 - fossa H2;
- impianti di spegnimento con estinguente di tipo gassoso per i seguenti ambienti:
 - cabinato TG e relativo generatore (sistema a CO₂);
 - sottopavimento cabinati elettrici (sistema Clean Agent);



Commissione Istruttoria IPPC CENTRALE TERMOELETTRICA A2A Energiefuture S.p.A. SAN FILIPPO DEL MELA

- estintori;
- rilevazione gas naturale in prossimità dei possibili punti di rilascio (es. stazione di riduzione, connessioni flangiate, etc.);
- rilevatori catalitici idrogeno in prossimità della fossa H₂;
- cavi termosensibili sul serbatoio di stoccaggio del gasolio gruppo elettrogeno, skid olio di lubrificazione delle pompe acque alimento e estrazione condensato, trafo avviatore statico, trasformatore ausiliario e trasformatore elevatore turbina a gas;
- rete pulsanti allarme antincendio.

4.3.6.8. Impianto di produzione e di distribuzione aria compressa

Per alimentare le utenze del nuovo ciclo combinato verrà installato un nuovo impianto di produzione aria compressa comprendente compressori e relativi accessori:

- 2 x 100% compressori dell'aria;
- 2 x 100% essiccatori aria compressa;
- serbatoi polmone per aria servizi e aria strumenti;
- anello distribuzione aria strumenti;
- anello distribuzione aria servizi.

4.3.6.9. Impianti di ventilazione e condizionamento

Gli impianti di ventilazione e/o condizionamento avranno lo scopo di mantenere nei nuovi locali della Centrale rispettivamente le condizioni termo-igrometriche di progetto.

In particolare sarà installato un impianto di condizionamento per il locale sala controllo e nei locali e cabinati per quadri elettrici. Nella sala macchine sarà prevista la sola ventilazione.

4.3.6.10. Sistema di stoccaggio bombole idrogeno e anidride carbonica

Il sistema idrogeno sarà utilizzato nel raffreddamento dei nuovi generatori mentre il sistema anidride carbonica verrà utilizzato in fase di manutenzione, per spiazzare l'idrogeno prima di ogni intervento.

Il sistema sarà costituito dai seguenti componenti:

- Sistema idrogeno completo di:
 - bombole di stoccaggio;
 - valvole di laminazione;
- Sistema anidride carbonica, completo di:
 - bombole di stoccaggio con pescante;
 - valvola di regolazione CO₂ al vaporizzatore;
 - vaporizzatore ad acqua con riscaldamento elettrico;
 - valvole di riduzione;
 - bombola tampone.

I pacchi bombole di idrogeno saranno stoccati in una nuova fossa, rilocata rispetto a quella esistente che alimenta i gruppi SF5 e SF6. Dal nuovo sistema di stoccaggio saranno alimentati gli alternatori della nuova turbina a gas e della nuova turbina a vapore.

4.3.6.11. Sistema di automazione

Il sistema di automazione sarà progettato e sviluppato in modo da permettere, al personale d'esercizio, di gestire in tutte le sue fasi (avviamento, regime, transitori di carico, arresto e blocco) dell'intero impianto attraverso l'interfaccia informatizzata uomo/macchina del Sistema Distribuito di Controllo (DCS) posizionato in sala controllo.



Commissione Istruttoria IPPC CENTRALE TERMOELETTRICA A2A Energiefuture S.p.A. SAN FILIPPO DEL MELA

Al fine di aumentare l'affidabilità dell'impianto e sicurezza per l'ambiente e il personale, il sistema sarà completamente ridonato sia come alimentazioni, sia come componente elettronica.

La strumentazione installata sarà ridonata, se utilizzata per la regolazione, mentre sarà tripla per la messa in sicurezza dell'impianto.

4.3.6.12. Sistema elettrico

L'unità di generazione sarà costituita da due generatori (TG e TV) accoppiati alle turbine a Gas e a Vapore in configurazione "Multi Shaft" e funzionerà in parallelo con la RTN secondo le regole del codice di rete, immettendo sulla stessa tutta la potenza generata al netto del consumo dei servizi ausiliari dell'impianto nel nuovo assetto. Il nuovo gruppo fornirà i servizi richiesti dal codice di rete.

L'avviamento dei nuovi gruppi sarà normalmente realizzato prelevando l'energia elettrica, necessaria per le utenze, dalla RTN tramite i trasformatori elevatori 5T, 52T, TAG3 e servizi ausiliari.

Il parallelo dei generatori con la rete nazionale sarà eseguito tramite l'interruttore di macchina GCB-52 per il turbogas e l'interruttore dello stallo AT 152-G2 per il turbovapore (configurazione a montante rigido).

In caso di perturbazioni esterne, l'unità di generazione si separerà dalla RTN tramite apertura degli interruttori di interfaccia in stazione AT, su comando delle protezioni elettriche dedicate. I generatori rimarranno in servizio alimentando i servizi di impianto (rifiuto di carico), pronti per una nuova sincronizzazione con la rete (eventualmente è possibile l'arresto della turbina a vapore con il conseguente funzionamento del TG in ciclo aperto mediante il camino di bypass caldaia in attesa del rientro in rete). Una volta ripristinate le condizioni di rete, i gruppi saranno rimessi in parallelo con la RTN tramite chiusura degli interruttori di parallelo.

Non è previsto l'avviamento della centrale in condizioni di "black-start".

I sistemi, i componenti e i materiali sono dimensionati per il servizio continuo e selezionati in modo da minimizzare la manutenzione. Tutti i componenti sono progettati e saranno installati e collaudati in accordo alle norme CEI, CEI EN, IEC e IEEE applicabili.

Il sistema elettrico sarà costituito da:

- due nuovi stalli AT di interfaccia con la RTN;
- un nuovo montante di generazione G52 costituito da:
 - un generatore G52 (TG);
 - un interruttore di macchina GCB-52, del tipo isolato in SF6;
 - un trasformatore elevatore 52T;
 - un trasformatore servizi ausiliari 52TA1, derivato tra l'interruttore di macchina ed il trasformatore elevatore;

• un trasformatore di eccitazione e avviamento TE/TAG-52, derivato dal condotto sbarra a fianco del 52TA1;

- condotto sbarre a fasi isolate per la connessione di tutti i componenti del montante;
- un montante di generazione G51 esistente per la TV, costituito da:
 - un generatore G51 (TV);
 - un trasformatore elevatore 5T
 - due trasformatori servizi ausiliari 5TA1 e 5TA2 esistenti, derivati tra l'alternatore ed il trasformatore elevatore (montante rigido);
 - condotto sbarre a fasi isolate per la connessione di tutti i componenti del montante
- un sistema di distribuzione/utilizzazione, a due differenti livelli di tensione (uno per il sistema MT a 6 kV ed uno per il sistema BT a 400V) per alimentare i servizi ausiliari dell'impianto;
- sistemi di continuità e di alimentazione di emergenza (sistemi 110 Vcc, 220 Vcc, UPS e gruppo elettrogeno) per l'alimentazione dei servizi essenziali e di emergenza del nuovo impianto.



Commissione Istruttoria IPPC

CENTRALE TERMOELETTRICA A2AEnergiefuture S.p.A.

SAN FILIPPO DEL MELA

In relazione allo sviluppo del progetto, che prevede l'entrata in esercizio nella prima fase della sola TG in ciclo aperto, e successivamente della caldaia a recupero e della TV in ciclo combinato, saranno realizzate da subito tutte le opere relative al montante TG (installazione dell'interruttore di macchina, del condotto sbarre, trasformatore elevatore, trasformatori di unità per i servizi ausiliari, quadri per i servizi ausiliari MT, BT e sistemi di continuità e di alimentazione di emergenza), prevedendo, per quanto possibile, anche tutti i servizi comuni o dedicati alla TV che non potrebbero essere installati o modificati con l'impianto in esercizio in ciclo aperto (verranno pertanto predisposti ad esempio gli interruttori sui quadri comuni per le partenze alle utenze o sottoquadri relative ai sistemi della TV, gli interruttori per le linee di soccorso tra i sistemi ausiliari, sistemi di protezione, sistemi per l'alimentazione di emergenza, ecc.).

4.3.7. Opere connesse

4.3.7.1. Approvvigionamento del gas naturale

Il progetto prevede la realizzazione di un nuovo metanodotto denominato "Allacciamento A2A Energiefuture di S. Filippo del Mela (ME), DN 500 (20")- DP 75 bar", di lunghezza circa 5 km che interesserà i territori comunali di Pace del Mela e San Filippo del Mela, in provincia di Messina, per assicurare la fornitura di gas naturale alla Centrale di San Filippo del Mela nella configurazione di progetto.

L'opera in progetto consiste sostanzialmente in una nuova tubazione interrata avente le seguenti caratteristiche:

- Diametro nominale (DN): 500 mm (20");
- Spessore: 11,1 mm;
- Lunghezza: Km 4+998.

4.3.7.2. Connessioni alle reti di trasmissione AT e MT

Il gruppo di generazione TG sarà connesso alla RTN a 220 kV tramite un nuovo stallo AT, che sarà ubicato nell'ampliamento della Stazione Elettrica a 220 kV esistente.

Il nuovo stallo AT sarà completo di apparecchiature di manovra e protezione, un trasformatore elevatore di gruppo, un condotto sbarre a fasi isolate ed un interruttore di macchina (GCB).

Il gruppo generatore TV sarà collegato al trasformatore T5 esistente, a cui fa capo il relativo stallo AT.

Il progetto prevede che il nuovo stallo montante trasformatore sarà collegato al sistema di sbarre esistente, alle quali sono attualmente connessi il trasformatore T5 (alimentato dalla nuova TV) e il trasformatore T6. A questo sistema di sbarre saranno collegati anche due nuovi stalli arrivo linea a cui faranno capo le due linee esterne a 220 kV esistenti (Linea Sorgente L5 e Linea Sorgente L6) attualmente afferenti ai gruppi 5 e 6.

Il progetto non introduce modifiche alle linee esistenti della RTN in uscita dalla centrale.

4.4. Ciclo produttivo

Il progetto di modifica in esame comporterà l'installazione di un nuovo gruppo di generazione a ciclo combinato, alimentato a gas naturale, di potenza termica di 1.369 MWt al carico nominale e la messa fuori servizio dei gruppi esistenti SF1, SF2, SF5 e SF6, ad olio combustibile.



Commissione Istruttoria IPPC

CENTRALE TERMOELETTRICA A2AEnergiefuture S.p.A.

SAN FILIPPO DEL MELA

La modifica, come indicato nella scheda C di domanda di AIA, avrà impatto sulle seguenti matrici ambientali: Materie prime; Produzione e consumo di energia; Combustibili; Emissioni in atmosfera; Scarichi; Rifiuti; Rumore.

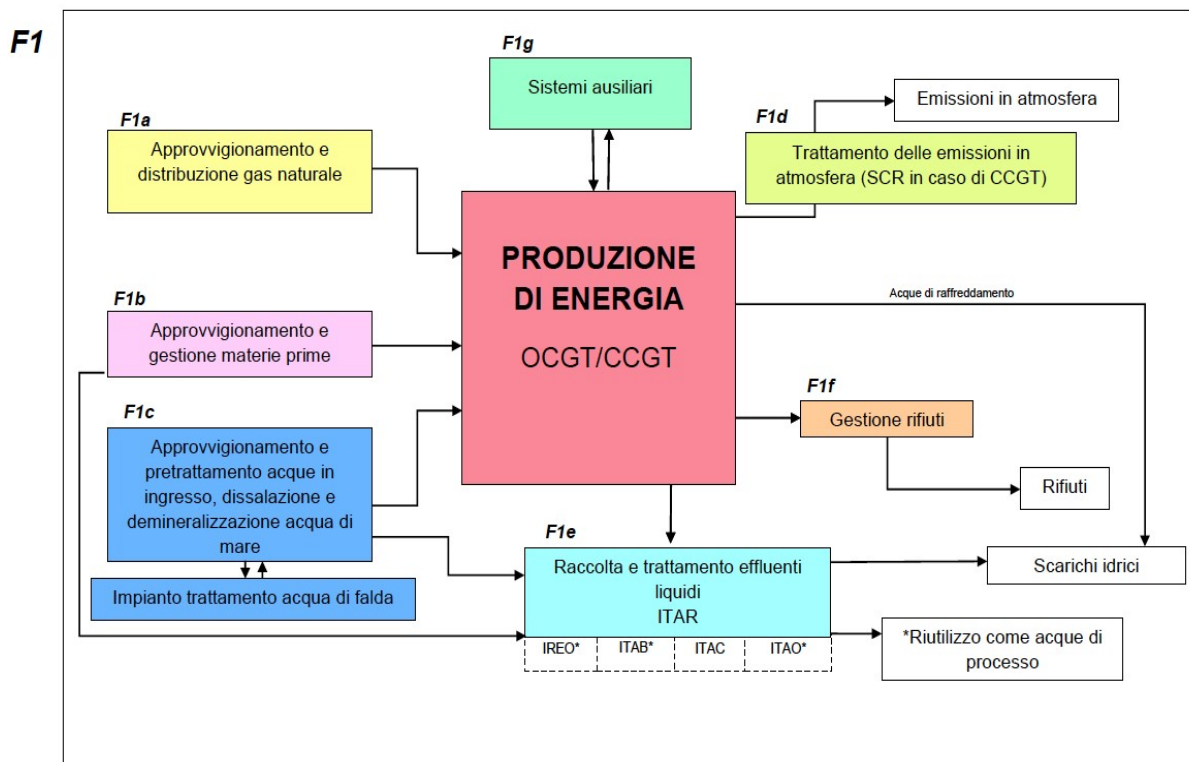
Le schede C alla capacità produttiva della CTE che aggiornano le corrispondenti Schede B sono compilate per la Fase 3 della Centrale con il progetto di rifacimento completato.

La capacità è stata indicata dal gestore nella corrispondente sezione A.3 della scheda A, come di seguito riportato:

Tabella 1. Capacità produttiva

Capacità produttiva			
prodotto	capacità di produzione	produzione effettiva (MWhe)	anno di riferimento
energia elettrica	2.430 MWt	1.405.212	2016
	960 MWe	1.498.236	2017
		800.738	2018

Figura 2. Allegato A.25



4.5. Consumi di combustibili

La Centrale nella configurazione di progetto utilizzerà:

- gas naturale per l'alimentazione della nuova unità di generazione di energia elettrica;
- gasolio per l'alimentazione della caldaia ausiliaria, delle motopompe antincendio e dei gruppi elettro- geni di emergenza.



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2A Energiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

Il gestore ha riportato i quantitativi dei combustibili impiegati nella scheda C.5.2 riferita alla capacità produttiva:

Il consumo annuo di gas naturale della Centrale, alla capacità produttiva, nella configurazione di progetto, varierà a seconda del reale funzionamento tra 1.232.608 kSm³/anno in caso di funzionamento per 8.760 ore/anno in CCGT e 1.246.146 kSm³/anno in caso di funzionamento per 8.760 ore/anno in OCGT.

Tabella 2. Combustibili utilizzati (alla capacità produttiva)

Combustibile	Unità	% S	Consumo annuo	PCI	Energia
Gas naturale	OCGT	<150 mg/Sm ³ ³	1.246.146 kSm ³ ¹	8.274 kcal/Sm ³	10.276.966 Mcal
	CCGT		1.232.608 kSm ³ ¹		10.165.318 Mcal
Gasolio	Caldaia ausiliaria/ ² motopompe antincendio/ elettrogeno ² gruppo			²	²

Note

¹ Il consumo annuo di gas naturale della Centrale, alla capacità produttiva, nella configurazione di progetto, varierà a seconda del reale funzionamento tra 1.232.608 kSm³/anno in caso di funzionamento per 8.760 ore/anno in CCGT e 1.246.146 kSm³/anno in caso di funzionamento per 8.760 ore/anno in OCGT.

² Il gasolio sarà impiegato per l'alimentazione della caldaia ausiliaria, delle motopompe antincendio e del gruppo elettrogeno di emergenza.

³ Dato derivato da quanto prescritto dal Codice di rete SNAM RETEGAS Allegato 11A.

4.6. Consumi, movimentazione e stoccaggio di materie prime

Il Gestore ha indicato in quadro C.2 alla scheda C che vi saranno variazioni del consumo di materie prime alla capacità produttiva.

La Centrale smetterà l'utilizzo di carbonato di calcio ed ossido di magnesio, impiegati specificamente nei gruppi a olio. La combustione del gas naturale comporterà invece l'introduzione di nuove materie prime, quali: inibitore di corrosione, fosfati coordinati, detergente lavaggio.

Ci saranno inoltre prodotti chimici, quali l'ammoniaca e il deossigenante (per condizionamento acqua ciclo caldaia) che sono già oggi impiegati in Centrale e che continueranno a essere impiegati anche nell'assetto futuro, in caso di CCGT, sebbene in quantitativi inferiori rispetto alla configurazione autorizzata.

Tabella 3. Consumo di materie prime

Descrizione	Tipo	Fasi/ unità di utilizzo	Stato fisico	N. CAS/ Classe CLP	Consumo capacità produttiva [tonnellate/anno]			
					autorizzato	Fase 2	Fase 3 CCGT	Fase 3 OCGT
Acido cloridrico (soluzione al 32%)	MPA	F1	liquido	7647-01-0 / H290 H314 H335	3.197,3	3.197,3	3.197,3	3.197,3



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2AEnergiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

Descrizione	Tipo	Fasi/ unità di utilizzo	Stato fisico	N. CAS/ Classe CLP	Consumo capacità produttiva [tonnellate/anno]			
					autorizzato	Fase 2	Fase 3 CCGT	Fase 3 OCGT
Idrossido di sodio (soluzione al 50%)	MPA	F1	liquido	1310-73-2 / H290 H314 H335	1.432	1.432	1.432	1.432
Ipoclorito di sodio (soluzione al 16,5%)	MPA	F1	liquido	7681-52-9 / H290 H314 H335 H400 H410 H411 EUH031	1.401,3	1.401,3	607,1	70
Ammoniaca (soluzione al 24,5%)	MPA	F1	liquido	1336-21-6 / H314 H335 H400 H412	18.785	18.785	1.460	-
Ossido di magnesio	MPA	F1	liquido	-	622	622	-	-
Calcare	MPA	F1	solido	-	141.105	141.105	-	-
Calce idrata	MPA	F1	solido	1305-62-0 / H315 H138 H335	1.058,7	1.058,7	1.058,7	1.058,7
Cloruro ferrico (soluzione al 40%)	MPA	F1	liquido	7705-08-0 / H290 H302 H315 H317 H318	416,2	416,2	416,2	416,2
Deossigenante	MPA	F1	liquido	497-18-7 / H302 H315 H317 H411 H412	48,5	48,5	9,0	-
Antincrostante	MPA	F1	liquido	6419-19-8 37971-36-1 / H314	140,3	140,3	140,3	140,3
Biocida	MPA	F1	liquido	55965-84-9	56,1	56,1	56,1	56,1



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2AEnergiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

Descrizione	Tipo	Fasi/ unità di utilizzo	Stato fisico	N. CAS/ Classe CLP	Consumo capacità produttiva [tonnellate/anno]			
					autorizzato	Fase 2	Fase 3 CCGT	Fase 3 OCGT
				/ H314 H317 H412				
Polielettrolita	MPA	F1			37,5	37,5	37,5	37,5
Inibitore di corrosione	MPA	F1			-	5	5	5
Fosfati coordinati	MPA	F1			-	-	10	-
Detergente di lavaggio	MPA	F1			-	3	3	3
Oli lubrificanti e altri	MPA	F1			-	3	9	9

I consumi della Fase 3 varieranno a seconda del reale funzionamento tra i due casi estremi (OCGT per 8.760 ore/anno e CCGT per 8.760 ore/anno) riportati in tabella.

Il gestore ha riportato nel quadro C.13 di scheda C le informazioni per le aree di stoccaggio di materie prime.

Tabella 4. Aree di stoccaggio materie prime (Scheda C.13)

# area	Id. area	Georeferenziazione	Capacità di stoccaggio	Caratteristiche	Materiale stoccato	Capacità	Modalità
1	S1	1	11,35	Serbatoi fuori terra	Gasolio	1,3	Serbatoio AIMD2
						1,5	Serbatoio AIMD1
						0,2	Serbatoio AIDD1
						0,2	Serbatoio AIDD2
						1,5	Serbatoio AID1
						0,2	Serbatoio AID2
						0,02	Serbatoio SID2
						0,025	Serbatoio SIRD
		524.795 E 4.228.864 N	9 m ³			9	Serbatoio G.E.
2	S2	524.791 E 4.228.342 N	90 m ³	Serbatoio fuori terra	Ammoniac	90	Serbatoio fuori terra dotato di vasca di contenimento
3	S3	524.651 E 4.228.142 N	5 m ³	Serbatoio fuori terra	GPL	5	Alimentazione caldaie di riscaldamento spogliatoi
4	S4	1	164,28 m ³	Serbatoi fuori terra	Acido cloridrico al 32%	30	Serbatoio DEMI
						30	Serbatoio DEMI
						30	Serbatoio DEMI
						4	Serbatoio ITAF
						1,32	Serbatoio IREO
						0,23	Serbatoio IREO
						0,23	Serbatoio IDAM
						0,5	Serbatoio Osmosi Nirosoft
						14	Serbatoio ITAC
5	S5	524.782 E 4.228.678 N	300 m ³	Silos	Idrossido di calcio	300	Silos calce impianto ITAC
6	S7	524.814 E 4.228.675 N	25 m ³	Serbatoi fuori terra	Cloruro ferrico	12,5	Serbatoio ITAC
						12,5	Serbatoio ITAC
7	S9	1	6,7 m ³	Serbatoi fuori terra	Antincrostante per osmosi	5	Serbatoio Osmosi TK
						0,2	Serbatoio Osmosi Nirosoft
						1	Serbatoio ITAF
						0,5	Serbatoio IREO
						0,5	Serbatoio IDAM



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2AEnergiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

# area	Id. area	Georeferenziazione	Capacità di stoccaggio	Caratteristiche	Materiale stoccato	Capacità	Modalità
8	S10	524.759 E 4.228.500 N	5 m ³	Serbatoio fuori terra	Sodio bisolfito	5	Serbatoio Osmosi TK
9	S12	¹	64 m ³	Serbatoio fuori terra	Sodio ipoclorito	0,23	Serbatoio IREO
						0,23	Serbatoio IDAM
						1,32	Serbatoio IREO
						10	Serbatoio Griglie Gruppi 5/6
						0,22	Serbatoio ITAB
10	S14	¹	122,46 m ³	Serbatoio fuori terra	Idrossido di sodio	30	Serbatoio DEMI
						30	Serbatoio DEMI
						12	Serbatoio ITAF
						0,23	Serbatoio IREO
						0,23	Serbatoio IDAM
11	S15	524.801 E 4.228.532 N	1,7 m ³	Serbatoio fuori terra	Biocida	1	Serbatoio Osmosi TK
		524.783 E 4.228.544 N				0,2	Serbatoio Osmosi Nirosoft
		524.896 E 4.228.653 N				0,5	Serbatoio IDAM
12	S18	524.838 E 4.228.351 N	1,7 m ³	Fusti/cisternette	Fosfati coordinati	2	Fusti / Cisternette
13	S19	524.825 E 4.228.255 N	8 m ³	Bombole	CO ₂ per protezione antincendio TG	8	Bombole
		524.836 E 4.228.197 N			CO ₂ per generatore TG/TV		
14	S20	524.816 E 4.228.242 N	250 l	Fusti/cisternette	Detergente lavaggio TG	250 l	Fusti/cisternette
15	S21	524.855 E 4.228.194 N	10 m ³	Bombole	Idrogeno per sistema raffreddamento generatori	10	Bombole
16	S22	524.837 E 4.228.346 N	2 m ³	Bulk	Ammoniaca e Deossigenante per GVR	2	Bulk in vasca di contenimento
Note ¹ Le aree di stoccaggio, numerose, risultano dislocate in varie aree, la loro localizzazione puntuale viene indicata in planimetria in allegato C.11.							

4.7. Aspetti energetici

4.7.1. Produzione e consumi di energia

Il Gestore ha indicato in quadro C.2 alla scheda C che vi saranno variazioni di produzione e di consumo di energia alla capacità produttiva.

I dati di produzione e bilancio di energia, nella configurazione di progetto riferiti alla capacità produttiva, sia in assetto CCGT che in assetto OCGT (rif. condizioni ISO Temperatura 15°C, pressione ambiente 101.325 Pa, Umidità relativa 60%) tratti dal quadro C.3.2 sono riportati nella seguente tabella.

Tabella 5. Produzione di energia

fase	unità	apparecchiatura o parte di unità	combustibile utilizzato	Energia termica (MW)			Energia elettrica		
				Potenza termica di combustione	Energia prodotta	Quota ceduta a terzi	Potenza elettrica nominale (MWe)	Energia prodotta ¹ (MWhe/anno)	Quota ceduta a terzi ² (MWhe/anno)
F1	OCGT1	TG	Gas naturale	1.369	-	-	578,6	5.068.536	5.027.364



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2AEnergiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

	CCGT	TG+GVR+TV	Gas naturale	1.354	-	-	858,6	7.521.336	7.521.336
--	------	-----------	--------------	-------	---	---	-------	-----------	-----------

Note

¹ Energia elettrica lorda, determinata come prodotto tra la potenza elettrica nominale lorda e le ore di funzionamento dell'installazione alla massima capacità produttiva (8760 ore/anno).

² Energia elettrica immessa in rete determinata come prodotto tra la potenza elettrica nominale netta (pari a 573,9 MWe per OCGT e 843 MWe per CCGT) e le ore di funzionamento dell'installazione alla massima capacità produttiva (8.760 ore/anno).

Tabella 6. Bilancio di energia

Entrate		Ore max funzionamento	Produzione		Rendimento	
Potenza termica di combustione	Max Consumo gas naturale		Potenza elettrica lorda nominale	Potenza elettrica netta	Elettrico Lordo	Elettrico netto
[MWth]	[kSm³/anno]		[MWe]	[MW]	%	%
Configurazione di progetto, assetto OCGT alla capacità produttiva						
1.369	1.246.146	8.760	578,6	573,9	42,3	41,9
Configurazione di progetto, assetto CCGT alla capacità produttiva						
1.354	1.232.608	8.760	858,6	843	63,4	62,3

Tabella 7. Consumo di energia- alla capacità produttiva

Fase/ gruppo di fasi	Unità/ gruppi di unità	Energia termica consumata (MWht)	Energia elettrica consumata ¹ (MWhe)	Prodotto principale ² (Mwhe /anno)	Consumo termico specifico (MWht/MWhe)	Consumo elettrico specifico ³ (MWhe/MWhe)
F1	OCGT	-	41.172	Energia elettrica: 5.027.364	-	0,001
	CCGT	-	136.656	Energia elettrica: 7.384.680	-	0,02

Note

¹ Energia elettrica consumata determinata come differenza tra l'energia elettrica lorda prodotta e l'energia elettrica immessa in rete alla capacità produttiva.

² Energia elettrica immessa in rete dalla centrale alla capacità produttiva.

³ Il consumo elettrico specifico è determinato come rapporto tra l'energia elettrica consumata (MWhe) e l'energia elettrica immessa in rete (MWhe).

Il Gestore evidenzia come confrontando il rendimento elettrico netto della Centrale nella configurazione di progetto rispetto a quello nella configurazione attuale autorizzata risulta immediato il miglioramento introdotto dal progetto proposto: si passa da circa il 35,6% dei gruppi a OCD al 41,9% nel caso di OCGT e addirittura al 62,3 % nel caso di CCGT.

Nella nuova configurazione la Centrale emetterà sulla RTN, alla capacità produttiva, circa la stessa energia elettrica della configurazione attuale (866 MWe dell'attuale vs 843 MWe di progetto) a fronte di una notevole diminuzione della potenza termica di combustione installata (2.430 MWt dell'attuale vs 1369 MWt di progetto). Ciò comporterà una notevole diminuzione delle emissioni di CO₂ della Centrale.



4.8. Bilancio idrico

Il Gestore ha indicato in quadro C.2 alla scheda C che non vi saranno variazioni di consumo di risorse idriche alla capacità produttiva.

Il Gestore ritiene che il nuovo gruppo di produzione di energia elettrica, in assetto di ciclo combinato, necessiterà di 123.229 m³/anno di acqua demineralizzata (prodotta a partire da acqua mare) sostanzialmente per il reintegro del ciclo termico. In particolare:

- per reintegrare gli spurghi dei corpi cilindrici del nuovo GVR, al fine di mantenere costante la concentrazione salina dell'acqua negli evaporatori e al di sotto di limiti prefissati, onde evitare il trascinamento di sali da parte del vapore saturo; in questo caso infatti, si potrebbero col tempo attivare fenomeni corrosivi sulle palettature della turbina a vapore;
- per reintegrare la perdita continua di vapore saturo dalla torretta degassante del GVR, dove una piccola parte del vapore di degassaggio viene rilasciata all'atmosfera insieme agli incondensabili;
- per reintegrare il vapore di sfianto durante l'avviamento del ciclo termico;

Quantità non significative di acqua demi saranno utilizzate per il riempimento e il reintegro in caso di manutenzione del circuito di raffreddamento in ciclo chiuso degli ausiliari di impianto.

Non vi sarà consumo di acqua demineralizzata in caso di assetto in ciclo aperto (OCGT).

L'acqua demineralizzata, che continuerà a essere prodotta mediante l'impianto DEMI Levante esistente, e sarà approvvigionata dal circuito acqua demineralizzata esistente in Centrale.

Il nuovo ciclo combinato necessiterà inoltre di acqua mare, prelevata dall'opera di presa esistente mediante due pompe di circolazione attualmente a servizio del Gruppo SF5, per la condensazione del vapore scaricato dalla turbina a vapore.

Tale consumo non sarà presente in caso di assetto di ciclo aperto.

L'acqua mare sarà inoltre impiegata per il raffreddamento degli ausiliari di Centrale, sia per le utenze da raffreddare per l'esercizio in Ciclo Aperto (OCGT), sia per le utenze da raffreddare in caso di esercizio in ciclo combinato (CCGT). In questo caso, come sopra descritto, l'acqua mare sarà prelevata mediante due nuove pompe verticali, che saranno installate in luogo delle pompe AR esistenti, asservite al raffreddamento degli ausiliari dei Gruppi SF5 e SF6.

Gli approvvigionamenti idrici della Centrale nell'assetto di progetto, analogamente all'assetto attuale autorizzato, consisteranno pertanto in:

- acqua mare per scopi di raffreddamento e condensazione, lavaggi vari (griglie rotanti, ecc.) e per la produzione di acqua industriale e acqua demineralizzata;
- acqua potabile per usi igienico-sanitari, prelevata dall'acquedotto comunale;
- acqua di falda necessaria alla barriera idraulica di ricarica dell'impianto di bonifica.

I consumi di acqua mare associati al ciclo combinato (scenario che massimizza i consumi di acqua tra i due assetti futuri CCGT/OCGT) sono stimabili in 413.472.000 m³/anno.



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2AEnergiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

Tabella 8. Consumo di risorse idriche

n.	Approvvigionamento	Fasi/ unità di trattamento	Utilizzo	Volume totale annuo (m ³)	Consumo giornaliero (m ³)	Portata oraria di punta (m ³ /h)	Presenza contatori
1	Mare ^(1,2)	F1	Industriale di processo, Industriale di raffreddamento	1.203.687.000	-	-	no
			Lavaggi vari e produzione acqua industriale			136.340	
2	Acquedotto ⁽³⁾	-	Igienico sanitario	30.000	-	-	sì
3	Acqua da pozzo ⁽⁴⁾	-	Altro	395.200	-	-	sì

Note

¹ Il prelievo dell'acqua di mare è effettuato mediante due opere di presa: AL21PON posta a 280 m dalla battigia; AL21LEV, posta a 206 m dalla battigia.

² Nell'assetto di progetto l'acqua di mare prelevata verrà usata per scopi di raffreddamento e condensazione, lavaggi vari (griglie rotanti, ecc.) e per la produzione di acqua industriale e acqua demineralizzata. La Centrale dispone di una concessione rilasciata dall'Autorità Portuale di Messina con atto n.01/06 rep. 73 del 24/01/2006. I consumi di acqua mare associati al ciclo combinato (scenario che massimizza i consumi di acqua tra i due assetti futuri CCGT/OCGT) saranno pari a 413.472.000 m³/anno.

³ L'acqua potabile prelevata dall'acquedotto comunale è utilizzata per gli usi igienico-sanitari non connessi all'attività produttiva della Centrale.

⁴ L'acqua di pozzo, prelevata dalla falda, è necessaria alla barriera idraulica di ricarica dell'impianto di bonifica.

Nell'assetto futuro i prelievi di acqua mare della Centrale diminuiranno rispetto a quelli della configurazione attuale, pari a 1.203.687.000 m³/anno, in ragione dei minori consumi associati al ciclo combinato rispetto a quello dei gruppi tradizionali a olio. I prelievi di acqua mare, nella configurazione di progetto, saranno quindi effettuati rispettando i valori fissati dalla concessione in essere, rilasciata dall'Autorità Portuale di Messina con atto n.01/06 rep. 73 del 24/01/2006.

Anche nell'assetto futuro, la Centrale effettuerà il riutilizzo ad uso industriale delle:

- acque meteoriche e acque potenzialmente inquinate da olii previo trattamento negli impianti ITAO e successivamente nell'impianto IREO;
- acque sanitarie che, previo trattamento nell'impianto ITAB, vengono inviate all'ITAO;
- acque di falda emunte e appositamente trattate nell'impianto ITAF (impianto trattamento acque di falda) in attuazione degli interventi di bonifica e messa in sicurezza del sito (approvati dal Comune di San Filippo del Mela con Delibera del 27 luglio 2005 n. 100).

Il progetto non comporta modifiche all'ubicazione delle opere di presa a mare né al punto di approvvigionamento da acquedotto.

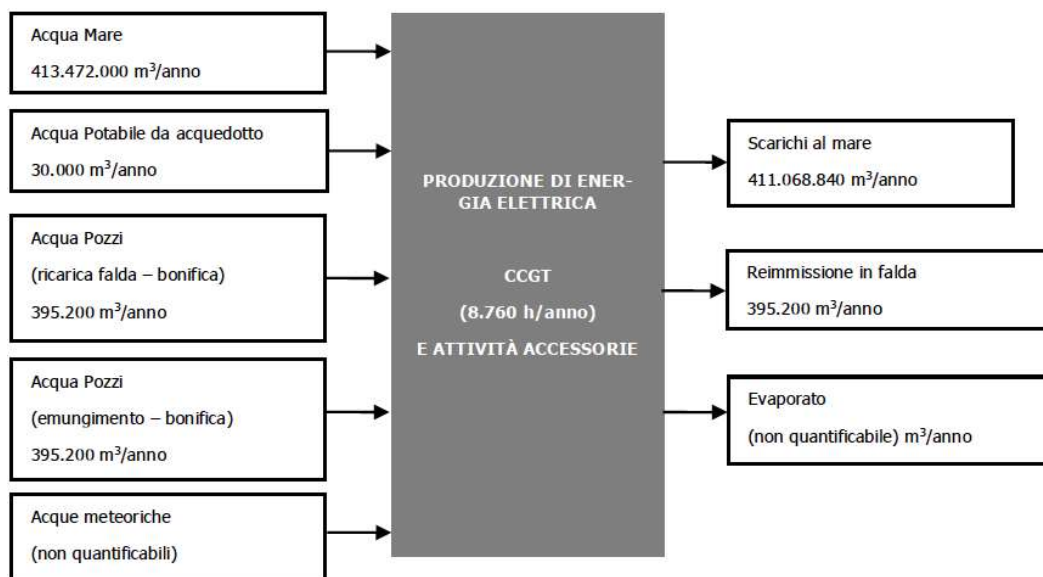
Nella figura seguente si riporta il bilancio idrico della Centrale nella configurazione di progetto, alla capacità produttiva (non sono considerati gli apporti meteorici).

Il bilancio di seguito presentato si riferisce all'assetto in ciclo combinato, che tra i due assetti futuri CCGT/OCGT sarà quello con maggiori consumi di acqua e relativi scarichi idrici.



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2A Energiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

Figura 3. Bilancio idrico della Centrale nella configurazione di progetto



Nella fase 1, con in esercizio i gruppi SF1, SF2, SF6, e nelle attività di *commissioning* previste nella fase 3 della modifica, in cui ci sarà la potenziale sovrapposizione tra l'esercizio dei tre gruppi a olio combustibile e quello del nuovo OCGT:

- i prelievi di acqua mare saranno comunque effettuati rispettando i valori fissati dalla concessione in essere, rilasciata dall'Autorità Portuale di Messina con atto n.01/06 rep. 73 del 24/01/2006;
- i consumi di acqua potabile e delle acque di falda non varieranno rispetto alla configurazione attuale autorizzata AIA.

4.9. Emissioni in acqua

Il Gestore ha indicato in quadro C.2 alla scheda C che vi saranno variazioni agli scarichi idrici alla capacità produttiva.

Con la realizzazione del progetto, i tracciati della rete fognaria esistente (rete acque di raffreddamento, rete acque acide, rete acque bianche/oleose, rete acque nere) dovranno essere adattati in funzione del layout del nuovo impianto in progetto.

Con le nuove modifiche proposte, dovrebbe aver luogo una diminuzione della potenza termica dissipata in mare attraverso le acque di raffreddamento dallo scarico I2, dovuta alla diminuzione della potenza termica dissipata al condensatore del nuovo ciclo combinato rispetto a quella dei Gruppi 5 e 6 (in OCGT tale diminuzione sarà superiore data l'assenza del contributo del condensatore della TV). Con la realizzazione del progetto la potenza termica dissipata in mare dallo scarico I1 delle acque di raffreddamento dei condensatori dei Gruppi 1 e 2 sarà azzerata.

Il Gestore ha indicato le caratteristiche degli scarichi presenti in Centrale nel quadro C.9.2 di domanda di AIA.



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2A Energiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

Tabella 9. Scarichi idrici alla capacità produttiva

Scarico Finale I4							
scarico continuo		Acque industriali di processo	Corpo recettore Mare	Portata media annua: 1.927.000 m³	Portata massima mensile: -	Misurato re di portata	Sistema di monitoraggio in continuo
Georeferenziazione Coordinate UTM 33N-WGS 84 525.014 E 4.228.713 N						si	Portata, Temperatura, Conducibilità, pH
Scarico Finale I1							
scarico continuo		Acque di industriali di processo	Corpo recettore Mare	Portata media annua: 1.787.040 m³	Portata massima mensile: -	Misurato re di portata	Sistema di monitoraggio in continuo
S21Pon	% vol 100					no	Temperatura, cloro residuo totale
Georefernziazione Coordinate UTM 33N-WGS 84) 524.630 E 4.228.745 N							
Scarico Finale I2							
scarico continuo		Acque di industriali di processo e industriali di raffreddamento	Corpo recettore Mare	Portata media annua: 405.252.000 m³	Portata massima mensile: -	Misurato re di portata	Sistema di monitoraggio in continuo
Georeferenziazione Coordinate UTM 33N-WGS 84) 525.058 E 4.228.726 N						si	Temperatura, cloro residuo totale
Scarico Finale I5							
scarico continuo		Acque industriali di processo	Corpo recettore Mare	Portata media annua: 2.102.400 m³	Portata massima mensile: -	Misurato re di portata	Sistema di monitoraggio in continuo
Georeferenziazione Coordinate UTM 33N-WGS 84) 525.098 E 4.228.723 N						no	-

4.10. Emissioni in atmosfera

4.10.1. Emissioni convogliate

Il Gestore ha indicato in quadro C.2 alla scheda C che vi saranno variazioni alle emissioni in atmosfera di tipo convogliato alla capacità produttiva.

Le emissioni dei fumi della combustione della centrale in atmosfera, saranno convogliate attraverso i punti E1n (in caso di funzionamento in ciclo combinato, mediante il camino associato al GVR, altezza 60 m e diametro 8 m), ed E2n (in caso di funzionamento in ciclo aperto, mediante il camino associato al GVR, altezza 60 m e diametro 9 m).

Nella configurazione di progetto il GVA e relativo camino (E4) non subiranno modifiche rispetto a quanto autorizzato dall'AIA in essere. Non sono infatti previste modifiche quali-quantitative delle



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2AEnergiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

emissioni in atmosfera del GVA. Per la caldaia ausiliaria verranno garantite le concentrazioni degli inquinanti già autorizzate dall'AIA vigente.

Il Gestore ha presentato in allegato C.9 di domanda di AIA la planimetria dei punti di emissione convogliata.

Il Gestore, considerate le diverse possibilità di esercizio delle nuove unità a gas, in funzione delle richieste del mercato dell'energia elettrica, ritiene non possibile prevedere a priori il numero effettivo di ore di funzionamento nell'una o nell'altra configurazione.

Nell'assetto futuro la Centrale, in un anno, potrà pertanto funzionare con uno scenario variabile tra gli estremi:

- Scenario" Fase 3 – Configurazione Ciclo Aperto": esercizio della Centrale in ciclo aperto per 8.760 ore/anno;
- Scenario" Fase 3 – Configurazione Ciclo Combinato": esercizio della Centrale in ciclo combinato per 8.760 ore/anno.

Il Gestore ha riportato le caratteristiche dei punti di emissione di tipo convogliato e quelle relative ad emissioni di tipo non convogliato presenti in Centrale nel quadro C.6 e C.8.2.

Tabella 10. Caratteristiche camini

Numero totale camini ¹ = 3							
sigla	Georeferenziazione	Altezza (m)	Sezione (m)	Unità di provenienza	Tecniche di abbattimento applicate all'unità		Sistema di monitoraggio in continuo
					Tecniche elencate nelle BAT conclusions o BRefs		si
					n.BAT	Descrizione	
E1n ²	UTM33N WGS-84 524.815 E 4.228.328 N	60	50,2	CCGT	42 a.	Sistema di controllo avanzato	Si Temperatura, pressione, ossigeno, umidità relativa portata dei fumi, CO, NO _x , NH ₃
					42 c.	Bruciatori a basse emissioni di NO _x a secco (DLN)	
					42 f.	Catalizzatore selettivo (SCR)	
					44	Ottimizzazione della combustione	
E2n ³	UTM33N WGS- 845.906 E 4.228.271 N	60	63,6	OCGT	42 a.	Sistema di controllo avanzato	Si Temperatura, pressione, ossigeno, umidità relativa portata dei fumi, CO, NO _x
					42 c.	Bruciatori a basse emissioni di NO _x a secco (DLN)	
					44	Ottimizzazione della combustione	
E4 ^{4,5}	UTM33N WGS 524.879 E 4.228.445 N	35	0,6	Caldaia ausiliaria	⁶	-	No

Note

¹ In Centrale sono inoltre presenti i seguenti punti di emissione convogliata in atmosfera non soggetti ad autorizzazione, ai sensi dell'Art. 272 comma 5 del D. Lgs.15/06: Motopompa antincendio AID1; Gruppo elettrogeno sezione 1; Gruppo elettrogeno sezione 2; Gruppo elettrogeno sezione 5; Gruppo elettrogeno sezione 6; Motopompa antincendio SID2; Motopompa antincendio AID2; Motopompa antincendio AIMD1; Motopompa antincendio AIMD2; Motopompa antincendio AIDD1; Motopompa antincendio AIDD2; Motopompa antincendio SIRD2.



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2AEnergiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

Sono inoltre presenti due caldaie per il riscaldamento ritenute fonti di emissione non rilevanti ai sensi dell'Art. 272 comma 1 del D. Lgs.152/06, essendo incluse nella lista dell'Allegato IV alla Parte V del Decreto stesso.

² Il camino E1n è associato al GVR, in caso di funzionamento della Centrale in ciclo combinato (CCGT).

³ Il camino E2n è il camino di by-pass associato al TG, in caso di funzionamento della Centrale in ciclo aperto (OCGT).

⁴ La nuova caldaia ausiliaria risulta installata ma non ancora messa in esercizio - in quanto in attesa dello svolgimento delle prove funzionali. La potenza termica è pari a 14,8 MWt.

⁵ La nuova unità a gas potrà essere esercita in alternativa, o in ciclo aperto o in ciclo combinato, a seconda delle richieste del mercato dell'energia elettrica: non è possibile prevedere a priori il numero effettivo di ore di funzionamento nell'una o nell'altra configurazione. Nell'assetto futuro la Centrale, in un anno, potrà pertanto funzionare con uno scenario variabile tra i seguenti scenari estremi:

- Scenario "Futuro Fase 3 – Configurazione Ciclo Aperto": esercizio della Centrale in ciclo aperto per 8.760 ore/anno;
- Scenario "Futuro Fase 3 – Configurazione Ciclo Combinato": esercizio della Centrale in ciclo combinato per 8.760 ore/anno.

⁶ La caldaia ausiliaria, di potenza termica 14,8 MWt, è esclusa dall'applicazione delle BAT per i Grandi impianti di combustione in quanto rientra tra gli impianti di potenza termica <50 MWt.

Tabella 11. Emissioni in atmosfera di tipo convogliato

capacità produttiva												
Sigla camino o condotta	Unità di provenienza	Portata (Nm³/h)	Inquina -nte	Limite di emissione in concentrazione				Concentrazione rappresentativa		Limite di emissione in flusso di massa (t/anno)	Flusso di massa rappresentativo (t/anno)	
				misura in continuo		misura discontinua		% O₂	(mg/N m³)			% O₂
				(mg/N m³)	base tempora le	(mg/N m³)	frequen za					
E1n	CCGT	4.090.559 ₁	NO _x	10	g	-	-	15	10	15	-	-
			CO	30	g	-	-		30		-	-
			NH ₃	5	g	-	-		5		-	-
E2n	OCGT	4.090.559 ₁	NO _x	30	g	-	-	15	30	15	-	-
			CO	30	g	-	-		30		-	-
E4	Caldaia ausiliaria	17.513 ⁴	NO _x	-	-	200 ²	a	3	200 ³	3	-	-
			SO ₂	-	-	200 ²	a		200 ₃		-	-
			polveri	-	-	18 ²	a		18 ₃		-	-

Note

¹ La portata è riferita a fumi secchi con un tenore di ossigeno pari al 15% in volume.

² I valori limite di emissione sono quelli fissati dal decreto AIA DSA-DEC-2009-0001846 del 03/12/2009 e s.m.i.

³ Le concentrazioni indicate come rappresentative sono i limiti di emissione in concentrazione prescritti dal decreto AIA vigente DSA-DEC-2009-0001846 del 03/12/2009 e s.m.i.

⁴ La portata è riferita a fumi secchi con un tenore di ossigeno pari al 3% in volume.

In allegato C.6 d domanda di AIA, il Gestore riporta la stima della massa di inquinanti emessa per anno nella futura configurazione della Centrale:



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2A Energiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

Tabella 12. Quantità di inquinanti annua emessa in atmosfera di tipo convogliato in configurazione di progetto

Inquinante	Massa emessa [t/anno]	
	CCGT	OCGT
NO _x	358	1.075
CO	1.075	1.075
NH ₃	179	-
SO ₂	¹	¹
polveri	¹	¹
Note: ¹ Valore trascurabile		

Il Gestore ha effettuato un confronto, con i flussi relativi alla configurazione autorizzata i considerando i valori limite di concentrazione media annua fissati dal DEC/MIN/0000328 del 27/11/2018 da rispettare a partire da agosto 2021.

Dall'analisi della tabella emerge che il progetto consentirà di ridurre sensibilmente, rispetto allo scenario attuale autorizzato, le emissioni massiche annue della Centrale di NO_x e di ridurre a valori trascurabili quelle di SO_x e di Polveri. Inoltre la realizzazione del progetto comporterà, l'azzeramento delle emissioni di quegli inquinanti tipici della combustione dell'olio combustibile quali metalli, IPA e sostanze organiche volatili.

Nella configurazione di progetto si avrà, un incremento delle emissioni massiche annue, alla capacità produttiva, di CO e (potenzialmente) NH₃: come dimostrato dai risultati dello studio modellistico diffusionale atmosferico di cui all'Allegato A (per il CO) del SIA predisposto per l'avvio della VIA ministeriale per il medesimo progetto – riportato in Allegato D.6 della modulistica di domanda AIA - e all'Allegato F (per l'NH₃) del SIA predisposto per l'avvio della VIA ministeriale per il medesimo progetto, le ricadute indotte dalla Centrale sono trascurabili rispetto al limite di legge fissato dal D.Lgs. 155/10 per il CO e alla reference concentration dell'US-EPA per l'NH₃ (definita come il valore di esposizione continuo per inalazione della popolazione umana (compresi i sottogruppi sensibili) che non crea un apprezzabile rischio di effetti deleteri nel corso di una vita).

4.10.2. Analisi emissioni in aria durante i transitori

La Centrale di San Filippo opererà sul mercato dell'energia elettrica che ne stabilirà i programmi di carico, pertanto non è possibile prevedere il numero effettivo di ore di funzionamento annuo e, di conseguenza, il numero di avviamenti e fermate: il funzionamento della Centrale varierà, quindi, in funzione delle esigenze di mercato.

E' ragionevole ipotizzare che, in considerazione dell'elevata efficienza elettrica del nuovo ciclo combinato che sarà installato, la Centrale potrà operare in modo continuativo per un numero significativo di ore annue.

Il Gestore ha presentato delle stime delle emissioni in aria durante i transitori della nuova unità a gas, sia per la configurazione in ciclo aperto che per la configurazione in ciclo combinato, fornite dai costruttori interpellati da A2A nell'ambito di alcuni progetti, simili a quello in esame, di competenza della stessa A2A e che si trovano in una fase progettuale più avanzata.

In particolare, vengono riportate le stime delle emissioni in aria di NO_x e CO che potranno presentarsi al camino di by-pass del ciclo aperto e al camino del ciclo combinato nei transitori di avviamento e fermata, oltre alle relative durate medie. Per la configurazione in ciclo combinato sono riportate anche le emissioni stimate di NH₃, mentre per il ciclo aperto non sono riportate perché in tale configurazione non è previsto l'SCR.



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2AEnergiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

Per quanto riguarda la fase di avvio vengono fornite le informazioni per gli avvisi di tipo Warm-Cold ed Hot che sono quelli stimati come più frequenti.

Nella Tabella seguente vengono riportate le suddette informazioni per la configurazione in ciclo aperto.

Transitori tipici di avviamento e fermata del TG (esercizio in ciclo aperto): emissioni di NOx e CO e durate medie			
Tipologia transitorio	Durata media (min)	Emissioni NOx (kg)	Emissioni CO (kg)
Avviamento Warm-Cold	31(1)	29,7	536,5
Avviamento Hot	23(1)	20,6	339,0
Fermata	16(2)	5,8	220,0
Note: (1) Tempo necessario per il raggiungimento del minimo tecnico ambientale della nuova turbina a gas. (2) Tempo necessario per il passaggio dal minimo tecnico ambientale al termine della combustione nella nuova turbina a gas			

Nel caso peggiore analizzato, costituito dall'avviamento del TG Warm-Cold, le emissioni massiche in atmosfera corrispondono:

- per gli NOx, a circa 15 minuti di esercizio della nuova unità in ciclo aperto alla capacità produttiva;
- per il CO, a circa 4 ore e 22 minuti di esercizio della nuova unità in ciclo aperto alla capacità produttiva.

Nella Tabella successiva vengono riportate le emissioni in aria di NOx, CO e NH3 e le durate dei transitori per la configurazione in ciclo combinato.

Transitori tipici di avviamento e fermata del TG (esercizio in ciclo combinato): emissioni di NOx, CO e NH3 e durate medie				
Tipologia transitorio	Durata media (min)	Emissioni NOx (kg)	Emissioni CO (kg)	Emissioni NH3 (kg)
Avviamento Warm-Cold	83(1)	46,8	587,8	8,5
Avviamento Hot	38(1)	25,5	353,8	2,5
Fermata	16(2)	5,8	220,0	0
Note: (1) Tempo necessario per il raggiungimento del minimo tecnico ambientale del ciclo combinato. (2) Tempo necessario per il passaggio dal minimo tecnico ambientale al termine della combustione nella nuova turbina a gas.				

Nel caso peggiore analizzato, costituito dall'avviamento del ciclo combinato Warm-Cold, le emissioni massiche in atmosfera corrispondono:

- per gli NOx, a circa 69 minuti di esercizio della nuova unità in assetto CCGT alla capacità produttiva;
- per il CO, a circa 4 ore e 47 minuti di esercizio della nuova unità in assetto CCGT alla capacità produttiva;
- per l'NH3, a circa 25 minuti di esercizio della nuova unità in assetto CCGT alla capacità produttiva.

Il Gestore conclude che, poiché le fermate dettate dal mercato dell'energia elettrica presentano una durata tipica di almeno 5-6 ore, ne consegue che le emissioni di NOx, CO e NH3 della Centrale associate ai transitori di avviamento e spegnimento risulteranno comunque compensate dalle fermate della Centrale stessa.



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2AEnergiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

4.11. Rifiuti

Con l'implementazione del progetto di rifacimento della cesserà la produzione dei rifiuti strettamente correlati al processo di combustione dell'olio combustibile, quali:

- le ceneri leggere di olio combustibile e le polveri di caldaia – CER 100104*;
- i fanghi filtrati dell'ITAR contenenti ceneri – CER 100120*;
- il gesso da impianto di desolforazione – CER 100105.

Il Gestore ha indicato in scheda C ed in allegato C.6 la variazione di produzione rifiuti nell'assetto di progetto per le due fasi 2 e 3 come indicato in tabella a seguire:

Tabella 13. Produzione di rifiuti di processo

CER	Scenario autorizzato ai sensi dell'AIA DEC/MIN/0000328 del 27/11/2018 (valido anche in fase 1)	Fase 2	Fase 3	
		SF1- SF2- SF6+ OCGT	CCGT	OCGT
100105 - Gesso da impianto di desolforazione	76.616	76.616	-	-
100104* - Ceneri leggere di olio combustibile e polveri di caldaia	1.439	1.439	-	-
100120* - Fanghi filtrati ITAR contenenti ceneri	4.742	4.742	-	-
100121 - Fanghi da trattamento in loco degli effluenti, diversi da quelli di cui alla voce 100120	-	1.000	1.000	1.000

Nell'assetto di progetto continueranno ad essere prodotti rifiuti dalle attività di manutenzione/demolizione svolte nella Centrale, di natura variabile a seconda della tipologia dei lavori effettuati; a questi si aggiungeranno le acque di lavaggio del compressore del Turbogas EER 161002.

I rifiuti della Centrale continueranno ad essere stoccati e gestiti in conformità all'AIA e alla normativa vigente.

Nell'assetto futuro si prevede di utilizzare la stessa area di deposito temporaneo rifiuti attualmente utilizzata nella Centrale (deposito coperto da circa 1.600 m²).

Tabella 14. Produzione di rifiuti. Scheda C

Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Fase di provenienza / unità	Quantità annua prodotta [t /anno]	Produzione specifica [kg/MWhe]	Deposito temporaneo (n. area)	Stoccaggio
100121	Fanghi da trattamento in loco degli effluenti, diversi da quelli di cui alla voce 100120	Solido	F1	1.0000	0,0001	-	-



4.12. Rumore e vibrazioni

Le principali sorgenti di rumore connesse all'attività della Centrale nell'assetto di progetto sono le seguenti:

- la turbina a gas;
- il generatore di vapore a recupero;
- la turbina a vapore;
- i nuovi camini;
- i trasformatori;
- le varie pompe per il prelievo acqua mare;
- la stazione del gas naturale.

Rispetto alla configurazione attuale autorizzata, con la realizzazione del progetto saranno introdotte nuove sorgenti sonore (legate ai nuovi interventi), saranno spente quelle associate alle strutture che saranno messe fuori servizio e saranno mantenute quelle relative agli impianti/apparecchiature esistenti che continueranno ad essere impiegate anche nell'assetto futuro.

Gli interventi previsti dalla configurazione futura della CTE sono progettati in modo da rispettare le vigenti normative in tema di emissioni acustiche, prevedendo in particolare:

- protezioni anti-rumore per i trasformatori (muri di contenimento);
- silenziatori nel sistema di aspirazione aria del compressore TG;
- impiego di materiali termo-fonoassorbenti, di opportuno spessore, lungo il percorso fumi dal TG al GVR;
- silenziatore nel camino di scarico del GVR e nel camino di by-pass;
- cappa acustica per le pompe alimento del GVR
- silenziatori su tutti gli scarichi in atmosfera utilizzati in avviamento o in esercizio (non sono silenziate le valvole di sicurezza a molla in quanto il loro intervento ha carattere di eccezionalità e brevissima durata);
- cabinato antirumore per TG, generatore e ausiliari di macchina.

Per l'analisi degli impatti sul rumore associati alla CTE nella configurazione di progetto si rimanda Al § 5.3.

5. ASSENZA DI FENOMENI DI INQUINAMENTO SIGNIFICATIVI

Il Gestore ha fornito, tra gli altri, gli allegati D.6 (identificazione e quantificazione degli effetti delle emissioni in aria e confronto SQA per la proposta impiantistica), D.7 (identificazione e quantificazione degli effetti delle emissioni in acqua e confronto SQA per la proposta impiantistica) D.8 di Identificazione e quantificazione del rumore, D11 di analisi di rischio.

5.1. Aria

Per stimare le variazioni generate dal progetto sulle ricadute atmosferiche degli inquinanti (NOx e CO) emessi dalla Centrale, sono stati simulati i seguenti scenari emissivi:



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2AEnergiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

- Scenario Attuale: rappresentativo delle emissioni della Centrale nell'assetto impiantistico autorizzato AIA con Decreto -DEC-2009-0001846 del 03/12/2009 e s.m.i.;
- scenario Futuro (qui denominato Fase 2): rappresentativo delle emissioni della Centrale nella fase, temporanea (stimata in 60 gg), delle attività di *commissioning* previste nella fase 3 del progetto, che prevede la potenziale sovrapposizione tra l'esercizio dei gruppi a olio combustibile SF1, SF2 e SF6 e quello del nuovo turbogas in configurazione a ciclo aperto;
- scenario Futuro Fase 3: rappresentativo delle emissioni della Centrale nell'assetto futuro che prevede l'esercizio del turbogas in due configurazioni alternative tra loro:
 - Scenario Futuro Fase 3 – Configurazione Ciclo Aperto: rappresentativo delle emissioni della Centrale con il funzionamento del turbogas in ciclo aperto;
 - scenario Futuro Fase 3 – Configurazione Ciclo Combinato: rappresentativo delle emissioni della Centrale con il funzionamento del turbogas in ciclo combinato.

Il Gestore inoltre specifica che all'interno del sito della centrale è inoltre prevista la realizzazione di un nuovo impianto integrato FORSU (digestione anaerobica e compostaggio) di trattamento e recupero della frazione organica dei rifiuti urbani, in procedura autorizzativa presso la Regione Siciliana. Pertanto, in tutti i suddetti scenari, per valutare l'impatto cumulato della centrale sulla qualità dell'aria, sono state sempre considerate anche le emissioni delle caldaie da 780 kWt utili cadauna, alimentate a gas naturale, asservite a tale impianto di trattamento e recupero della frazione organica dei rifiuti urbani.

Nella valutazione presentata non è stato considerato lo scenario associato alla fase 1 relativo all'esercizio di tre dei quattro gruppi alimentati a olio combustibile esistenti, ciò in quanto l'impatto indotto dalle relative emissioni in atmosfera (con aggiunto il contributo dell'impianto FORSU) è sicuramente inferiore a quello determinato dalla centrale nella configurazione attuale autorizzata (con aggiunto il contributo dell'impianto FORSU) dato che, a parità di ore di esercizio e degli altri parametri che influenzano la dispersione atmosferica, si ha una diminuzione dei flussi di massa degli inquinanti emessi, dovuta allo spegnimento del Gruppo 5.

Per la descrizione meteo-climatica dell'area di studio sono stati elaborati i dati relativi alla stazione Termica Milazzo, gestita da ARPA Sicilia, coordinate piane (UTM 33N – WGS84, 521.820,90-4226.994,02) per il triennio 2016-2018 con dati ed elaborazioni su temperature, regime anemologico, precipitazioni, pressione atmosferica, umidità relativa.

Per la caratterizzazione dello stato attuale della qualità dell'aria relativa all'area di studio sono stati analizzati i dati registrati nel triennio 2016-2018 da cinque stazioni di monitoraggio della qualità dell'aria gestite dalla stessa A2A Energiefuture S.p.A., che analizzano gli inquinanti/ parametri SO₂, ¹NO₂, PM₁₀, O₃, CO, PM_{2,5}.

¹ Il Gestore nello studio indicato in allegato D.6 non ha preso in considerazione gli NOx in quanto le stazioni considerate non rispondono ai requisiti richiesti dall'Allegato III punto 3 del D. Lgs. 155/2010 e s.m.i. per poter essere considerate rappresentative ai fini della protezione degli ecosistemi.



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2A Energiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

Tabella 15. Caratteristiche delle stazioni di monitoraggio

Stazione, Tipologia	Stazione Tipologia	Coordinate (WGS84-UTM 33N)	Alt. s.l.m. [m]	Distanza dall'installazione [km]
Messina - Milazzo	Urbana -Fondo	521.764,08; 4.231.577,43	15	~ 4,5
Messina -San Filippo del Mela	Suburbana – Fondo	523.774,32; 4.225.224,68	115	~ 3,6
Messina - San Pier Niceto	Rurale	529.385,86; 4.226.641,25	110	~ 4,4
Messina - Valdina	Urbana	532.355,47; 4.227.415,69	208	~ 7,0
Messina - Pace del Mela	Suburbana - Fondo	525.666,80; 4.226.051,85	108	~ 2,5

Lo studio è stato svolto adottando la seguente metodologia:

- **Ricostruzione degli scenari emissivi:** Sono state prese in considerazione le sorgenti emissive della Centrale Attuali (considerando i dati emissivi fissati nel Decreto AIA- 2009-0001846 del 03/12/2009 e s.m.i.), e nelle configurazioni Future;
- **Studio delle dispersioni** degli inquinanti in atmosfera: lo studio è stato condotto mediante il Sistema di Modelli a puff CALPUFF” (CALPUFF - EPA-Approved Version, V 5.8.5), composto dai moduli CALMET, CALPUFF, CALPOST
 - Preprocessore CALMET: Il campo cinetico di vento tridimensionale e le variabili di turbolenza sono stati ricostruiti per l'intero anno 2017 (8.760 ore) attraverso il modello CALMET, considerando un dominio di calcolo di dimensione 30 km x 30 km con passo cella pari a 500 m, centrato sul sito di Progetto rappresentativo delle condizioni meteo dell'area (anno tipo). Per la ricostruzione del campo di vento tridimensionale sono stati utilizzati i dati anemologici di superficie registrati dalla stazione Termica Milazzo, gestita da ARPA Sicilia, mentre i venti in quota sono stati definiti mediante i dati forniti dall'azienda meteorologica Meteo Italia S.r.l.
 - CALPUFF: Le emissioni degli inquinanti sono state utilizzate, unitamente al campo di vento 3D, come input per l'applicazione del modello di dispersione CALPUFF. L'approccio allo studio ha visto l'applicazione del codice ad un dominio di calcolo coincidente con quello meteorologico, di dimensione 30 km x 30 km, con passo cella pari a 0,25 km. È stata effettuata un'analisi sull'intero anno di riferimento (2017) che ha restituito come output i valori di concentrazione atmosferica per gli inquinanti simulati, ora per ora per tutti i punti del dominio di calcolo sopra esposto;
 - Postprocessore CALPOST: I dati in uscita da CALPUFF, sono stati elaborati mediante l'applicazione del modello CALPOST. Il post-processing ha consentito di ottenere le ricadute degli inquinanti simulati, secondo i parametri statistici di legge, sul dominio di calcolo indagato; i risultati ottenuti sono poi stati rappresentati sotto forma di mappe di ricaduta al suolo.
- **Valutazione dell'effetto sulla qualità dell'aria:** l'impatto sulla qualità dell'aria del Progetto è stato valutato mediante un confronto, tra loro e gli standard di qualità dell'aria definiti dal D. Lgs. 155/2010, dei livelli di concentrazione di NO_x (assimilati conservativamente all'NO₂) e CO indotti dalla Centrale per gli scenari emissivi simulati, tenendo conto dei valori di fondo di concentrazione degli inquinanti rilevati nell'area di studio dalle stazioni di monitoraggio della qualità dell'aria.



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2AEnergiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

5.1.1. Definizione sorgenti emissive per ciascuno scenario considerato

Per la definizione dei tre scenari emissivi sopra definiti considerati (“Attuale”, “Futuro Fase 2”, “Futuro Fase 3”) e per la valutazione dei loro impatti sulla qualità dell’aria della Centrale sono state fatte le seguenti assunzioni, ritenute conservative:

- è stato considerato che la CTE funzioni al carico massimo in modo continuativo per tutte le ore dell’anno (8.760 ore), e così pure le due caldaie dell’impianto FORSU (sicuramente esercite per un numero di ore di esercizio inferiore - soprattutto nella stagione calda).;
- è stato assunto che le emissioni di NO₂ siano equivalenti a quelle degli NO_x. Si deve ritenere che, all’uscita dai camini, la maggior parte degli NO_x è composta da NO che in seguito, in atmosfera, viene parzialmente trasformato in NO₂;
- nelle simulazioni delle dispersioni di NO_x e CO non si è tenuto conto delle trasformazioni chimiche che coinvolgono gli inquinanti una volta immessi in atmosfera, che tendono a diminuirne la concentrazione in aria.

Scenario attuale:

le simulazioni delle dispersioni di inquinanti in atmosfera sono state effettuate utilizzando n.2 sorgenti puntuali C1 (rappresentativa delle emissioni dei gruppi di produzione denominati SF1 ed SF2) e C3 (rappresentativa delle emissioni dei gruppi di produzione denominati SF5 e SF6).

La sorgente C1 è stata posizionata nel centro del camino asservito ai gruppi SF1 e SF2, mentre la sorgente C3 è una sorgente equivalente posizionata nel punto medio della congiungente le due canne di espulsione dei fumi dei gruppi SF5 e SF6.

Inoltre sono state considerate le emissioni di NO_x dell’impianto FORSU di trattamento e recupero della frazione organica dei rifiuti urbani, in particolare le emissioni delle due caldaie a gas naturale, da 780 kWt utili cadauna, afferenti a due camini denominati E2 e E3 che, in quanto adiacenti tra loro, vengono schematizzati come un unico camino in posizione baricentrica tra i due.

Tabella 16. Caratteristiche sorgenti emissive e flussi di massa,

Scenario Attuale			
Parametri caratteristici	C1	C3	E2+E3
Coordinate UTM 33N – WGS84	524.625 E ; 4.228.645 N	525.066 E ; 4.228.520 N	525.205 E ; 4.228.433 N
Funzionamento [ore]	8.760	8.760	8.760
Altezza camino [m]	100	210	22
Diametro equivalente camino allo sbocco [m]	5,20	7,10	0,34
Temperatura dei fumi allo sbocco [°C]	100	90	175
Velocità dei fumi allo sbocco [m/s]	11,50	12	10,18
Flusso di massa di NO _x [kg/h]	88	187,0 (246,5) ⁽²⁾	0,162
Flusso di massa di CO [kg/h]	44	85	-
Note			
¹ Diametro equivalente delle canne dei Gruppi SF5-SF6 considerati come un’unica sorgente.			
² Il valore fuori parentesi è stato utilizzato per il calcolo della media annua, mentre quello tra parentesi è stato considerato per il calcolo del 99,8° percentile delle medie orarie			



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2AEnergiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

Scenario futuro Fase 2:

Lo scenario Futuro Fase 2 prevede l'esercizio durante il *commissioning* del turbogas in Configurazione Ciclo Aperto, associato all'esercizio dei gruppi 1, 2 e 6 attualmente esistenti nella Centrale (il gruppo 5 non sarà in produzione): tale modalità di esercizio è solo potenziale e sarà prevedibilmente possibile solo all'interno di una finestra temporale della durata di circa 60 gg. Il Gestore ha comunque preso in esame lo scenario e, con un approccio conservativo, ha valutato le relative emissioni dell'OCGT come quelle corrispondenti al suo utilizzo alla capacità produttiva.

Le simulazioni delle dispersioni di inquinanti in atmosfera della Centrale sono state effettuate utilizzando le sorgenti puntuali posizionate nel centro dei camini:

- C1 - rappresentativa delle emissioni dei gruppi di produzione denominati SF1 ed SF2;
- SF6 - rappresentativa delle emissioni del gruppo SF6;
- E2n - rappresentativa delle emissioni del nuovo turbogas in ciclo aperto (OCGT).
- E2+E3- rappresentativa delle emissioni delle caldaie impianto FORSU

**Tabella 17. Caratteristiche sorgenti emissive e flussi di massa,
Scenario Futuro Fase 2**

Parametri caratteristici	C1	SF6	E2n	E2+E3
Coordinate UTM 33N – WGS84	524.625 E; 4.228.645 N	525.067 E 4.228.523 N	524.806 E 4228.269 N	525.205 E 4.228.433 N
Funzionamento [ore]	8.760	8.760	8.760	8.760
Altezza camino [m]	100	210	60	22
Diametro equivalente camino allo sbocco [m]	5,20	5,10	9	0,34
Temperatura dei fumi allo sbocco [°C]	100	90	676	175
Velocità dei fumi allo sbocco [m/s]	11,50	12	44,78	10,18
Flusso di massa di NO _x [kg/h]	88	93,5 (123,3) ¹	122,7	0,162
Flusso di massa di CO [kg/h]	44	42,5	122,7	-
Note				
¹ Il valore fuori parentesi è stato utilizzato per il calcolo della media annua, mentre quello tra parentesi è stato considerato per il calcolo del 99,8° percentile delle medie orarie.				

Scenario futuro Fase 3

La Centrale nella configurazione finale di progetto potrà funzionare, a seconda delle richieste del mercato dell'energia elettrica, o in ciclo aperto o in ciclo combinato: non è possibile pertanto prevedere il numero effettivo di ore di funzionamento nell'una o nell'altra configurazione.

Pertanto, la Centrale nella configurazione finale di progetto in un anno potrà funzionare con uno scenario emissivo variabile tra i due seguenti scenari estremi:

- Scenario “Futuro Fase 3 – Configurazione Ciclo Aperto”: esercizio della Centrale in ciclo aperto per 8.760 ore/anno;



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2A Energiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

- Scenario “Futuro Fase 3 – Configurazione Ciclo Combinato”: esercizio della Centrale in ciclo combinato per 8.760 ore/anno.

Le caratteristiche delle sorgenti emissive considerate per i due diversi scenari sono riportate nelle successive tabelle:

- E1n e E2n - rappresentative delle emissioni del nuovo turbogas in ciclo combinato (CCGT) e aperto (OCGT): i due camini utilizzati -post GVR e di by-pass- sono schematizzati come un solo camino in posizione baricentrica tra i due.
- E2+E3- rappresentativa delle emissioni delle caldaie impianto FORSU

Si evidenzia come tale analisi di scenario sia da considerare come molto conservativa, in quanto, per quel che riguarda il funzionamento in ciclo aperto (OCGT), il Gestore prevede, in effetti, un numero massimo di ore pari 3500 ore/anno equivalenti al massimo carico.

Tabella 18. Caratteristiche sorgenti emissive e flussi di massa, Scenario Futuro Fase 3 –

Configurazione Ciclo Aperto

Parametri caratteristici	E2n	E2+E3
Coordinate UTM 33N – WGS84	524.806 E 4228.269 N	525.205 E ; 4.228.433 N
Funzionamento [ore]	8.760	8.760
Altezza camino [m]	60	22
Diametro equivalente camino allo sbocco [m]	9	0,34
Temperatura dei fumi allo sbocco [°C]	676	175
Velocità dei fumi allo sbocco [m/s]	44,78	10,18
Flusso di massa di NO _x [kg/h]	122,7	0,162
Flusso di massa di CO [kg/h]	122,7	-

Tabella 19. Caratteristiche sorgenti emissive e flussi di massa, Scenario Futuro Fase 3 –

Configurazione Ciclo Combinato

Parametri caratteristici	E1n	E2+E3
Coordinate UTM 33N – WGS84	524.814 E 4228.326 N	525.205 E ; 4.228.433 N
Funzionamento [ore]	8.760	8.760
Altezza camino [m]	60	22
Diametro equivalente camino allo sbocco [m]	8	0,34
Temperatura dei fumi allo sbocco [°C]	73	175
Velocità dei fumi allo sbocco [m/s]	20,80	10,18
Flusso di massa di NO _x [kg/h]	40,91	0,162
Flusso di massa di CO [kg/h]	122,7	-

5.1.2. Studio delle dispersioni e Valutazione dell’effetto sulla qualità dell’aria

Di seguito si riportano i risultati delle simulazioni eseguite con la metodologia e le assunzioni descritte nei paragrafi precedenti per gli scenari Attuale, Futuro Fase 2, Futuro Fase 3 – Configurazione Ciclo Aperto e Futuro Fase 3 – Configurazione Ciclo Combinato.

Per ognuno degli scenari emissivi simulati, le ricadute sono state stimate per i seguenti inquinanti in termini di:



Commissione Istruttoria IPPC CENTRALE TERMOELETTRICA A2AEnergiefuture S.p.A. SAN FILIPPO DEL MELA

- NO_x: media annua e 99,8° percentile delle concentrazioni medie orarie;
- CO: concentrazioni massime orarie.

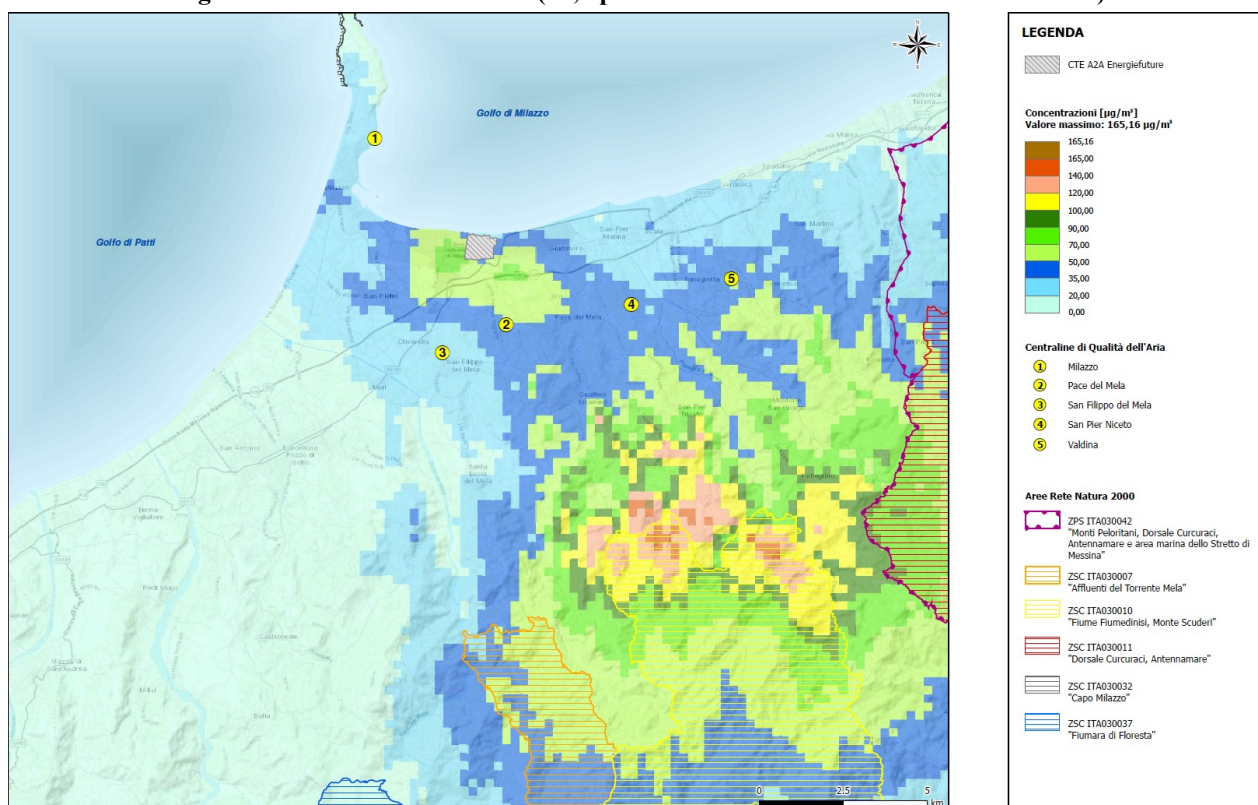
I risultati sono mostrati in forma di mappe di ricaduta a livello del suolo.

La scelta effettuata dal gestore, di simulare la dispersione in atmosfera degli ossidi di azoto (NO_x) nella loro totalità, viene indicata come conservativa per confrontare gli output del modello con i limiti imposti dal D. Lgs. 155/2010 per il biossido di azoto (NO₂), ciò poiché solo una parte degli NO_x emessi in atmosfera si ossida ulteriormente in NO₂.

• Scenario Attuale

Considerando lo scenario emissivo precedentemente introdotto, i risultati delle simulazioni sono proposti nelle seguenti figure:

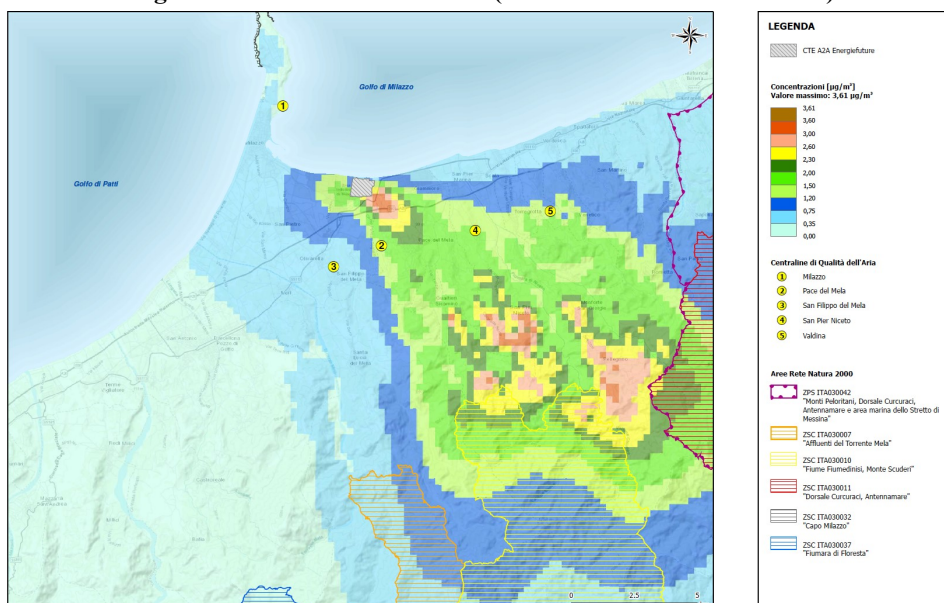
Fig 4: Ricadute al suolo di NO_x (99,8 percentile delle concentrazioni medie orarie)





Commissione Istruttoria IPPC CENTRALE TERMOELETTRICA A2AEnergiefuture S.p.A. SAN FILIPPO DEL MELA

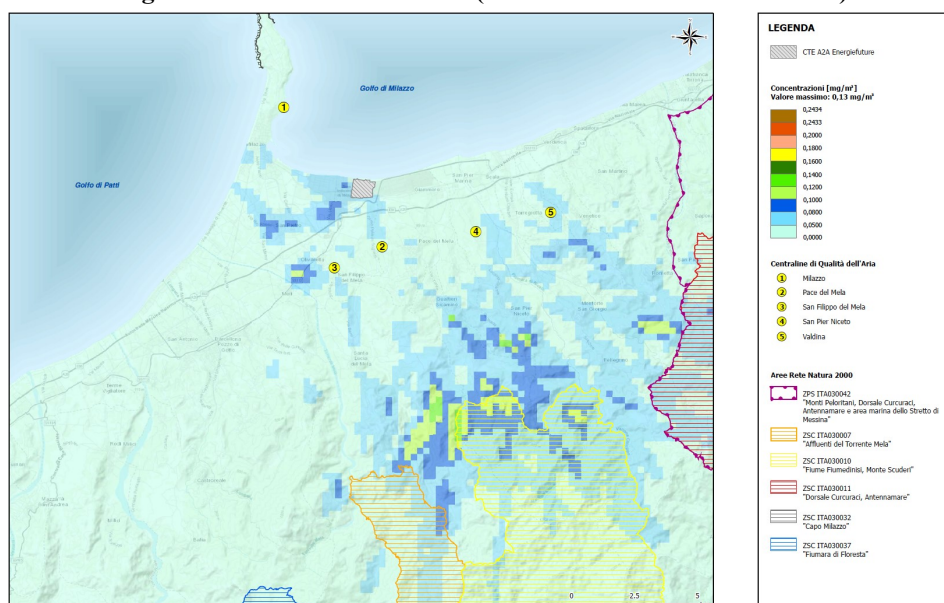
Fig 5: Ricadute al suolo di NO_x (concentrazione medie annua)



Dall'analisi di tali mappe emerge che:

- il massimo valore del 99,8° percentile delle concentrazioni medie orarie di NO_x stimato nel dominio di calcolo è 165,16 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ e si verifica in direzione Sud Est rispetto alla Centrale, ad una distanza di circa 8,7 km dal confine della stessa;
- il massimo valore della concentrazione media annua di NO_x stimato nel dominio di calcolo è pari a 3,61 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ e si verifica in direzione Sud Est rispetto al sito di Centrale, ad una distanza di circa 8 km dal confine della Centrale.

Fig. 6: Ricadute al suolo di CO (concentrazione massima oraria)



Dall'analisi di tale mappa emerge che il valore massimo della concentrazione oraria di CO stimato nel dominio di calcolo è pari a 0,13 mg/m^3 e si verifica in direzione Sud Est, ad una distanza di circa 9,4 km dal confine della Centrale.



Commissione Istruttoria IPPC CENTRALE TERMOELETTRICA A2AEnergiefuture S.p.A. SAN FILIPPO DEL MELA

• Scenario Futuro Fase 2

Di seguito si riportano i risultati delle simulazioni eseguite per lo Scenario Futuro Fase 2,

Fig. 7: Ricadute al suolo di NO_x (99,8 percentile delle concentrazioni medie orarie)

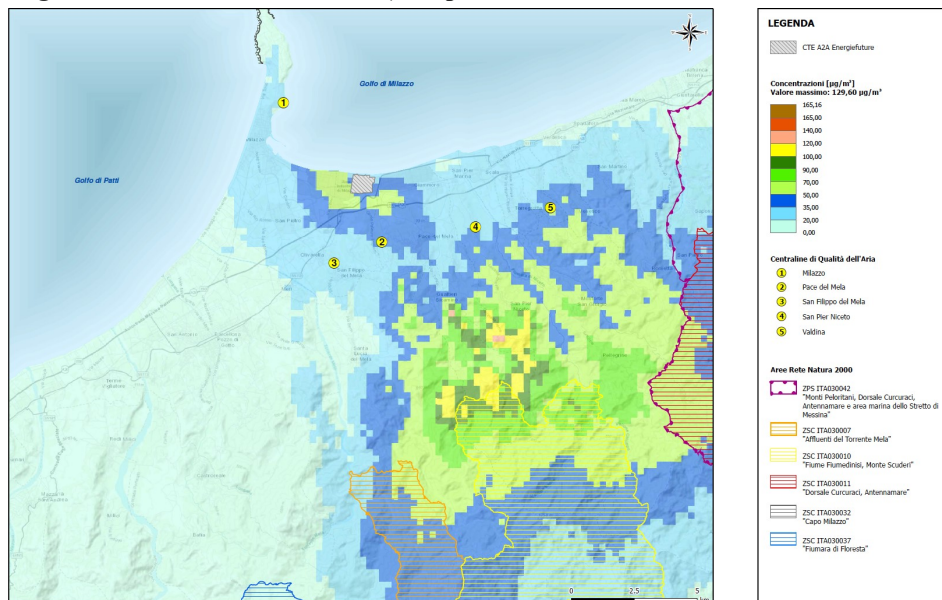
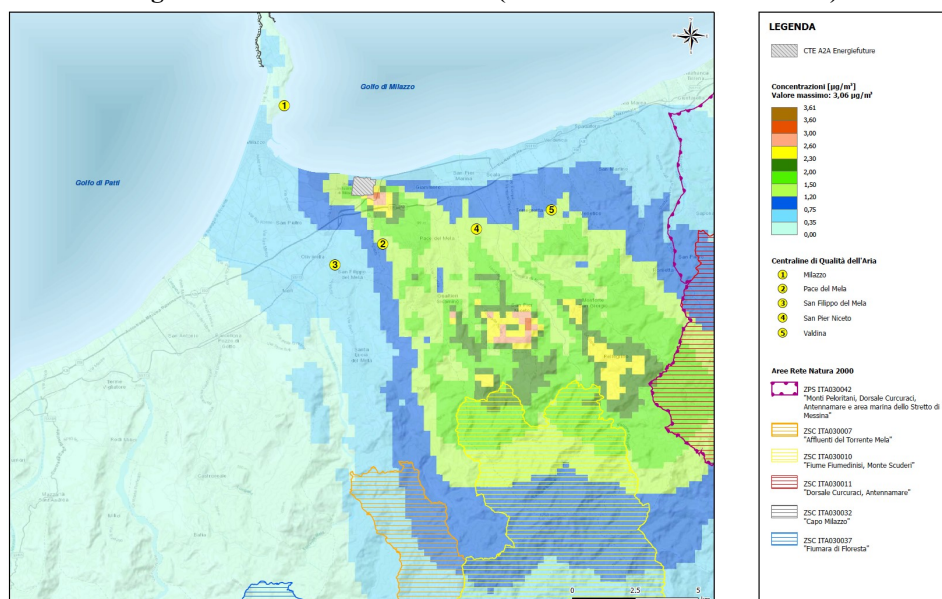


Fig. 8: Ricadute al suolo di NO_x (concentrazione medie annua)



Dall'analisi delle mappe emerge che:

Il massimo valore del 99,8° percentile delle concentrazioni medie orarie di NO_x stimato nel dominio di calcolo è pari a 129,60 µg/m³ e si verifica in direzione Sud Est, a circa 7,5 km dal confine della



Commissione Istruttoria IPPC

CENTRALE TERMOELETTRICA A2AEnergiefuture S.p.A.

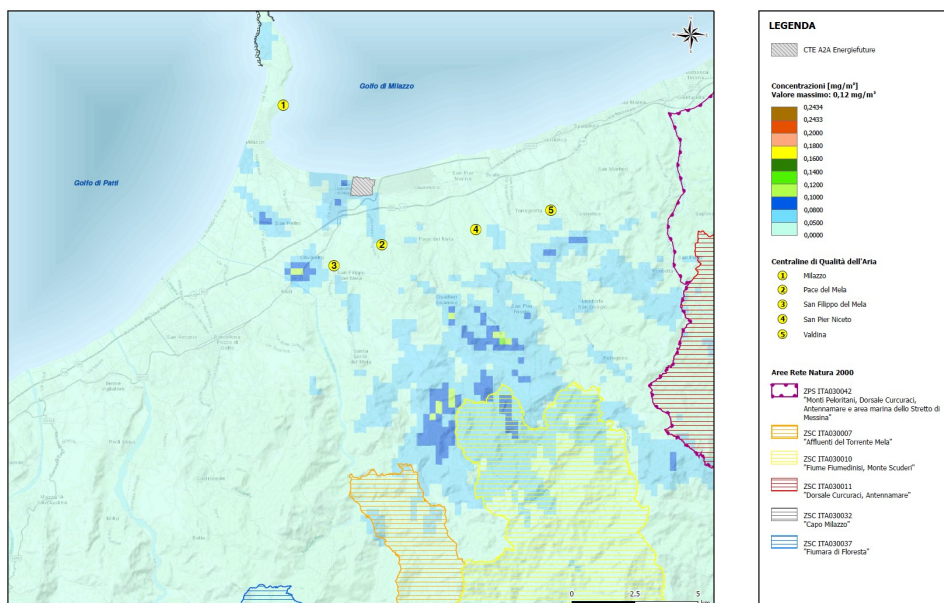
SAN FILIPPO DEL MELA

Centrale. Tale valore risulta **inferiore** rispetto al valore massimo calcolato per lo Scenario Attuale ($-35,56 \mu\text{g}/\text{m}^3$). Dal confronto tra le Fig. 4 e Fig. 5 (scenario attuale) si nota inoltre una riduzione delle aree interessate dalle ricadute rispetto allo Scenario Attuale: ciò è dovuto al minor contributo generato dal nuovo turbogas in configurazione OCGT rispetto al Gruppo 5 che sarà fermato. Pertanto, è attesa una diminuzione ulteriore del contributo della Centrale sulla qualità dell'aria in termini di 99,8° percentile delle concentrazioni orarie di Nox, già (nel triennio 2016-2018) inferiore al limite di legge di $200 \mu\text{g}/\text{m}^3$ da non superare più di 18 volte per anno civile fissato dal D. Lgs. 155/2010

Relativamente all' NO_2 , emerge che:

- i valori di concentrazione di NO_2 misurati nel 2017, anno in cui sono state effettuate le modellazioni, dalle stazioni di monitoraggio della qualità dell'aria considerate, sono inferiori ai limiti dettati dal D. Lgs. 155/2010 e quindi la qualità dell'aria in merito a tale inquinante è buona;
- per tutte le stazioni di monitoraggio, il contributo della Centrale alla qualità dell'aria, in termini di concentrazione media annua e 99,8° percentile delle concentrazioni media orarie di NO_2 , diminuirà passando dallo scenario Attuale a quello Futuro Fase 2;
- per tutte le stazioni di monitoraggio il contributo alla qualità dell'aria apportato dalle emissioni della Centrale è, per ogni indice statistico considerato, non significativo sia nello scenario Attuale ed ancora di più in quello Futuro Fase 2. Infatti, per tali scenari, il contributo della Centrale è abbondantemente inferiore sia rispetto ai valori registrati dalle stazioni sia rispetto ai valori limite per la protezione della salute umana stabiliti dal D. Lgs. 155/2010;
- considerando i valori di fondo ambientale registrati dalle centraline (che andrebbero diminuiti del con-tributo apportato dalle emissioni reali della Centrale nell'anno di esercizio 2017), presso tutte le stazioni di monitoraggio analizzate, i limiti fissati dal D. Lgs.155/2010 per l' NO_2 sono ampiamente rispettati sia nello Scenario Attuale che in quello Futuro Fase 2.

Fig. 9: Ricadute al suolo di CO (concentrazione massima oraria)





Commissione Istruttoria IPPC

CENTRALE TERMOELETTRICA A2AEnergiefuture S.p.A.

SAN FILIPPO DEL MELA

Dall'analisi della mappa emerge che il valore massimo delle concentrazioni orarie di CO stimato nel dominio di calcolo è pari $0,12 \text{ mg/m}^3$ e si verifica in direzione Sud Est a circa 7,7 km dal confine della Centrale.

Tale valore risulta essere **inferiore** rispetto a quello riscontrato per lo Scenario Attuale ($0,13 \text{ mg/m}^3$) e, come quest'ultimo, risulta irrilevante ai fini del rispetto del limite di legge dettato dal D. Lgs. 155/2010 (10 mg/m^3) per la protezione della salute della popolazione, riferito oltretutto alla media mobile su 8 ore (che, per definizione, è minore o uguale alla media oraria), dato che ne risulta inferiore di ben 2 ordini di grandezza.

Lo stato di qualità dell'aria, relativo al CO, registrato dalle stazioni di monitoraggio è buono: i valori della massima concentrazione giornaliera sulle 8 ore sono mediamente pari a circa 1 mg/m^3 a fronte di un limite di 10 mg/m^3 .

• Scenario Futuro Fase 3 Configurazione ciclo aperto

Di seguito si riportano i risultati delle simulazioni eseguite per lo Scenario Futuro Fase 3, – Configurazione Ciclo Aperto.

Fig. 10: Scenario Futuro Fase 3, – Configurazione Ciclo Aperto – 99,8 percentile delle concentrazioni medie orarie di NO_x

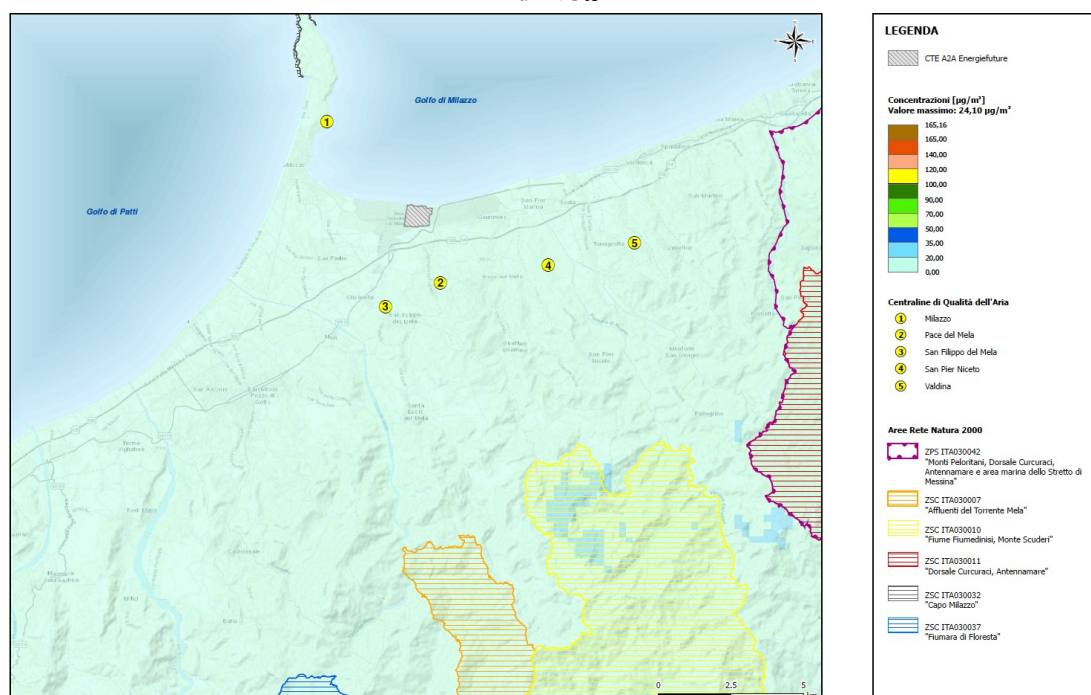


Fig. 11: Scenario Futuro Fase 3, – Configurazione Ciclo Aperto – concentrazione media annua di NO_x

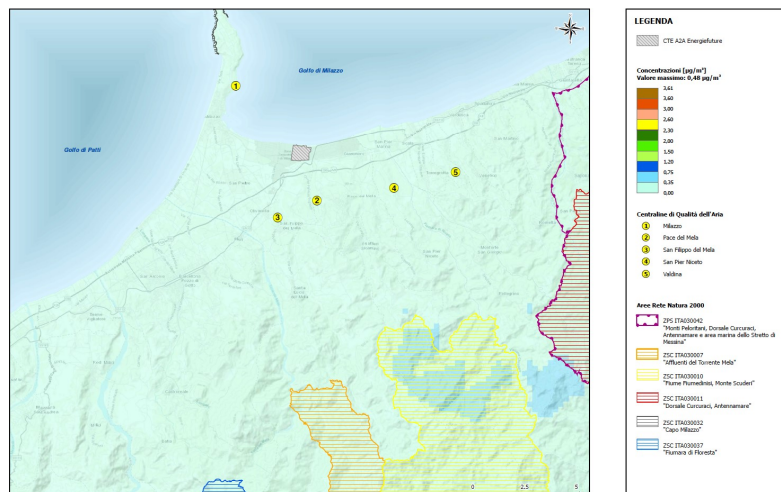
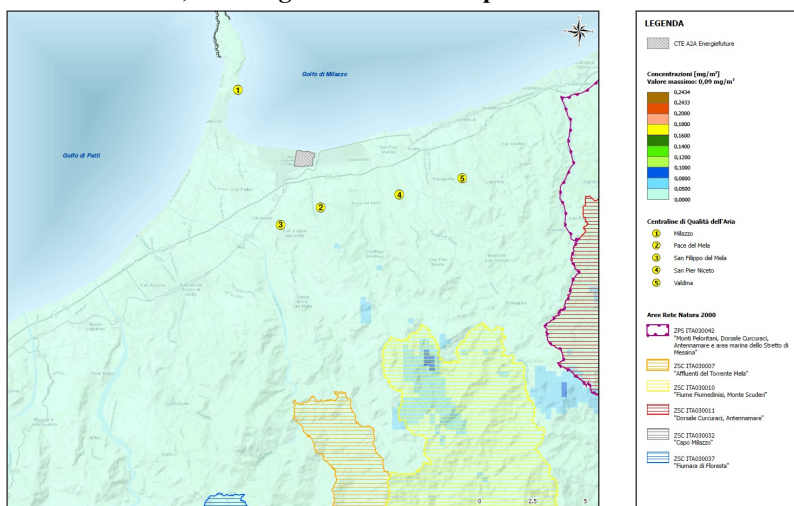


Fig. 12: Scenario Futuro Fase 3, – Configurazione Ciclo Aperto – concentrazioni massime orarie di CO



Dall'analisi delle mappe emerge che:

- il massimo valore del 99,8° percentile delle concentrazioni medie orarie di NO_x stimato nel dominio di calcolo è pari a 24,10 µg/m³ e si verifica in direzione Sud Est, a circa 10,3 km dal confine della Centrale. Tale valore risulta nettamente **inferiore** (-85%) rispetto al valore massimo calcolato per lo Scenario Attuale (-141,06 µg/m³). Dal confronto tra le Figure 4 e 10 si nota inoltre una riduzione delle aree interessate dalle ricadute rispetto allo Scenario Attuale: ciò è dovuto al minor contributo generato dal nuovo turbogas in configurazione OCGT rispetto ai 4 gruppi a olio che verranno fermati. Pertanto, è attesa una diminuzione ulteriore del contributo della Centrale sulla qualità dell'aria in termini di 99,8° percentile delle concentrazioni orarie di Nox, già (nel triennio 2016-2018) inferiore al limite di legge di 200 µg/m³ da non superare più di 18 volte per anno civile fissato dal D. Lgs. 155/2010.
- il valore massimo della concentrazione media annua di NO_x stimato nel dominio di calcolo è pari a 0,48 µg/m³ e si verifica in direzione Sud Est, a circa 10,6 km dal confine della Centrale. Tale valore risulta nettamente **inferiore** (-87%) rispetto al valore massimo calcolato per lo Scenario Attuale (-3,14 µg/m³). Dal confronto tra le Figure 5 e 11 si nota inoltre una marcata riduzione delle aree interessate dalle ricadute rispetto allo scenario Attuale: ciò è dovuto al minor contributo generato dal nuovo



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2AEnergiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

turbogas in configurazione OCGT rispetto ai 4 gruppi a olio che verranno fermati. Per quanto detto, il contributo della Centrale sulla qualità dell'aria in termini di media annua di NO_x diminuirà significativamente passando dallo Scenario Attuale allo Scenario Futuro Fase 3 – Configurazione Ciclo Aperto. Si rammenta che, come emerso dall'analisi condotta nel triennio 2016-2018, presso le centraline di qualità dell'aria considerate nello studio, il limite della media annua di NO₂, pari a 40 µg/m³, è sempre stato ampiamente rispettato.

- dall'analisi della mappa figura 12 emerge che il valore massimo delle concentrazioni orarie di CO stimato nel dominio di calcolo è pari a 0,09 mg/m³ e si verifica in direzione Sud Est a circa 10,9 km dal confine della Centrale.

Tale valore risulta essere **inferiore** rispetto a quello riscontrato per lo Scenario Attuale (0,13 mg/m³) e, come quest'ultimo, risulta irrilevante ai fini del rispetto del limite di legge dettato dal D. Lgs. 155/2010 (10 mg/m³) per la protezione della salute della popolazione, riferito oltretutto alla media mobile su 8 ore (che, per definizione, è minore o uguale alla media oraria), dato che ne risulta inferiore di ben 2 ordini di grandezza.

Lo stato di qualità dell'aria, relativo al CO, registrato dalle stazioni di monitoraggio è buono: i valori della massima concentrazione giornaliera sulle 8 ore sono mediamente pari a circa 1 mg/m³ a fronte di un limite di 10 mg/m³.

Di seguito si riporta la stima dello stato di qualità dell'aria per l'NO₂, in termini dei parametri statistici di legge fissati dal D. Lgs. 155/2010, che registrerebbero le stazioni di monitoraggio della qualità dell'aria con l'esercizio della Centrale negli scenari Attuale e Futuro Fase 3 – Configurazione Ciclo Aperto. Come valori di fondo sono stati considerati quelli registrati dalle stazioni di monitoraggio nel 2017 (stesso anno in cui sono state eseguite le modellazioni).

Si fa presente che l'aver considerato tali valori di fondo è conservativo in quanto essi andrebbero epurati dal contributo apportato dall'esercizio della Centrale nello stesso anno.

Tabella 20. Confronto tra il 99,8° percentile delle concentrazioni medie orarie di NO_x indotto dalla Centrale nello scenario Attuale ed in quello Futuro Fase 3 – Configurazione Ciclo Aperto

Stazione	99,8° Percentile delle concentrazioni medie orarie di NO _x [µg/m ³]		Delta (scenario Futuro Fase 3 – Ciclo Aperto – Attuale) [µg/m ³]	Limite D. Lgs. 155/2010 [µg/m ³]
	Scenario attuale	Scenario Futuro 3 – Ciclo Aperto		
Messina-Milazzo	25,51	1,10	-24,41	200
Messina – S. Filippo del Mela	27,04	3,37	-23,67	
Messina – San Pier Niceto	44,84	2,19	-42,65	
Messina - Valdina	46,77	3,06	-43,71	
Messina – Pace del Mela	47,17	3,64	-43	



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2AEnergiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

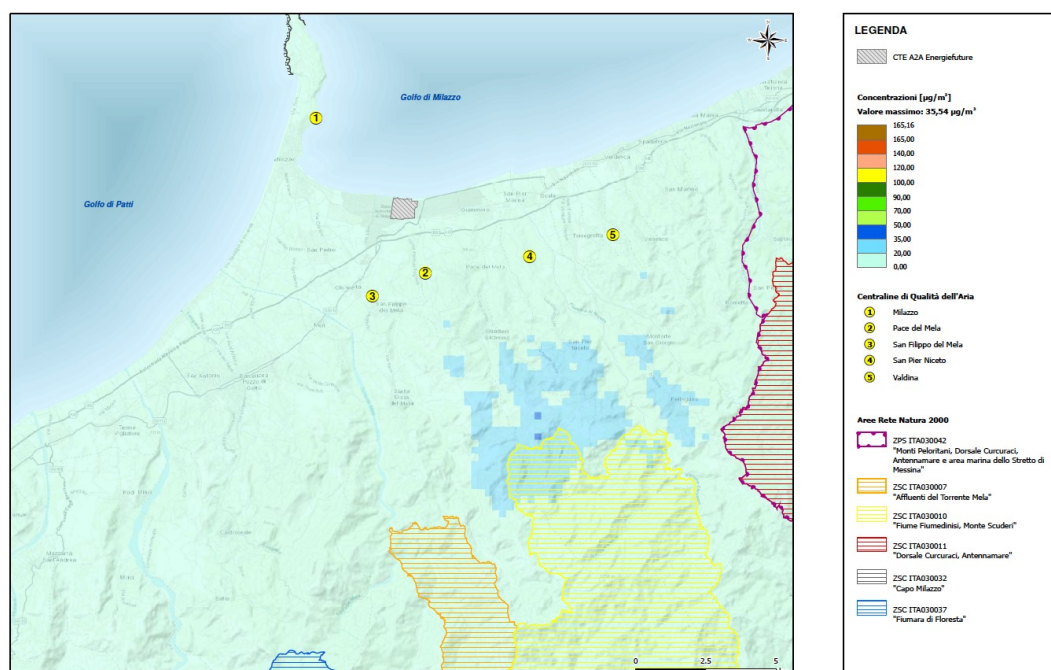
Tabella 21. Confronto tra i valori della concentrazione media annua di NO_x indotti dalle emissioni della Centrale nello scenario Attuale ed in quello Futuro Fase 3 – Configurazione Ciclo Aperto

Stazione	Conc. media annua di NO ₂ misurata [µg/m ³]	Conc. media annua di NO _x indotta dalla CTE [µg/m ³]		Stato finale di qualità dell'aria in termini di media annua di NO ₂ (valore registrato dalle stazioni + contributo della Centrale) [µg/m ³]		Scenario Futuro Fase 3 – Ciclo Aperto – Scenario Attuale [µg/m ³]	Limite D. Lgs. 155/2010 [µg/m ³]
		Scenario attuale	Scenario futuro 3 ciclo aperto	Scenario attuale	Scenario futuro 3 ciclo aperto		
Messina-Milazzo	13,1	0,30	0,02	13,40	13,12	-0,28	40 (NO ₂)
Messina – San Filippo del Mela	5,9	0,60	0,05	6,50	5,95	-0,55	
Messina – San Pier Niceto	4,5	1,77	0,08	6,27	4,58	-1,69	
Messina - Valdina	6,6	1,53	0,08	8,13	6,68	-1,45	
Messina – Pace del Mela	6,4	1,56	0,10	6,96	5,50	-1,46	

• **Scenario Futuro Fase 3 - Configurazione Ciclo Combinato**

Di seguito si riportano i risultati delle simulazioni eseguite per lo Scenario Futuro Fase 3, – Configurazione Ciclo Combinato

Fig. 13: Scenario Futuro Fase 3, – Configurazione Ciclo Combinato – 99,8 percentile delle concentrazioni medie orarie di NO_x





Commissione Istruttoria IPPC CENTRALE TERMOELETTRICA A2A Energiefuture S.p.A. SAN FILIPPO DEL MELA

Fig. 14: Scenario Futuro Fase 3, – Configurazione Ciclo Combinato – concentrazione media annua di NO_x

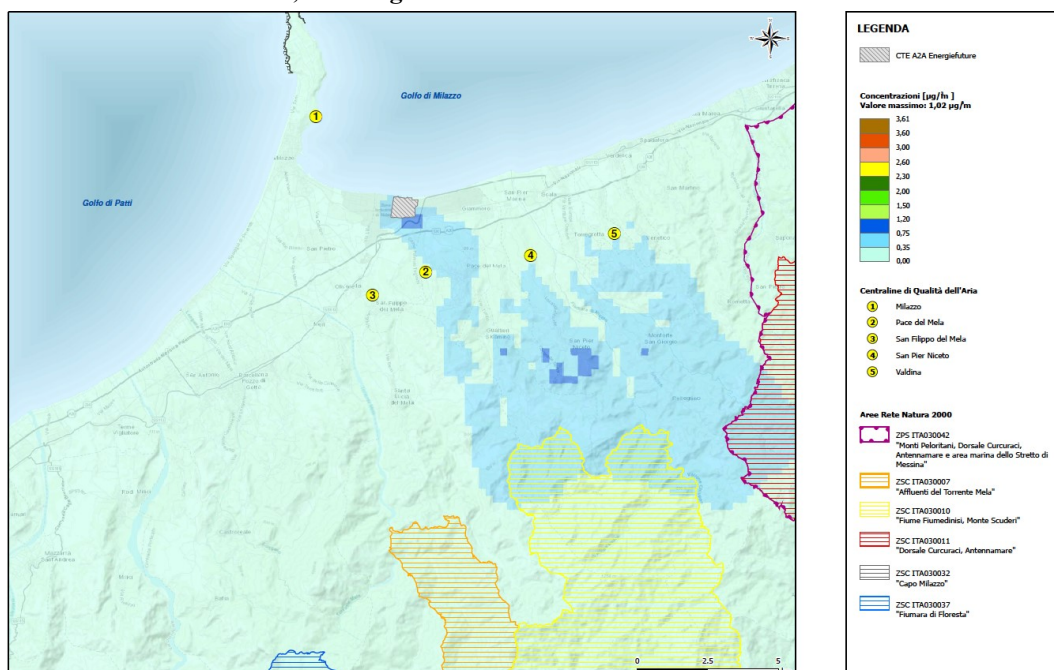
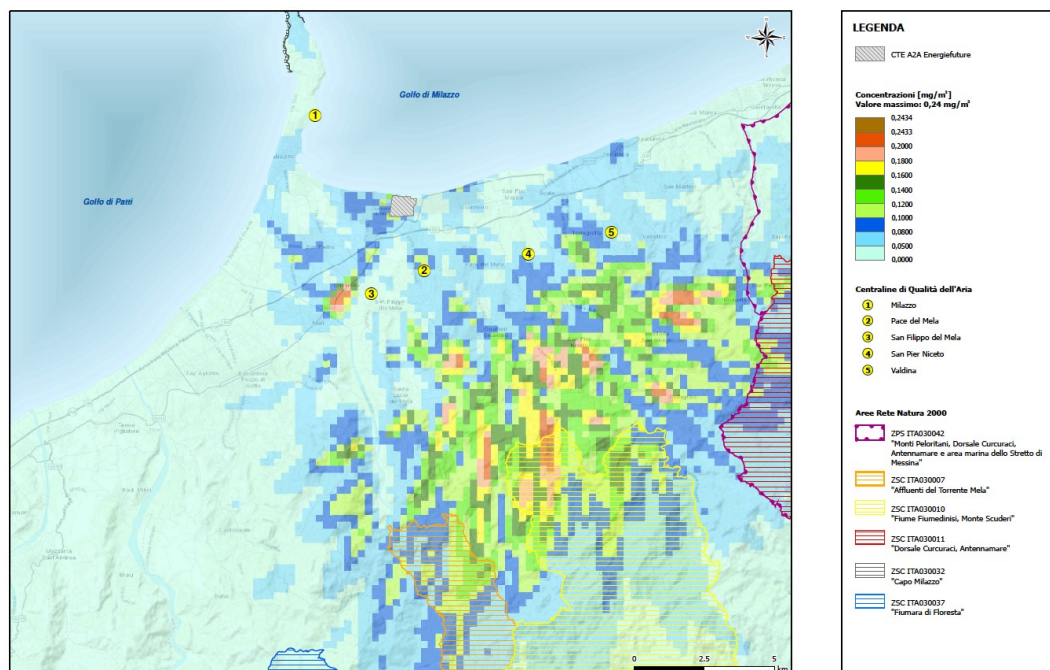


Fig. 15: Scenario Futuro Fase 3, – Configurazione Ciclo Combinato – concentrazioni massime orarie di CO



Dall'analisi delle mappe emerge che:

- Il massimo valore del 99,8° percentile delle concentrazioni medie orarie di NO_x stimato nel dominio di calcolo è pari a 35,54 µg/m³ e si verifica in direzione Sud Est, a circa 8,9 km dal confine della Centrale. Tale valore risulta nettamente **inferiore** (-78%) rispetto al valore massimo calcolato per lo Scenario Attuale (-129,62 µg/m³). Dal confronto tra le Figure 4 e 13 si nota una marcata riduzione delle aree interessate dalle ricadute rispetto allo scenario Attuale:



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2AEnergiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

Ciò è dovuto al minor contributo generato dal nuovo impianto in configurazione CCGT rispetto ai 4 gruppi a olio che verranno fermati. Per quanto detto, il contributo della Centrale sulla qualità dell'aria in termini di 99,8° percentile delle concentrazioni orarie di NO_x diminuirà significativamente passando dallo Scenario Attuale allo Scenario Futuro Fase 3 – Configurazione Ciclo Combinato. Si rammenta che, nel triennio 2016-2018, presso le centraline di monitoraggio della qualità dell'aria considerate nello studio, il limite orario di 200 µg/m³ da non superare più di 18 volte per anno civile è sempre stato ampiamente rispettato;

- il valore massimo della concentrazione media annua di NO_x stimato nel dominio di calcolo è pari a 1,02 µg/m³ e si verifica in direzione Sud Est, in una cella adiacente al confine della Centrale. Tale valore risulta nettamente **inferiore** (-72%) rispetto al valore massimo calcolato per lo Scenario Attuale (-2,59 µg/m³). Dal confronto tra le Figure 5 e 14 si nota una marcata riduzione delle aree interessate dalle ricadute rispetto allo scenario Attuale: ciò è dovuto al minor contributo generato dal nuovo impianto in configurazione CCGT rispetto ai 4 gruppi a olio che verranno fermati. Per quanto detto, il contributo della Centrale sulla qualità dell'aria in termini di media annua di NO_x diminuirà significativa-mente passando dallo Scenario Attuale allo Scenario Futuro Fase 3 – Configurazione Ciclo Combinato. Il gestore come precedentemente detto sottolinea che nel triennio 2016-2018, presso le centraline di qualità dell'aria considerate nello studio, il limite della media annua di NO₂, pari a 40 µg/m³ è sempre stato ampiamente rispettato.
- Dall'analisi della mappa in Figura 15 emerge che il valore massimo delle concentrazioni orarie di CO stimato nel dominio di calcolo è pari a 0,24 mg/m³ e si verifica in direzione Sud Est a circa 9,6 km dal confine della Centrale. Tale valore risulta essere di 0,11 mg/m³ **superiore** rispetto a quello riscontrato per lo Scenario Attuale (0,13 mg/m³) e, come quest'ultimo, risulta irrilevante ai fini del rispetto del limite di legge dettato dal D. Lgs. 155/2010 (10 mg/m³) per la protezione della salute della popolazione, riferito oltretutto alla media mobile su 8 ore (che, per definizione, è minore o uguale alla media oraria), dato che ne risulta inferiore di ben 2 ordini di grandezza.

Lo stato di qualità dell'aria, relativo al CO, registrato dalle stazioni di monitoraggio nel triennio 2016-2018 è buono, i valori della massima concentrazione giornaliera sulle 8 ore sono mediamente pari a circa 1 mg/m³ a fronte di un limite di 10 mg/m³.

Di seguito si riporta la stima dello stato di qualità dell'aria per l'NO₂, in termini dei parametri statistici di legge fissati dal D. Lgs. 155/2010, che registrerebbero le stazioni di monitoraggio della qualità dell'aria con l'esercizio della Centrale negli scenari Attuale e Futuro Fase 3 – Configurazione Ciclo Combinato. Come valori di fondo sono stati considerati quelli registrati dalle stazioni di monitoraggio nel 2017 (stesso anno in cui sono state eseguite le modellazioni).

Tabella 22. Confronto tra il 99,8° percentile delle concentrazioni medie orarie di NO_x generati dalla Centrale nello scenario Attuale ed in quello Futuro Fase 3 – Configurazione Ciclo Combinato

Stazione	99,8° Percentile delle concentrazioni medie orarie di NO _x [µg/m ³]		Delta (scenario Futuro Fase 3 – Ciclo Combinato – Attuale) [µg/m ³]	Limite D. Lgs. 155/2010 [µg/m ³]
	Scenario attuale	Scenario Futuro 3 – Ciclo Combinato		
Messina-Milazzo	25,51	4,00	-21,51	200
Messina – San Filippo del Mela	27,04	4,79	-22,25	
Messina – San Pier Niceto	44,84	8,48	-36,36	
Messina - Valdina	46,77	11,64	-35,13	
Messina – Pace del Mela	47,17	7,42	-39,75	



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2A Energiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

Tabella 23. Confronto tra i valori della concentrazione media annua di NO_x indotti dalle emissioni della Centrale nello scenario Attuale ed in quello Futuro Fase 3 – Configurazione Ciclo Combinato

Stazione	Conc. media annua di NO ₂ misurata [µg/m ³]	Conc. media annua di NO _x indotta dalla CTE [µg/m ³]		Stato finale di qualità dell'aria in termini di media annua di NO ₂ (valore registrato dalle stazioni + contributo della Centrale) [µg/m ³]		Scenario Futuro Fase 3 – Ciclo Combinato – Scenario Attuale [µg/m ³]	Limite D. Lgs. 155/2010 [µg/m ³]
		Scenario attuale	Scenario futuro 3 ciclo combinato	Scenario attuale	Scenario futuro 3 ciclo combinato		
Messina-Milazzo	13,1	0,30	0,07	13,40	13,17	-0,23	40 (NO ₂)
Messina – San Filippo del Mela	5,9	0,60	0,10	6,50	6,00	-0,50	
Messina – San Pier Niceto	4,5	1,77	0,31	6,27	4,81	1,46	
Messina - Valdina	6,6	1,53	0,30	8,13	6,90	-1,23	
Messina – Pace del Mela	6,4	1,56	0,30	6,96	5,70	-1,26	

Relativamente all'NO₂, dall'analisi delle tabelle riportate precedentemente emerge che:

- i valori di concentrazione di NO₂ misurati nel 2017, anno in cui sono state effettuate le modellazioni, dalle stazioni di monitoraggio della qualità dell'aria considerate, sono inferiori ai limiti dettati dal D. Lgs. 155/2010 e quindi la qualità dell'aria in merito a tale inquinante è buona;
- per tutte le stazioni di monitoraggio, il contributo della Centrale alla qualità dell'aria, in termini di concentrazione media annua e 99,8° percentile delle concentrazioni media orarie di NO₂, diminuirà notevolmente passando dallo scenario Attuale a quello Futuro Fase 3 – Configurazione Ciclo Combinato;
- per tutte le stazioni di monitoraggio il contributo alla qualità dell'aria apportato dalle emissioni della Centrale è, per ogni indice statistico considerato, non significativo sia nello scenario Attuale ed ancora di più in quello Futuro Fase 3 – Configurazione Ciclo Combinato. Infatti, per tali scenari, il contributo della Centrale è abbondantemente inferiore sia rispetto ai valori registrati dalle stazioni sia rispetto ai valori limite per la protezione della salute umana stabiliti dal D. Lgs. 155/2010;
- considerando i valori di fondo ambientale registrati dalle centraline (che andrebbero diminuiti del contributo apportato dalle emissioni reali della Centrale nell'anno di esercizio 2017), presso tutte le stazioni di monitoraggio analizzate i limiti fissati dal D. Lgs. 155/2010 per l'NO₂ sono ampiamente rispettati sia nello Scenario Attuale che a maggior ragione in quello Futuro Fase 3 – Configurazione Ciclo Combinato.



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2AEnergiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

5.1.3. Considerazioni Finali

Il progetto prevede la fermata degli attuali quattro Gruppi SF1, SF2, SF5 e SF6 alimentati a olio combustibile e l'installazione di una nuova unità di produzione di energia elettrica alimentata a gas naturale, che potrà essere esercita in ciclo combinato (CCGT) o, in alternativa, in ciclo aperto (OCGT).

L'implementazione del progetto comporterà una notevole diminuzione delle emissioni massiche annue di NO_x, polveri e SO₂. Le emissioni di questi ultimi due inquinanti saranno praticamente azzerate dato che il turbogas, essendo alimentato a gas naturale, avrà emissioni di SO₂ e Polveri trascurabili.

Tabella 24. Massa degli inquinanti emessa annualmente nella configurazione attualmente autorizzata e nelle configurazioni Futuro Fase 3

Inquinante	Massa emessa nella configurazione attualmente autorizzata [t/a]	Massa emessa nella configurazione Futuro Fase 3 – Configura-zione Ciclo Aperto [t/a]	Massa emessa nella configurazione Futuro Fase 3 – Configura-zione Ciclo Combinato [t/a]
NO _x	2.409	1.075	338
CO	452	1.075	1.075
NH ₃	113	-	179
SO ₂	2.486	<i>trascurabili</i>	<i>trascurabili</i>
Polveri	226	<i>trascurabili</i>	<i>trascurabili</i>

I flussi di massa relativi alla configurazione attualmente autorizzata sono stati calcolati considerando i valori limite di concentrazione media annua fissati dal DEC/MIN/0000328 del 27/11/2018 da rispettare a partire da agosto 2021.

Dall'analisi della tabella emerge che il progetto consentirà di **ridurre notevolmente**, rispetto allo Scenario Attuale, le emissioni massiche annue della Centrale di **NO_x** e di **ridurre a valori trascurabili** quelle di **SO_x** e di **Polveri**. Inoltre, la realizzazione del progetto comporterà l'**azzeramento** delle emissioni di quegli inquinanti tipici della combustione dell'olio combustibile quali **metalli, IPA e sostanze organiche volatili**.

Il progetto comporterà un **aumento** delle emissioni **massiche annue di CO e di NH₃**.

Come precedentemente indicato, l'impatto sulla qualità dell'aria relativa al CO indotto dalla Centrale nelle due configurazioni Futuro Fase 3 è trascurabile e non comporterà variazioni di rilievo allo stato di qualità dell'aria attuale che risulta molto buono.

Relativamente all'NH₃, come mostrato nella Valutazione di Impatto Sanitario riportata in Allegato F allo SIA a cui si rimanda per dettagli, la concentrazione massima annua indotta nel dominio di calcolo dalla Centrale nella configurazione Futuro Fase 3 – Ciclo Combinato, pari a 0,5 µg/m³, è un millesimo della Reference Concentration stabilita dall'US EPA (pari a 500 µg/m³), definita come il valore di esposizione continuo per inalazione della popolazione umana (compresi i sottogruppi sensibili) che non crea un apprezzabile rischio di effetti deleteri nel corso di una vita. Per quanto detto si può affermare che le ricadute di NH₃ generate dalla Centrale nella configurazione futura a Ciclo Combinato sono ininfluenti ai fini dell'impatto sulla salute umana.



5.2. Acqua

Il Gestore ha presentato l'allegato D.7 di Identificazione e quantificazione degli effetti delle emissioni in acqua.

Il Gestore ha riportato il Paragrafo 4.3.2.2 del "Quadro di riferimento ambientale – Stima degli impatti – Fase di esercizio" dello Studio di Impatto Ambientale presentato al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare per l'avvio della procedura di Valutazione di Impatto Ambientale per il "Progetto definitivo per l'installazione di un nuovo ciclo combinato a gas" documentazione per la VIA presso il MATTM.

Il progetto non prevede variazioni all'attuale sistema di prelievo e scarico acque della Centrale: verranno infatti riutilizzate le opere di presa e scarico esistenti autorizzati.

Gli approvvigionamenti idrici della Centrale nell'assetto di progetto, analogamente all'assetto attuale autorizzato, consisteranno in:

- acqua mare per scopi di raffreddamento e condensazione, lavaggi vari (griglie rotanti, ecc.) e per la produzione di acqua industriale e acqua demineralizzata;
- acqua potabile per usi igienico-sanitari, prelevata dall'acquedotto comunale;
- acqua di falda necessaria alla barriera idraulica di ricarica dell'impianto di bonifica.

I consumi di acqua mare associati al ciclo combinato (scenario che massimizza i consumi di acqua tra i due assetti futuri CCGT/OCGT) saranno pari a $413.472.000 \text{ m}^3/\text{anno}$; pertanto diminuiranno sostanzialmente rispetto a quelli della configurazione attuale, pari a $1.203.687.000 \text{ m}^3/\text{anno}$, in ragione dei minori consumi associati al ciclo combinato rispetto a quello dei gruppi tradizionali a olio.

Tali consumi risultano inferiori rispetto alla Concessione in essere rilasciata dall'Autorità Portuale di Messina.

Anche nella configurazione di progetto, in un'ottica di risparmio della risorsa idrica e di diminuzione degli scarichi idrici, la Centrale continuerà a recuperare le acque reflue come acque ad uso industriale da utilizzare all'interno del proprio ciclo produttivo.

Nella configurazione di progetto i consumi di acqua potabile e delle acque di falda nella Centrale non varieranno rispetto alla configurazione autorizzata.

La realizzazione del progetto non comporta l'introduzione di nuovi punti di scarico.

Nella configurazione futura della Centrale in assetto in ciclo combinato (scenario che massimizza gli scarichi di acqua tra i due assetti futuri CCGT/OCGT) si avrà che:

- La portata scaricata, alla capacità produttiva, attraverso lo scarico I1 diminuirà sostanzialmente, passando dagli attuali $485.733.240 \text{ m}^3/\text{anno}$ ai $1.787.040 \text{ m}^3/\text{anno}$ nell'assetto di progetto;
- la portata scaricata, alla capacità produttiva, attraverso lo scarico I2 diminuirà sostanzialmente passando dagli attuali $711.502.000 \text{ m}^3/\text{anno}$ ai $405.252.400 \text{ m}^3/\text{anno}$ nell'assetto di progetto;
- la portata scaricata attraverso gli scarichi I4 (pari a $1.927.000 \text{ m}^3/\text{anno}$) e I5 (pari a $2.102.400 \text{ m}^3/\text{anno}$), alla capacità produttiva, rimarrà sostanzialmente invariata.

Nella configurazione OCGT le portate scaricate alla capacità produttiva saranno inferiori a quelle della configurazione CCGT.

Nella configurazione futura della Centrale di San Filippo, per i suddetti scarichi, continueranno ad essere garantiti i limiti di emissione fissati dall'AIA vigente.



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2A Energiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

Si prevede altresì una diminuzione della potenza termica dissipata in mare attraverso le acque di raffreddamento dallo scarico I2, dovuta alla diminuzione della potenza termica dissipata al condensatore del nuovo ciclo combinato rispetto a quella dei Gruppi 5 e 6 (in OCGT tale diminuzione sarà superiore data l'assenza del contributo del condensatore della TV). Con la realizzazione del progetto la potenza termica dissipata in mare dallo scarico I1 delle acque di raffreddamento dei condensatori dei Gruppi 1 e 2 sarà azzerata.

Stante quanto detto sopra, poiché nella configurazione di progetto si avrà una diminuzione notevole dei quantitativi delle acque scaricate in mare (-790.195.800 m³/anno), una diminuzione dell'energia termica dissipata in mare attraverso le acque di raffreddamento e, continueranno ad essere rispettati i limiti di emissione agli scarichi fissati dall'AIA in essere, si può affermare che l'incidenza della Centrale sull'ambiente marino diminuirà in seguito alla realizzazione degli interventi in progetto.

Per le Fasi 1 e 2 di sviluppo del progetto, le portate scaricate dagli scarichi autorizzati saranno comunque ricomprese nei valori dichiarati nell'AIA vigente e saranno rispettati i limiti di emissione fissati dall'AIA vigente. Inoltre nella Fase 1 e nella Fase 2 si avrà una diminuzione dell'energia termica dissipata in mare attraverso le acque di raffreddamento rispetto alla configurazione attuale autorizzata AIA, dovuta alla messa fuori servizio del Gruppo SF5, il cui contributo è superiore a quello che avrà la nuova Centrale in ciclo aperto.

5.3. Rumore

Il Gestore ha presentato l'allegato D.8 di Identificazione e quantificazione del rumore.

I ricettori potenzialmente interessati dalla costruzione e l'esercizio degli interventi sono quelli ubicati nelle vicinanze della CTE ed appartengono al territorio comunale di San Filippo del Mela e a quello di Pace del Mela.

Le principali sorgenti di rumore presenti nei dintorni della CTE sono costituite sia dalle numerose attività industriali presenti, tra cui la principale è rappresentata dalla raffineria di Milazzo, sia dal traffico presente sulla SS. N. 113 e sua via Nazionale, caratterizzata da flussi di traffico intensi sia di mezzi leggeri che pesanti durante il periodo diurno, che diminuiscono di intensità durante la notte.

La valutazione di impatto acustico del progetto è stata condotta in relazione alle fasi di cantiere ed esercizio dell'impianto presso i ricettori più prossimi al sito. In particolare sono state considerate tre fasi di realizzazione del progetto:

- Scenario Futuro Fase 1: rappresentativo delle emissioni sonore della Centrale nella fase, temporanea, del progetto che prevede lo spegnimento del gruppo SF5 e la potenziale sovrapposizione tra l'esercizio dei gruppi a olio combustibile SF1, SF2 e SF6 e quello del cantiere per la costruzione del nuovo turbogas in configurazione a ciclo aperto (OCGT) o in ciclo combinato (CCGT);
- Scenario Futuro Fase 2: rappresentativo delle emissioni sonore della Centrale nella fase temporanea di *commissioning* del progetto, che prevede la potenziale sovrapposizione tra l'esercizio dei gruppi a olio combustibile SF1, SF2 e SF6, quello del nuovo turbogas. Anche in tale scenario il gruppo SF5 non è attivo.
- Scenario Futuro Fase 3: rappresentativo delle emissioni sonore della Centrale nell'assetto futuro che prevede lo spegnimento dei quattro gruppi ad olio combustibile esistenti e l'esercizio del turbogas rispetto a due configurazioni: la configurazione a ciclo aperto (rappresentativo delle emissioni sonore della Centrale con il funzionamento del turbogas a ciclo aperto) e la configurazione a ciclo combinato (rappresentativo delle emissioni sonore della Centrale con il funzionamento del turbogas a ciclo combinato);



Commissione Istruttoria IPPC CENTRALE TERMOELETTRICA A2A Energiefuture S.p.A. SAN FILIPPO DEL MELA

Nello scenario futuro FASE 1 avranno inizio le attività di cantiere che prevedono la demolizione e lo smontaggio di alcuni manufatti ed apparecchiature interferenti con le nuove opere in progetto e, dopo circa 12 mesi dall'inizio del cantiere, inizieranno le attività di costruzione del ciclo aperto (OCGT). Oltre alle sorgenti sonore dei gruppi SF1, SF2, SF6 e dell'impianto FORSU, nello scenario Futuro Fase 1 saranno presenti le macchine operatrici utilizzate per le demolizioni di alcuni manufatti esistenti e la costruzione del ciclo aperto in progetto. I limiti di emissione considerati per tutte le macchine di cantiere sono tutti quelli presenti nell'Allegato I – Parte B del D.Lgs. n. 262 del 04/09/2002 recante “Attuazione della direttiva 2000/14/CE concernente l'emissione acustica ambientale delle macchine ed attrezzature destinate a funzionare all'aperto”. I risultati ottenuti mostrano che i livelli sonori indotti dalla CTE durante lo Scenario Futuro Fase 1, sono sempre inferiori rispetto ai valori limite di emissione previsti dalla classe acustica di appartenenza di ciascun ricettore considerato per il periodo diurno.

Nello Scenario Futuro Fase 2, oltre alle sorgenti sonore dei gruppi SF1, SF2, SF6 e dell'impianto FORSU, saranno presenti le sorgenti sonore connesse all'esercizio della nuova unità di generazione elettrica a gas naturale nella condizione di *commissioning*.

Nello Scenario Futuro Fase 3, oltre alle sorgenti sonore dell'impianto FORSU saranno presenti le sorgenti sonore connesse all'esercizio della nuova unità di generazione elettrica a gas naturale nella condizione di funzionamento in ciclo aperto (OCGT); nello scenario Futuro Fase 3 – Configurazione Ciclo Combinato oltre alle sorgenti sonore dell'impianto FORSU, saranno presenti le sorgenti sonore connesse all'esercizio della nuova unità di generazione elettrica a gas naturale nella condizione di funzionamento a ciclo combinato (CCGT).

Rispetto ai tre scenari sopra descritti, i limiti di emissione, assoluti e differenziali di immissione risultano rispettati.

5.4. *Analisi di rischio*

Il Gestore ha presentato l'allegato D.11 di “Analisi di rischio per la proposta impiantistica per la quale si richiede l'autorizzazione”, che riporta il Paragrafo 3.6 – “Analisi dei malfunzionamenti e relative conseguenze ambientali” del “Quadro di riferimento progettuale” dello Studio di Impatto Ambientale presentato al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare per l'avvio della procedura di Valutazione di Impatto Ambientale.

L'analisi dei malfunzionamenti è volta a identificare i potenziali rischi generati dall'esercizio della Centrale Termoelettrica di San Filippo nella configurazione di progetto e gli effetti sull'ambiente e sulla salute dei lavoratori ad essi correlati. Per ogni rischio potenziale identificato, sulla base delle misure di controllo presenti, è stato determinato qualitativamente il livello di rischio.

La procedura di valutazione del rischio si articola in tre fasi:

1. La valutazione degli eventi incidentali e delle relative conseguenze;
2. La valutazione della probabilità di accadimento dell'evento incidentale;
3. La determinazione del livello di rischio associato alle conseguenze e alle probabilità di accadimento stimate;

Il livello di rischio, per ogni pericolo identificato, viene stimato qualitativamente in funzione della probabilità di accadimento e dell'entità delle conseguenze, utilizzando la matrice del rischio sottoriportata.



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2A Energiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

Matrice del rischio

Probabilità d'accadimento evento incidentale		Conseguenze				
		1	8	16	50	100
		Minore	Moderato	Maggiore	Critico	Catastrofico
0.5	Insignificante	A	A	B	B	C
1	Remoto	A	B	B	C	D
2	Infrequente	A	B	C	D	D
5	Occasionale	A	C	C	D	D
10	frequente	B	C	D	D	D

Ove:

- Il rischio di classe **A** è ritenuto insignificante.
- I rischi di classe **B e C** sono accettabili se sono state adottate, secondo una logica costi-benefici, tutte le misure di sicurezza che consentono di ottenere un livello di rischio più basso possibile.
- Il rischio di classe **D** è inaccettabile: in questo caso si devono effettuare studi di rischio quantitativi e applicare tutte le misure di riduzione del rischio realizzabili.

Tra tutti gli eventi incidentali che potrebbero verificarsi a causa dell'esercizio della Centrale nella configurazione di progetto, quelli ritenuti più rappresentativi sono quelli indicati nella seguente tabella, dove viene riportata la valutazione dei potenziali rischi. Come si può verificare dall'esame della tabella, tutti gli eventi incidentali analizzati ricadono nelle categorie di rischio A o B. Per gli eventi di tipo B sono adottati nella Centrale tutti i sistemi di controllo e di mitigazione necessari per minimizzare rispettivamente la frequenza di accadimento e le conseguenze di tali eventi. In sintesi il Gestore indica che i risultati mostrano un livello di rischio accettabile.

Tabella 25. Stima dei rischi

N°	Pericolo Identificato	Conseguenze	Misure di Controllo	Livello di rischio		
				Conseguenze	Prob.	Categoria rischio
1	Sistema di alimentazione gas naturale (Turbogas)					
1.1	Rilascio di gas naturale per rottura/perdita del sistema di alimentazione del gas naturale	Getto incendiato/sovrappressione. Possibilità di infortuni al personale presente nell'area. Possibili danni all'impianto. Nessuna conseguenza significativa per l'ambiente.	Sistema di rilevazione delle fughe di gas e di incendio che comanda la chiusura della valvola di blocco presente sulla linea principale di alimentazione del gas naturale. Tutte le apparecchiature presenti in prossimità del sistema di alimentazione del gas sono di tipo antideflagrante e rispondono ai requisiti di sicurezza imposti dalla normativa attuale. Il nuovo impianto sarà sottoposto alla procedura autorizzativa per l'ottenimento del Certificato Protezione Incendi.	16	1	B



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2A Energiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

N°	Pericolo Identificato	Conseguenze	Misure di Controllo	Livello di rischio		
				Conseguenze	Prob.	Categoria rischio
2	Turbina a Gas					
2.1	Cedimento meccanico della turbina a gas (distacco delle palette della turbina)	Lancio di frammenti. Possibilità di infortuni al personale presente nell'area. Possibili danni all'impianto. Nessuna conseguenza significativa per l'ambiente.	La Turbina è alloggiata all'interno di un ca- binato che impedisce la possibilità di lancio di frammenti all'esterno dell'edificio stesso. Sistemi di allarme e controllo che bloccano il funzionamento in caso di anomalie (eccesso di vibrazioni, temperatura, ecc.). Manutenzione secondo le specifiche del fornitore.	16	0,5	B
2.2	Esplosione in camera di combustione della turbina a gas: formazione di miscele esplosive per malfunzionamento del sistema di alimentazione	Sovrapressione. Possibilità di infortuni al personale presente nell'area. Possibili danni all'impianto. Nessuna conseguenza significativa per l'ambiente.	Sistemi di allarme e controllo che bloccano il funzionamento in caso di anomalie (interruzione di fiamma, ecc.).	16	0,5	B
2.3	Incendio dell'olio di lubrificazione della turbina a gas	Irraggiamento. Possibilità di infortuni al personale presente nell'area. Possibili danni all'impianto. Nessuna conseguenza significativa per l'ambiente.	Sistemi antincendio conformi alla normativa. Il nuovo impianto sarà sottoposto alla procedura autorizzativa per l'ottenimento del Certificato Protezione Incendi.	8	1	A
3	Tubazioni Vapore					
3.1	Perdite dal circuito a vapore in pressione	Pericolo di contatto dermico con il fluido rilasciato per il personale presente. Danni all'impianto. Nessuna conseguenza significativa per l'ambiente.	Dotazione del personale di opportuni dispositivi di protezione personale. Idoneo Piano di manutenzione.	8	1	B
4	Turbina a Vapore					
4.1	Cedimento meccanico della turbina a vapore (distacco delle palette della turbina)	Lancio di frammenti. Possibilità di infortuni al personale presente nell'area. Possibili danni all'impianto. Nessuna conseguenza significativa per l'ambiente	La Turbina è alloggiata all'interno di un edificio che impedisce la possibilità di lancio di frammenti all'esterno dell'edificio stesso. Sistemi di allarme e controllo che bloccano il funzionamento in caso di anomalie (eccesso di vibrazioni, temperatura ecc.)	16	0,5	B
4.2	Incendio dell'olio di lubrificazione della turbina a vapore	Irraggiamento. Possibilità di infortuni al personale presente nell'area. Possibili danni all'impianto. Nessuna conseguenza significativa per l'ambiente.	Sistemi antincendio conformi alla normativa. Il nuovo impianto sarà sottoposto alla procedura autorizzativa per l'ottenimento del Certificato di Protezione Incendi	8	1	A
5	Caldaia Ausiliaria					



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2A Energiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

N°	Pericolo Identificato	Conseguenze	Misure di Controllo	Livello di rischio		
				Conseguenze	Prob.	Categoria rischio
5.1.	Esplosione in camera di combustione della caldaia ausiliaria: formazione di miscele esplosive per malfunzionamento del sistema di alimentazione	Sovrapressione. Possibilità di infortuni al personale nell'area. Possibili danni all'impianto. Nessuna conseguenza significativa per l'ambiente	Sistemi di allarme e controllo che bloccano il funzionamento in caso di anomalie (interruzioni di fiamma ecc.)	16	0,5	A
6	Sistema per la riduzione delle Emissioni					
6.1.	Emissioni in atmosfera superiori ai limiti autorizzati a causa di malfunzionamenti dei sistemi di controllo delle emissioni (DLN e SCR)	Incremento delle emissioni in atmosfera (Nox/CO/NH ₃)	Procedure di riduzione di carico degli impianti e/o eventualmente fermata della Centrale	1	1	A
7	Alternatori turbina a gas e Turbina a Vapore					
7.1.	Perdita di idrogeno dall'alternatore per rotture delle tenute interne	Irraggiamento/sovrapressione. Possibilità di infortuni al personale presente nell'area. Possibili danni all'impianto	Implementazione di opportune procedure sull'impianto e/o con i mezzi disponibili per circoscrivere l'evento e mitigarne gli impatti. Adeguato Piano interno d'emergenza. Il nuovo impianto sarà sottoposto alla procedura autorizzativa per l'ottenimento del Certificato Protezioni Incendi.	16	1	B
8	Deposito bombole idrogeno					
8.1.	Perdita di idrogeno dal sacco bombole per rottura del riduttore di pressione	Irraggiamento/sovrapressione. Possibilità di infortuni al personale nell'area. Possibili danni all'impianto.	Implementazione di opportune procedure sull'impianto e/o con i mezzi disponibili per circoscrivere l'evento e mitigarne gli impatti. Adeguato Piano interno d'emergenza. Sistemi antincendio conformi alla normativa. Il nuovo impianto sarà sottoposto alla procedura autorizzativa per l'ottenimento del Certificato Protezioni Incendi.	16	1	B
9	Danni apparecchiature per scariche atmosferiche					



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2A Energiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

N°	Pericolo Identificato	Conseguenze	Misure di Controllo	Livello di rischio		
				Conseguenze	Prob.	Categoria rischio
9.1.	Circolazione di forti correnti dovute ai fenomeni di fulminazione che colpiscono l'impianto	Danni all'impianto. Perdita di produttività. Sovratensioni sulle apparecchiature. Possibile compromissione della funzionalità di sistemi antincendio e dispositivi di sicurezza.	Valutazione del danno, verifica della funzionalità dell'impianto colpito e valutazione delle possibili implicazioni a seguito di test sull'affidabilità d'esercizio.	8	0,5	A
10	Trasformatori					
10.1	Incendio dei trasformatori	Irraggiamento. Possibilità d'infortuni al personale presente nell'area. Possibili danni all'impianto. Nessuna conseguenza significativa per l'ambiente.	Sistemi antincendio conformi alla normativa. L'impianto sarà sottoposto alla procedura autorizzativa per l'ottenimento del Certificato di Protezione Incendi.	8	1	B
11	Locali Compressori					
11.1	Incendio olio di lubrificazione dei compressori	Irraggiamento. Possibilità di infortuni al personale presente nell'area. Possibili danni all'impianto.	Sistemi antincendio conformi alla normativa. L'impianto sarà sottoposto alla procedura per l'ottenimento del Certificato di Protezione Incendi	8	1	B
12	Gruppo elettrogeno					
12.1	Sversamenti, perdite accidentali di diesel e successivo innesco	Temporaneo impatto ambientale nell'area circostante. Irraggiamento. Possibilità d'infortuni al personale presente nell'area. Possibili danni all'impianto.	Sistemi antincendio conformi alla normativa	16	1	B
13	Stoccaggio chemicals/sostanze pericolose					
13.1	Sversamenti, perdite accidentali di sostanze tossico/nocive/inflammabili sul terreno e nell'aria	Temporaneo impatto ambientale nell'area circostante lo stoccaggio. Possibilità d'infortuni al personale presente nell'area.	Procedure di sicurezza. Stoccaggi su aree impermeabilizzate. Reagenti stoccati in serbatoi con bacino di contenimento. Dotazione del personale di opportuni dispositivi di protezione personale. Idoneo Piano di manutenzione.	8	1	B



6. VALUTAZIONE DI CONFORMITÀ ALLE BAT

L'analisi dell'applicazione delle BAT è stata effettuata sulla base della documentazione presentata dal gestore ed in particolare, della scheda D e relativi allegati con specifico riferimento alla modulistica AIA di cui al D.M. 0000311 del 10/10/2019, integrata con gli aggiornamenti e le precisazioni di cui alla nota PG-A2A-AEF-0165841-U del 27/07/2023, acquisita al CIPPC.REG UFF.I.0001183.28-07-2023 con i relativi allegati.

La verifica di conformità con i criteri IPPC viene effettuata attraverso il confronto con quanto indicato nella Decisione di Esecuzione (UE) 2021/2326 della Commissione che stabilisce le *Conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT) a norma della direttiva 2010/75/UE del Parlamento e del Consiglio, per i grandi impianti di combustione* (il gestore ha formulato il quadro D.1 e il quadro D.2 in riferimento alla Decisione di Esecuzione (UE) 2017/1442).

Di seguito in tabella, il quadro riepilogativo della documentazione fornita dal gestore per la scheda D e relativi allegati.

Quadro/ allegato	Descrizione	Verifica
D.1	BAT applicate all'installazione per la proposta impiantistica oggetto di riesame	presentata
D.2	Descrizione sintetica delle BAT alternative prese in considerazione e non applicate per la proposta impiantistica oggetto di riesame	presentata
D.4	Accettabilità della proposta impiantistica e criteri di soddisfazione	presentata
D.5	Relazione tecnica su dati meteo climatici	presentato
D.6	Identificazione e quantificazione degli effetti delle emissioni in aria e confronto con SQA per la proposta impiantistica per la quale si richiede l'autorizzazione	presentato
D.7	Identificazione e quantificazione degli effetti delle emissioni in acqua e confronto con SQA per la proposta impiantistica per la quale si richiede l'autorizzazione.	presentato
D.8	Identificazione e quantificazione del rumore e confronto con valore minimo accettabile per la proposta impiantistica per la quale si richiede l'autorizzazione.	presentato
D.9	Riduzione, recupero ed eliminazione dei rifiuti e verifica di accettabilità	presentato
D.10	Analisi energetica per la proposta impiantistica per la quale si richiede l'autorizzazione	presentato
D.11	Analisi di rischio per la proposta impiantistica per la quale si richiede l'autorizzazione	presentato
D.12	Ulteriori identificazioni degli effetti ed analisi degli effetti cross-media per la proposta impiantistica per la quale si richiede l'autorizzazione	non presentato
D.13	Relazione tecnica su analisi opzioni alternative in termini di emissione e consumi	non presentato
D.14	Relazione tecnica su analisi opzioni alternative in termini di effetti ambientali	non presentato
D.15	Relazione contenente le analisi costi-benefici per tutti i casi di cui alla scheda D.1.2 per i quali il gestore chiede l'applicazione di deroghe di cui all'allegato XII-bis alla parte seconda del D.Lgs. 152/06.	non presentato



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2AEnergiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

Quadro/ allegato	Descrizione	Verifica
D.21	Descrizione del SGA con specifico riferimento alla relativa BAT riportata nelle pertinenti <i>BAT Conclusions</i> ove presente	non presentato
D.22	Altro	presentato

L'applicazione delle BAT e i correlati effetti ambientali riassunti ai quadri D.1.1 e D.1.2, sono stati ulteriormente descritti nell'Allegato D.22.

6.1. BAT generali

Si riporta di seguito una sintesi in formato tabellare di quanto dichiarato dal Gestore nelle schede di domanda di AIA relative all'adozione delle BAT, integrata con gli aggiornamenti e le precisazioni di cui alla nota PG-A2A-AEF-0165841-U del 27/07/2023, acquisita al prot.CIPPC.REG UFF.I.0001183.28-07-2023 e relativi allegati.

I contenuti delle colonne “Tecnologia adottata dal Gestore” e “Applicazione BAT” riportano quanto dichiarato dal Gestore nelle schede D.1.1 e D.22

La verifica con le BAT è stata effettuata dal Gestore considerando sia l'assetto in ciclo combinato (CCGT) sia l'assetto in ciclo aperto (OCGT).

Tabella 26. Confronto con le BAT generali (BATc 2021/2326 LCP)

Rif BATC/ BREF	Descrizione tecnologia	BAT AELs	Tecnologia dichiarata dal Gestore	Applicazione BAT dichiarata dal Gestore	Note GI
2021/ 2326 LCP SGA	BAT 1 Istituire e applicare un sistema di gestione ambientale avente tutte le seguenti caratteristiche: Punti: i ÷ xvi		la Centrale A2A Energiefuture di San Filippo del Mela è già oggi dotata di un Sistema di Gestione Ambientale (SGA) strutturato secondo i requisiti della norma UNI EN ISO 14001 e certificata EMAS, che risponde alle caratteristiche elencate nella BAT. Il Gestore dichiara l'applicazione di tutti i punti i ÷ xvi, fornendo l'indicazione delle specifiche linee guida emesse sia a livello di Gruppo A2A che di procedure di società (Energiefuture Centrale s.F.del Mela).	Applicata	Sulla base di quanto documentato dal Gestore, si ritiene che la BAT sia APPLICATA
2021/ 2326 LCP Monitoraggio	BAT 2 Determinare il rendimento elettrico netto e/o il consumo totale netto di combustibile e/o l'efficienza meccanica netta delle unità di combustione mediante l'esecuzione di una prova di prestazione a pieno carico, secondo le norme EN		Nella Centrale di San Filippo del Mela, una volta installati i nuovi impianti, dopo la messa in servizio degli stessi, saranno effettuati i performance test, in accordo alle norme applicabili, in modo da verificare il rendimento elettrico netto.	Applicata	Vedi prescr. N. 5 e 6



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2AEnergiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

Rif BATC/BREF	Descrizione tecnologia	BAT AELs	Tecnologia dichiarata dal Gestore	Applicazione BAT dichiarata dal Gestore	Note GI
2021/ 2326 LCP Monitoraggio	BAT 3 Monitorare i principali parametri di processo relativi alle emissioni in atmosfera e nell'acqua.		I camini E1n relativo al ciclo combinato ed E2n di by-pass (OCGT) saranno dotati di un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME) che monitorerà oltre ai principali parametri quali temperatura di uscita dei fumi, pressione, % di ossigeno, % di vapore acqueo, portata dei fumi, concentrazioni di ossidi di azoto (NOx), monossido di carbonio (CO). Per il camino E1n associato al ciclo combinato è previsto il monitoraggio in continuo anche dell'ammoniaca (NH ₃). Per la parte relativa al monitoraggio degli effluenti liquidi derivanti dal trattamento fumi si evidenzia che la BAT non è applicabile in quanto l'installazione in progetto sarà dotata di sistemi di trattamento non ad umido (SCR).	Applicata	Sulla base di quanto documentato dal Gestore, si ritiene che la BAT potrà essere APPLICATA
2021/ 2326 LCP Monitoraggio	BAT 4 Monitorare le emissioni in atmosfera almeno alla frequenza indicata e in conformità con le norme EN. Frequenza minima di monitoraggio: in continuo per NH ₃ , NOx, CO; Annuale: SO ₃		Il Gestore specifica che i camini E1n relativo al ciclo combinato ed E2n di by-pass (OCGT) saranno dotati di un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME) conforme alla Norma UNI EN 14181 (Assicurazione della qualità di sistemi di misurazione automatici) che misurerà in continuo le concentrazioni di O ₂ , NOx, CO contenute nei fumi. Come già indicato alla BAT 3, lo SME del camino E1n (CCGT) monitorerà in continuo anche l'NH ₃ . Annualmente verrà effettuato il monitoraggio dell'SO ₃	Applicata	Sulla base di quanto documentato dal Gestore, si ritiene che la BAT potrà essere APPLICATA
1442 2017 LCP	BAT 5 Monitorare le emissioni in acqua derivanti dal trattamento degli effluenti gassosi almeno alla frequenza indicata e in conformità con le norme EN.		Il Gestore dichiara nella scheda D.1.1 e D.22 la non applicazione della BAT 5.	Non Applicabile L'impianto non genera emissioni in acqua derivanti dal trattamento degli effluenti gassosi.	BAT APPLICABILE non



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2AEnergiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

Rif BATC/ BREF	Descrizione tecnologia	BAT AELs	Tecnologia dichiarata dal Gestore	Applicazione BAT dichiarata dal Gestore	Note GI
2021/ 2326 LCP Prestazioni ambientali generali e di combustione	BAT 6 Ottimizzare la combustione e fare uso di un'adeguata combinazione delle tecniche indicate: 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		<p>La nuova turbina a gas avrà un moderno sistema di combustione dotato di un sistema di controllo avanzato che garantisce una combustione ottimizzata e di conseguenza, la minimizzazione delle emissioni di CO e incombusti. Il gestore indica che la centrale impiegherà le seguenti tecniche:</p> <p>b. il sistema di combustione è soggetto a regolare manutenzione;</p> <p>c. il sistema di combustione è dotato di sistema di controllo avanzato, che garantisce una combustione ottimizzata e di conseguenza la minimizzazione delle emissioni di CO e incombusti;</p> <p>d. le apparecchiature di combustione sono state progettate in modo ottimale.</p> <p>e. la Centrale nell'assetto di progetto utilizzerà esclusivamente gas naturale, oppure gas naturale in blending con idrogeno.</p> <p>Le tecniche utilizzate per ridurre CO e HC sono le seguenti: -Migliorare l'atomizzazione del combustibile per ottenere maggiore omogeneità e velocità di reazione - Aumentare il tempo di residenza nella zona primaria - Riduzione dell'aria di raffreddamento specie nella zona primaria - Spillare aria dal compressore a carico parziale in modo da aumentare il rapporto aria combustibile (e quindi la temperatura T che permette l'ossidazione) in zona primaria -Distribuzione opportuna del combustibile tra i vari iniettori, bloccandone alcuni in modo da incrementare le prestazioni degli altri (maggiore Δp, maggiore atomizzazione) in condizioni di carico parziale. Il sistema di controllo automatico del turbogas è programmato per regolare la combustione intervenendo sulle portate di aria e combustibile nei diversi stadi della combustione per mantenere la massima efficienza del ciclo e contemporaneamente riducendo al minimo le emissioni inquinanti.</p>	Applicata	Sulla base di quanto documentato dal Gestore, si ritiene che la BAT potrà essere APPLICATA



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2A Energiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

Rif BATC/ BREF	Descrizione tecnologia	BAT AELs	Tecnologia dichiarata dal Gestore	Applicazione BAT dichiarata dal Gestore	Note GI
2021/ 2326 LCP Prestazioni ambientali generali e di combustione	BAT 7 Riduzione delle emissioni di ammoniaca in atmosfera dovute alla riduzione catalitica selettiva (SCR) ottimizzando la configurazione e/o il funzionamento dell'SCR.	NH₃ < 3-10 mg/Nm³ calcolato come media annuale o media del periodo di campionamento	Configurazione CCGT Il nuovo ciclo combinato sarà dotato di catalizzatore selettivo (SCR) per la riduzione degli ossidi di azoto. Il valore medio giornaliero di concentrazione garantito di NH ₃ in caso di esercizio della CTE in ciclo combinato è di 5 mg/Nm ³ (fumi secchi, 15% O ₂), che rientra nel range indicato dalle BAT come media annua. Configurazione OCGT In caso di esercizio in ciclo aperto, la CTE non sarà dotata di un sistema SCR né di un sistema SNCR per l'abbattimento di NOx.	Applicata, BAT AEL raggiunti	Sulla base di quanto documentato dal Gestore, si ritiene che la BAT potrà essere APPLICATA
2021/ 2326 LCP Prestazioni ambientali generali e di combustione	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.		I bruciatori dry Low NOx della nuova TG e il sistema SCR per il ciclo combinato sono progettati secondo i migliori standard di ingegneria e saranno eserciti e mantenuti in modo da garantirne la loro piena efficienza di funzionamento.	Applicata	Sulla base di quanto documentato dal Gestore, si ritiene che la BAT potrà essere APPLICATA
2021/ 2326 LCP Prestazioni ambientali generali e di combustione	BAT 9 Inclusione nei programmi di garanzia QA/QC adottati nel SGA (BAT 1) di pratiche di caratterizzazione iniziale dei combustibili, prove periodiche della qualità del combustibile e adeguamenti delle condizioni operative dell'impianto. La caratterizzazione iniziale e le prove periodiche del combustibile possono essere eseguite dal gestore e/o dal fornitore del combustibile. Se eseguite dal fornitore, i risultati		La Centrale sarà alimentata con gas naturale prelevato dalla rete nazionale di trasporto del gas metano (SNAM rete Gas), che garantisce controlli regolari della qualità del combustibile. Le prove sul combustibile saranno eseguite dal fornitore che ne garantisce la qualità e ne fornisce i bollettini di analisi mensile.	Applicata	Sulla base di quanto documentato dal Gestore, si ritiene che la BAT potrà essere APPLICATA



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2AEnergiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

Rif BATC/ BREF	Descrizione tecnologia	BAT AELs	Tecnologia dichiarata dal Gestore	Applicazione BAT dichiarata dal Gestore	Note GI
	completi sono forniti al gestore sotto forma di specifica di prodotto (combustibile) e/o di garanzia del fornitore. Per il gas naturale le sostanze/ parametri sottoposti a caratterizzazione sono: Potere Calorifico Inferiore, CH ₄ , C ₂ H ₆ , C ₃ , C ₄ , CO ₂ , N ₂ , indice di Wobbe.				
2021/ 2326 LCP Prestazioni ambientali generali e di combustione	BAT 10 Riduzione delle emissioni in atmosfera e/o nell'acqua attraverso l'elaborazione e attuazione di un Piano di Gestione nell'ambito del SGA commisurato alla rilevanza dei potenziali rilasci durante condizioni di esercizio diverse da quelle normali		-Le emissioni gassose e gli scarichi idrici saranno gestiti e monitorati in conformità alle prescrizioni AIA; -Saranno adottati tutti i presidi impiantistici e saranno implementate procedure gestionali per rendere trascurabile il rischio di inquinamento del suolo; -Condizioni di non normale funzionamento saranno trattate in accordo alle prescrizioni AIA.	Applicata	APPLICATA: Il piano di gestione dei rilasci idrici in condizioni estreme è stato presentato nell'ambito del procedimento ID 96/11253
2021/ 2326 LCP Prestazioni ambientali generali e di combustione	BAT 11 Monitorare adeguatamente le emissioni atmosferiche e nell'acqua dell'impianto in condizioni di esercizio diverse da quelle normali.		I camini E1n relativo al ciclo combinato ed E2n di by-pass (OCGT) saranno dotati di un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni gassose (SME). Le emissioni gassose, durante i transitori di avvio e fermata, verranno registrate in conformità alle prescrizioni AIA. Anche gli scarichi idrici saranno monitorati secondo le prescrizioni AIA.		Sulla base di quanto documentato dal Gestore, si ritiene che la BAT potrà essere APPLICATA
2021/ 2326 LCP Efficienza energetica	BAT 12 Applicare una combinazione adeguata di tecnologie al fine di aumentare l'efficienza energetica delle unità di combustione in funzione ≥ 1500 ore/anno		Configurazione CCGT a. Ottimizzazione della combustione; b. Ottimizzazione delle condizioni del fluido di lavoro c. Ottimizzazione del ciclo del vapore; d. Riduzione al minimo del consumo di energia e. Preriscaldamento dell'aria di combustione; f. Preriscaldamento del	Applicata	Sulla base di quanto documentato dal Gestore, si ritiene che la BAT potrà essere APPLICATA



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2AEnergiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

Rif BATC/ BREF	Descrizione tecnologia	BAT AELs	Tecnologia dichiarata dal Gestore	Applicazione BAT dichiarata dal Gestore	Note GI
			combustibile; g. Sistema di controllo avanzato; h. Preriscaldamento dell'acqua per mezzo del calore recuperato; q. Materiali avanzati Il rendimento netto in ciclo combinato sarà pari a 62,3%, superiore all'upper limit del range di efficienza indicato nella Tabella 23 relativa alla BAT 40 per i nuovi Cicli Combinati. Configurazione OCGT Rispetto alle tecniche sopra elencate in caso di assetto OCGT non sono applicate le tecniche c) ed f).		
2021/ 2326 LCP Consumo d'acqua ed emissioni nell'acqua	BAT 13 Applicazione di tecnologie finalizzate alla riduzione del consumo di acqua.		Anche nell'assetto futuro, per minimizzare il consumo di acqua, le acque trattate in uscita dall'impianto di trattamento acque oleose – ITAO (acque oleose e acque biologiche in uscita dall'Impianto Trattamento Acque Biologiche – ITAB) saranno recuperate e inviate all'impianto IREO per la produzione di acqua industriale a bassa salinità. Continuerà inoltre ad essere recuperata, ai fini della produzione dell'acqua DEMI, l'acqua in uscita dall'impianto di trattamento acque di falda (ITAF).	Applicata	Sulla base di quanto documentato dal Gestore, si ritiene che la BAT potrà essere APPLICATA
2021/ 2326 LCP Consumo d'acqua ed emissioni nell'acqua	BAT 14 Prevenzione della contaminazione tra acque reflue di diversa origine e/o natura mediante separazione dei flussi di acque reflue e trattamento separato in funzione degli inquinanti.		All'interno della Centrale sono presenti tre distinte reti di raccolta fognarie, in modo da mantenere distinte le acque acide, dalle acque nere e da quelle bianche/oleose per essere poi inviate alla idonea sezione di trattamento dell'Impianto Trattamento Acque ITAR. Nell'assetto futuro sarà mantenuta la stessa filosofia di gestione delle acque, adeguando le reti nelle aree del nuovo impianto.	Applicata	Sulla base di quanto documentato dal Gestore, si ritiene che la BAT potrà essere APPLICATA



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2A Energiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

Rif BATC/ BREF	Descrizione tecnologia	BAT AELs	Tecnologia dichiarata dal Gestore	Applicazione BAT dichiarata dal Gestore	Note GI
2021/ 2326 LCP Consumo d'acqua ed emissioni nell'acqua	BAT 15 Ridurre l'emissione in acqua di acque reflue provenienti dal trattamento degli effluenti gassosi attraverso l'utilizzo di una combinazione adeguata delle tecniche indicate e l'utilizzo di tecniche secondarie il più vicino possibile alla sorgente per evitare la diluizione.		L'impianto non genera emissioni in acqua derivanti dal trattamento degli effluenti gassosi	Non Applicabile	Sulla base di quanto documentato dal Gestore, si ritiene la BAT non APPLICATBILE
2021/ 2326 LCP Gestione dei rifiuti	BAT 16 Riduzione della quantità di rifiuti da smaltire risultanti dalla combustione e dalle tecniche di abbattimento secondo la logica del ciclo di vita ottimizzando in ordine di priorità: a) la prevenzione dei rifiuti; b) la preparazione dei rifiuti per il loro riutilizzo; c) il riciclaggio; d) il recupero di materia e/o energia dai rifiuti		La combustione di gas naturale non produce ceneri di combustione. Inoltre, non saranno presenti sistemi di trattamento fumi che generano rifiuti di processo. I rifiuti derivanti da attività di manutenzione saranno inviati a recupero e, in subordine, a smaltimento.	Non applicabile	Sulla base di quanto documentato dal Gestore, si ritiene la BAT non APPLICATBILE
2021/ 2326 LCP Emissioni Rumore	BAT 17 Applicazione di una combinazione adeguata di tecnologie al fine di ridurre le emissioni sonore. a. Misure operative, b. Apparecchiature a bassa rumorosità, c. Attenuazione del rumore, d. Dispositivi anti rumore, e. Localizzazione adeguata delle apparecchiature e degli edifici.		Il layout è stato studiato al fine di posizionare, per quanto possibile, le sorgenti sonore più rumorose nella parte interna dell'area disponibile di Centrale, in modo da massimizzare la distanza rispetto ai ricettori esterni. Gli interventi previsti dalla configurazione futura della CTE sono inoltre progettati in modo da rispettare le vigenti normative in tema di emissioni acustiche, prevedendo in particolare: • protezioni anti-rumore per i trasformatori (muri di contenimento); • silenziatori nel sistema di aspirazione aria del compressore TG; • impiego di materiali termo-fonoassorbenti, di opportuno	Applicata	Sulla base di quanto documentato dal Gestore, si ritiene che la BAT potrà essere APPLICATA



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2AEnergiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

Rif BATC/ BREF	Descrizione tecnologia	BAT AELs	Tecnologia dichiarata dal Gestore	Applicazione BAT dichiarata dal Gestore	Note GI
			spessore, lungo il percorso fumi dal TG al GVR; • silenziatore nel camino di scarico del GVR e nel camino di by- pass; • cappa acustica per le pompe alimento del GVR; • silenziatori su tutti gli scarichi in atmosfera utilizzati in avvia- mento o in esercizio (non sono silenziate le valvole di sicurezza a molla in quanto il loro intervento ha carattere di eccezionalità e brevissima durata); • cabinato antirumore per TG, generatore e ausiliari di macchina.		

6.2. BAT applicate al singolo processo

Si riporta di seguito una sintesi in formato tabellare di quanto dichiarato dal Gestore nelle schede di domanda di AIA relative all'adozione delle BAT.

I contenuti delle colonne “Tecnologia adottata dal Gestore” e “Applicazione BAT” riportano quanto dichiarato dal Gestore nelle schede D.1.2 e D.22.

Tabella 27. Confronto con le BAT applicate al singolo processo (BATc 2021/2326 LCP)

Rif BATC/ BREF	Descrizione tecnologia BAT	BAT AEELS BAT AELs	Tecnologia adottata dal Gestore	Applicazione BAT	NOTE GI
2021/ 2326 LCP Efficienza energetica	BAT 40 Al fine di aumentare l'efficienza della combustione di gas naturale, la BAT consiste nell'utilizzare una combinazione adeguata delle tecniche indicate nella BAT 12 e di seguito.	Rendimento elettrico netto (%) (nuova unità)	<u>Configurazione CCGT</u> Il ciclo combinato (CCGT) rappresenta la tecnologia attualmente disponibile sul mercato per produrre energia elettrica con il più alto rendimento energetico.	Applicata	Sulla base di quanto documentato dal Gestore, si ritiene che la BAT potrà essere APPLICATA e raggiunti i livelli di efficienza energetica richiesti.
	(a) Ciclo combinato. <i>Tabella 23</i> Livelli di efficienza energetica associati alla BAT (BAT-AEEL) per la combustione di gas naturale.	Turbina a gas a ciclo aperto, (OCGT) ≥ 50 MWth <u>36 - 41,5</u> Turbina a gas a ciclo combinato (CCGT) ≥ 600 MWth <u>57 - 60,5</u>	Il rendimento netto in ciclo combinato sarà pari a 62,3%, superiore all'upper limit del range di efficienza indicato nella Tabella 23 relativa alla BAT 40 per i nuovi Cicli Combinati. <u>Configurazione OCGT</u> Il rendimento netto in ciclo aperto sarà pari a 41,9%, superiore all'upper limit del range di efficienza indicato nella Tabella 23 relativa alla BAT 40 per le nuove TG in Ciclo Aperto.		



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2AEnergiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

Rif BATC/ BREF	Descrizione tecnologia BAT	BAT AEELs BAT AELs	Tecnologia adottata dal Gestore	Applicazione BAT	NOTE GI
2021/ 2326 LCP Emissioni in atmosfera di NO _x , CO, NMVOC e CH ₄	BAT 42 Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di NO _x in atmosfera risultanti dalla combustione di gas naturale nelle turbine a gas, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito. a. Sistema di controllo avanzato; b. Aggiunta di acqua/vapore; c. Bruciatori a bassa emissione di NO _x a secco (DLN); d. Modi di progettazione a basso carico; e. Bruciatori a basse emissioni di NO _x (LNB); f. Riduzione catalitica selettiva (SCR).	NO_x CCGT ¹ (nuove CCGT), MWth ≥ 50 Media annua: BAT-AEL (mg/Nm ³) 10-30 per rendimento pari a 62,3%: 10-33.9 mg/Nm ³ Media giornaliera: BAT-AEL(mg/Nm ³) 15-40 per rendimento pari a 62,3%: 15-45.3 mg/Nm ³ OCGT (nuove OCGT), MWth ≥ 50 Media annua: BAT-AEL (mg/Nm ³) 15-35 (per rendimento pari a 41.9%: 10-37.6 mg/Nm ³) Media giornaliera: BAT-AEL (mg/Nm ³) 25-50 (per rendimento pari a 41.9%: 25-53.71mg/Nm ³)	<u>Configurazione CCGT</u> Per l'abbattimento degli NO _x verranno utilizzate le seguenti tecniche tra quelle elencate nelle BAT: (a) sistema di controllo avanzato; (c) bruciatori a basse emissioni di NO _x a secco (DLN); (f) riduzione catalitica selettiva (SCR). Valore giornaliero al camino garantito: 10 mg/Nm ³ <u>Configurazione OCGT</u> Per l'abbattimento degli NO _x verranno utilizzate le seguenti tecniche tra quelle elencate nelle BAT: (a) sistema di controllo avanzato; (c) bruciatori a basse emissioni di NO _x a secco (DLN). Valore giornaliero al camino garantito: 30 mg/Nm ³	Applicata	Sulla base di quanto documentato dal Gestore, si ritiene che la BAT potrà essere APPLICATA e raggiunti i livelli di emissione NO _x richiesti.
2021/ 2326 LCP Emissioni in atmosfera di NO _x , CO, NMVOC e CH ₄	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.	Livelli indicativi CO medi annui (mg/Nm³) OCGT (nuove OCGT), MWth ≥ 50 <5-40 mg/Nm ³ per rendimento pari a 41.9%: <5-42.97mg/Nm ³ CCGT (nuove CCGT), MWth ≥ 50 <5-30 mg/Nm ³ per rendimento pari a 62.3%: <5-33.98mg/Nm ³ Nel caso di una turbina a gas dotata di bruciatori DLN, questi livelli indicativi corrispondono ai periodi di effettivo funzionamento dei DLN.	Sia in caso di CCGT che di OCGT sarà garantita una concentrazione media giornaliera di CO al camino pari a 30 mg/Nm ³ , in linea con i valori indicati nell'intervallo, previsti come media annua.	Applicata	Sulla base di quanto documentato dal Gestore, si ritiene che la BAT potrà essere APPLICATA e raggiunti i livelli di emissione CO richiesti



7. PRESCRIZIONI

Il Gruppo Istruttore della Commissione AIA-IPPC sulla base dei seguenti elementi, che assumono valore prescrittivo:

- ✓ dichiarazioni fatte e impegni assunti dal Gestore con la compilazione e la sottoscrizione della domanda, della modulistica e dei relativi allegati;
- ✓ ulteriori informazioni a integrazione di quelle già ricevute per mezzo della domanda, della modulistica e degli allegati, nonché dei chiarimenti e delle ulteriori informazioni fornite dal medesimo Gestore in occasione dell'incontro con il G.I.;
- ✓ delle risultanze emerse nella fase istruttoria del procedimento;

motiva le proprie scelte prescrittive basandosi sull'opportunità di correlare l'esercizio dell'installazione all'evoluzione del progresso tecnologico, in modo tale da garantire i più elevati livelli di protezione dell'ambiente in relazione all'applicazione delle migliori tecnologie disponibili, in un'ottica di continuo miglioramento.

Tenuto conto che:

l'impianto di che trattasi è ubicato in una area già identificata come "Area ad elevato rischio di crisi ambientale" come da D.A. n. 50/GAB del 04/09/02 della R. Sicilia, e in un "Sito di interesse nazionale per le Bonifiche" (D.M. Ambiente 11/07/06), e tenendo doverosamente conto delle esigenze ribadite da parte degli Enti Locali nel corso dell'istruttoria, di salvaguardia della salute pubblica e della necessità di ridurre la già elevata pressione sull'ambiente esercitata dalle attività industriali presenti nell'area di interesse;

Tenuto conto che la modifica presentata permetterà di:

- convertire una Centrale termoelettrica autorizzata alla combustione di olio combustibile in una alimentata a gas naturale avente una minor potenza termica di combustione (1.369 MWt del ciclo aperto contro gli attuali 2.430 MWt dei gruppi a olio combustibile denso);
- mantenere sostanzialmente invariata la capacità di produzione elettrica netta della Centrale, pari a circa 843 MWe a fronte degli attuali circa 866 MWe;
- ottenere un miglioramento sostanziale dell'efficienza energetica della CTE, raggiungendo un rendimento elettrico netto del 62,3% del ciclo combinato (41,9% del ciclo aperto), rispetto all'attuale 35,6%;
- conseguire una significativa riduzione delle emissioni massiche e delle ricadute di Ossidi di Azoto (NOx);
- ridurre praticamente a zero le emissioni in atmosfera degli inquinanti tipici della combustione a olio combustibile quali polveri, ossidi di zolfo (SOx), metalli, IPA e sostanze organiche volatili;
- ridurre le emissioni di CO₂ per unità di energia elettrica prodotta, grazie alla maggiore efficienza e alla diminuzione della potenza termica installata.

Tenuto conto, per contro,

- che il nuovo impianto, se esercito come CCGT alla max capacità produttiva e senza interruzioni per un intero anno, potrebbe comportare un consistente aumento delle emissioni annue di CO rispetto alle attuali, ed anche un aumento di quelle di NH₃; considerando peraltro che le simulazioni modellistiche mostrano che tali aumenti non modificherebbero in modo sensibile



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2AEnergiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

lo stato attuale della qualità dell'aria, in quanto le concentrazioni al suolo rimarrebbero sempre largamente al di sotto dei limiti di legge (rispettivamente di 2 ordini di grandezza per il CO e di 3 ordini per NH₃).

- della esigenza, comunque, di limitare ulteriori aumenti di emissioni, pur contenute, in un'area in cui coesistono altre rilevanti fonti di inquinamenti di origine industriale - esigenza emersa anche in sede di istruttoria per la Valutazione di Impatto Ambientale.

il GI ritiene che il progetto di modifica, consistente nella realizzazione di un turbogas con ciclo combinato, e contestuale dismissione di tutti gli esistenti gruppi termoelettrici alimentati ad OCD, **sia accoglibile nel rispetto delle prescrizioni, aggiuntive o sostitutive rispetto a quanto già presente nel DM 183 del 19/05/2021, di seguito riportate.**

Il Gestore è tenuto comunque al rispetto di quanto previsto dal D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., e delle pertinenti *BATConclusions* di cui alla DECISIONE DI ESECUZIONE (UE) 2021/2326 della Commissione del 30 novembre 2021

Quanto sopra, fatti salvi gli esiti delle eventuali valutazioni delle Autorità sanitarie, nazionali e locali, circa l'impatto sanitario sulla popolazione derivante dalle attività industriali nell'area, le cui risultanze potranno, a giudizio dell'Autorità Competente, costituire presupposto per il riesame del procedimento autorizzativo, ai sensi dell'art 29-octies - punto 4 - del D.Lgs 152/2006 e s.m.i..

7.1. Prescrizioni per le fasi di costruzione e di “commissioning” del nuovo impianto:

Emissioni convogliate

- (1) A valle della messa fuori servizio del gruppo SF5, potranno continuare ad essere eserciti i gruppi SFI, SF2, SF6 e la caldaia ausiliaria, rispettando i limiti di emissione (per i macroinquinanti e microinquinanti) già previsti dal decreto AIA n. 183 del 19/05/2021 (presr. nn. 15,16, 18, 19, 20, 21, 22).

Coerentemente con quanto prescritto nella prescrizione n. 17 dell'AIA, tale regime di esercizio è consentito sino alla data del 04/06/2028: ove entro tale data non sia stato completato, e messo in esercizio, il nuovo impianto alimentato a gas, viene confermato quanto prescritto nella citata prescrizione n. 17, in tema di obbligo di conseguimento di “*prestazioni ambientali coerenti con i limiti inferiori dei range BAT-AEL*”.

- (2) Nella fase di “*commissioning*” durante la quale si potrebbe verificare il funzionamento contemporaneo dei gruppi alimentati ad OCD e del nuovo turbogas, il Gestore dovrà documentare il non superamento della potenzialità autorizzata (2430 MWt / 960 MWe): allo scopo dovrà essere prodotto un report da sottoporre alla Autorità di Controllo.



7.2. Prescrizioni per l'esercizio del nuovo impianto

- (3) La messa in esercizio del nuovo impianto turbogas è subordinata alla fermata di tutte le unità esistenti alimentate ad OCD.
- (4) Entro 1 mese dalla entrata in esercizio del nuovo impianto, il Gestore dovrà comunicare alla Autorità di controllo, i valori di minimo tecnico di funzionamento del turbogas (in modalità OCGT e CCGT).
- (5) In applicazione della BAT 40 - tab. 23 - della D.E. 2021/2326 del 30 novembre 2021, il Gestore deve garantire un rendimento elettrico netto di riferimento almeno del 39% nel funzionamento OCGT e del 59% nel funzionamento CCGT dell'impianto turbogas, (determinato con prova a pieno carico con le modalità della BAT 2 - D.E. 2021/2326/UE). Si prescrive la determinazione del rendimento elettrico netto di riferimento entro due mesi dalla messa in esercizio del nuovo impianto, con notifica alla Autorità Competente della metodologia applicata e del risultato ottenuto; la rideterminazione del rendimento elettrico netto di riferimento dovrà essere comunque ripetuta dopo ogni modifica che potrebbe incidere in modo significativo sullo stesso.
- (6) Il Gestore deve porre adeguata attenzione agli aspetti di "efficienza energetica", anche mediante specifici "audit energetici", condotti secondo procedure previste dal Sistema di Gestione Ambientale e in conformità a quanto previsto nel PMC, con frequenza almeno quadriennale: inoltre, al fine di verificare il rispetto delle suddette prestazioni, si prescrive la valutazione del rendimento elettrico netto effettivo (nelle effettive condizioni di esercizio adottate) mediato su un intervallo massimo annuale, e la relativa trasmissione alla Autorità Competente nell'ambito della relazione annuale di esercizio.
- (7) Contestualmente alla messa in esercizio dell'impianto turbogas, il Gestore dovrà presentare alla Autorità Competente, un aggiornamento del piano temporale per la demolizione delle parti di impianto non funzionali ai progetti in fase di sviluppo e per la riqualificazione delle aree dismesse.
- (8) Il piano per la messa fuori esercizio, per la bonifica e per la demolizione dei serbatoi di stoccaggio idrocarburi liquidi, dovrà essere almeno conforme, o migliorativo, rispetto a quanto comunicato dal Gestore con nota AEF-1102-P n. 876 del 14/12/2021 e riportato al punto 4.2 b del PIC del procedimento ID 96/11253 trasmesso con nota MiTE 0009407.27-01-2022.
- (9) Il Gestore è autorizzato all'utilizzo delle seguenti tipologie di combustibili:

GAS NATURALE	• Come combustibile per la turbina a gas
GASOLIO S< 0.1%	• Per alimentare la caldaia ausiliaria • per alimentare i diesel del gruppo elettrogeno di emergenza • per alimentare le motopompe antincendio.

Nel Rapporto annuale di esercizio il Gestore dovrà indicare le quantità di combustibile consumate nell'anno.

I combustibili utilizzati, in applicazione della BAT 9 della DE 2021/2326, dovranno essere caratterizzati e verificati, a cura del Gestore, con analisi di laboratorio almeno semestrali, oppure in alternativa a cura del Fornitore (tramite verbali di composizione mensili per il gas o schede di sicurezza su ciascuna fornitura di gasolio), con prove rispetto ai seguenti parametri:

- gas naturale: PCI, CH₄, C₂H₆, C₃, C₄+, CO₂, N₂, indice di Wobbe
- gasolio: ceneri, N, C, S



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2A Energiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

- (10) Oltre alle materie prime, necessarie alla gestione ed esercizio dell'impianto, già autorizzate con il DM 183 del 19/05/2021, sono autorizzate le seguenti sostanze:

Denominazione	Consumo annuo stimato alla M.C.P.
Inibitore di corrosione	5 t
Fosfati coordinati	10 t
Detergente lavaggio TG	3 t

7.2.1. Emissioni in atmosfera convogliate

- (11) La Centrale, nella configurazione con il nuovo impianto turbogas a ciclo combinato, presenterà esclusivamente i seguenti punti di emissione in atmosfera:

Sigla/camino	Georeferenziazione UTM33N WGS	Altezza (m)	Sezione (m ²)	servizio	Potenza termica MWt	Portata (dry - 15% O ₂) M.C.P. Nm ³ /h	SME
E1n (CCGT)	524.815E 4.228.328N	60	50.2	Funzionamento in ciclo combinato	1.354	4.090.559	NO _x , CO, NH ₃ , %O ₂ , P, T, portata (anche da calcolo), %H ₂ O
E2n (OCGT)	524.806E 4.228.271N	60	63.6	Camino di by- pass funzionamento in ciclo aperto	1.369	4.090.559	NO _x , CO, %O ₂ , P, T, portata (anche da calcolo), %H ₂ O
E4	524.879 E 4.228.445 N	35	0.6	Caldaia ausiliaria	14.8	n.d.	-

In Centrale sono inoltre presenti altri punti di emissione convogliata in atmosfera non soggetti ad autorizzazione, ai sensi dell'Art. 272 comma 5 del D.Lgs.15/06 (n. 8 motopompe antincendio e un gruppo elettrogeno), due caldaie a GPL-fonti non rilevanti ai sensi art.272 comma 1 D.Lgs 152/06-, ed altri sfiati di tipo secondario, già citati del DM 183 del 19/05/2021.

- La caldaia ausiliaria, dotata del punto di emissione E4, potrà continuare ad essere esercita nel rispetto dei limiti di emissione già previsti dal decreto AIA n. 183 del 19/05/2021 (presr. n. 21).
- Per il nuovo impianto turbogas valgono le prescrizioni di cui ai seguenti punti.
- **Funzionamento in “ciclo aperto” (OCGT)**

- (12) Il funzionamento in “ciclo aperto” (OCGT) dell'impianto turbogas è consentito, in linea di principio, durante i transitori fino al raggiungimento del minimo tecnico del turbogas e, a pieno regime, limitatamente ai casi in cui l'impianto è chiamato ad assolvere alla funzione di impianto “peaker”, su richiesta dal gestore della rete. Comunque, il funzionamento al di sopra del minimo tecnico come OCGT viene consentito per un max di **1000 ore annuo**: il Gestore dovrà redigere un rapporto annuale attestante il rispetto di questa prescrizione. Ove il Gestore ritenga che tale limite annuo non possa essere rispettato, il Gestore dovrà prevedere, anche per il camino E2n, il trattamento dei fumi mediante SCR.



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2A Energiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

- (13) Al camino E2n dovranno essere rispettati i seguenti valori limiti di emissione, nei periodi di normale funzionamento (al di sopra del minimo tecnico), e con riferimento a fumi secchi ed O₂ = 15%

Camino di by-pass E2n: funzionamento in ciclo aperto					
parametro	DM 152/06 s.m.i. impianto nuovo media mensile (*) mg/Nm ³	DE 2021/2326 BAT 44: BAT – AEL Tab 24		VLE AIA (**)	
		m.annua mg/Nm ³	m.giorn. mg/Nm ³	Media nei periodi di funzionamento nell'arco di un mese mg/Nm ³	m.giorn mg/Nm ³
NO_x	30	15-35	25-50	25	30
CO	100	5-40 indicativo		25	30

(*) sono prescritti inoltre i limiti sui valori medi giornalieri e medi orari indicati alla parte 1 punto 5 dell'All. II alla parte V del D.Lgs 152/06 e s.m.i.
(**) Ai fini della verifica del rispetto dei VLE prescritti, per media giornaliera si intende la media, su un periodo di funzionamento continuo di 6 ÷ 24 ore, delle medie orarie valide misurate in continuo;

- Funzionamento in “ciclo combinato” (CCGT)

- (14) Al camino E1n dovranno essere rispettati i seguenti valori limiti di emissione, nei periodi di normale funzionamento (al di sopra del minimo tecnico), e con riferimento a fumi secchi ed O₂ = 15%

Camino ciclo combinato E1n					
parametro	DM 152/06 s.m.i. impianto nuovo media mensile (*) mg/Nm ³	DE 2021/2326 BAT 44: BAT – AEL Tab 24		VLE AIA (**)	
		m.annua mg/Nm ³	m.giorn. mg/Nm ³	m.annua mg/Nm ³	m.giorn mg/Nm ³
NO_x	30	10-30	15-40	10	10
CO	100	5-30 indicativo		25	30
NH₃		3-10 (BAT 7)		3	5

(*) sono prescritti inoltre i limiti sui valori medi giornalieri e medi orari indicati alla parte 1 punto 5 dell'All. II alla parte V del D.Lgs 152/06 e s.m.i.
(**) Ai fini della verifica del rispetto dei VLE prescritti, per media giornaliera si intende la media, su un periodo di funzionamento continuo di 6 ÷ 24 ore, delle medie orarie valide misurate in continuo; per media annuale, si intende la media, su un periodo di un anno, delle medie orarie valide misurate in continuo

- (15) Si prescrive il monitoraggio conoscitivo annuale ai camini E1n ed E2n, con registrazione dei risultati, dei parametri COT, aldeide formica, SO₂ e polveri PM₁₀ e PM_{2,5}.
- (16) Il monitoraggio delle emissioni ai camini E1n e E2n durante i periodi transitori (regime a potenza inferiore al minimo tecnico per avviamento/arresto/guasti o per eventuali periodi di stand-by) dovrà essere effettuato utilizzando gli SME, che dovranno quindi essere provvisti di strumentazione con adeguato range di misura; per ciascun transitorio dovranno essere misurati e registrati i valori delle portate dei fumi, delle concentrazioni degli NO_x, CO e (solo per E1n) della NH₃, con i flussi di massa degli inquinanti emessi nel singolo evento transitorio; il numero e tipo dei transitori con i relativi tempi di durata, unitamente a detti dati emissivi, dovranno



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2AEnergiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

essere oggetto di registrazione da inserire nelle relazioni trasmesse regolarmente all'Autorità di Controllo secondo le indicazioni riportate nel Piano di Monitoraggio e Controllo.

- (17) I sistemi di misurazione automatici devono essere scelti, calibrati e verificati in conformità alla norma UNI EN 14181. Essi devono essere sottoposti verifica mediante misurazioni parallele secondo i metodi di riferimento, almeno una volta all'anno.
- (18) A partire dalla data di messa in esercizio del nuovo impianto turbogas e si prescrive il rispetto del limite massimo delle **emissioni massiche annuali**, totali dai due camini E1n ed E2n, comprensive delle quantità emesse durante i transitori di avviamento ed arresto, dei seguenti inquinanti:

NO_x: 450 t

CO: 650 t

NH₃: 100 t.

- (19) Dopo il primo anno di esercizio della CTE post-modifica, e per i tre anni successivi, dovranno essere presentati, alle Autorità Competente e di Controllo, i dati emissivi risultanti dal SME, al fine di confrontarli con i dati utilizzati per la modellizzazione delle ricadute al suolo degli inquinanti esposta nello Studio Ambientale Preliminare, ed eventualmente aggiornarlo.

7.2.2. Emissioni in atmosfera di tipo non convogliato (diffuse e fuggitive)

- (20) Per prevenire o ridurre le emissioni non convogliate in atmosfera, si prescrive al Gestore il censimento e la caratterizzazione delle emissioni diffuse e fuggitive e la stima delle quantità emesse su base annua, comprensiva delle emissioni eventualmente generate in relazione ad interventi di manutenzione straordinaria e a situazioni di emergenza effettivamente occorse. Si prescrive inoltre l'adozione di un sistema di monitoraggio e quantificazione delle emissioni fuggitive (LDAR) di gas naturale.

I risultati di queste attività dovranno essere trasmessi all'Autorità Competente e di Controllo nell'ambito della relazione annuale, con le modalità indicate nel PMC.

- (21) A cura del Gestore, le centraline di monitoraggio della rete locale di rilevamento della qualità dell'aria di ARPA Sicilia dovranno essere integrate con sensori di misura del parametro "ammoniaca".

7.2.3. scarichi idrici ed emissioni in acqua

Dato che il progetto proposto non prevede variazioni ai punti di scarico già autorizzati, tenendo altresì conto che allo scarico I4 non saranno più convogliate acque risultanti da trattamento di effluenti gassosi (trattamenti non più presenti nel nuovo assetto produttivo della centrale) sono confermate le prescrizioni vigenti e presenti nel DM 183 del 19/05/2021 e nel PIC ID 96/11253 (§ 4.1 e 4.3) trasmesso con nota MiTE 0009407.27-01-2022, con l'eccezione, per lo scarico I4, della prescrizione dell'applicazione dei VLE derivanti dal dettato della BAT 15 (non più applicabile), che vengono sostituiti con i valori previsti dalla tab. 3 dell'Allegato 5 alla parte terza del D.Lgs 152/06.

Inoltre, si applica quanto previsto nella seguente prescr. (22).

Per maggiore chiarezza, di seguito si riporta la tabella relativa allo scarico I4 (vedi prescr. n. 25 del PIC allegato al riesame DM 183/2021) aggiornata come sopra descritto.



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2A Energiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

inquinanti	sostanza pericolosa	Dati storici 2017	tab3 All.5 parte III D.Lgs.152/06 smi		VLE AIA (mg/l)	Frequenza di monitoraggio
			continuo	discontinuo (mg/l)		
portata						continuo
temperatura	-		35 °C		35°	continuo
pH	-		5,5-9,5		5.5-9.5	continuo
Solidi sospesi totali	-	0.5		80	30	mensile
BOD ₅ (come O ₂)	-	35		40	40	mensile
TOC					33	mensile
COD (eventuale alternativa al TOC)	-	103		160	100	mensile
Oli e grassi	-	5		20	20	mensile
Azoto totale	-	16.2		20	20	mensile
Fluoruri (F ⁻)	-			6	6	mensile
Fosforo totale	-	0.3		10	10	mensile
solfori	-			1	1	mensile
Solfiti /SO ₃)	-			1	1	mensile
Azoto nitroso				0.6	0.6	mensile
Azoto nitrico (N)	-	16.7		20	20	mensile
Idrocarburi totali	-	0.0005		5	5	mensile
Cr totale	si	0.171		2	2	mensile
Fe	-	0.402		2	2	mensile
Ni	si	0.148		2	2	mensile
Hg	si	0.0003		0,005	0.005	mensile
Cd	si	0.003		0,02	0.02	mensile
Se	si	0.0005		0,03	0.03	mensile
As	si	0.0003		0,5	0.5	mensile
Mn	-	0.055		2	2	mensile
Sb	-	0.003		-	0.005	mensile
Cu	si	0.0005		0,1	0.1	mensile
Zn	si	0.45		0,5	0.5	mensile
Pb	si			0.2	0.2	mensile
Coliformi totali	-	600		conoscitivo	conoscitivo	mensile

- (22) In considerazione della necessità, evidenziata anche in sede di Verifica di Impatto Ambientale, di preservare, per quanto possibile, la qualità dei beni ambientali dell'area, ed in particolare dell'ambiente marino, in applicazione della D.E 902/2016 "CWW", si prescrive che le tabelle dei valori limite per lo scarico dei quattro punti di emissione presenti, siano aggiornate ed integrate come segue:



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2A Energiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

Scarichi finali I1, I2, I4, I5		
Parametro	VLE AIA (media annua) [mg/l]	Frequenza di monitoraggio da rilascio AIA
TSS (Solidi sospesi totali)	30	mensile
TOC (carbonio totale organico)	33	mensile
COD (domanda chimica ossigeno) (da verificare in eventuale alternativa al TOC)	100	Mensile

- (23) Il gestore deve presentare alla Autorità di controllo, annualmente, il bilancio idrico dello stabilimento, comprendente i quantitativi di acque eventualmente emunte dai pozzi, i quantitativi di acque inviate a trattamento per riciclo come acque industriali ed i quantitativi effettivamente riutilizzati.

7.2.4. Rifiuti

Con l'implementazione del progetto di rifacimento il Gestore prevede la cessazione della produzione dei rifiuti strettamente correlati al processo di combustione dell'olio combustibile, quali:

- le ceneri leggere di olio combustibile e le polveri di caldaia – CER 100104*;
- i fanghi filtrati dell'ITAR contenenti ceneri – CER 100120*;
- il gesso da impianto di desolforazione – CER 100105.

Nell'assetto di progetto sarà prodotto il nuovo rifiuto:

Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Fase di provenienza / unità	Quantità annua prodotta [t /anno]	Produzione specifica [kg/MWhe]	Deposito temporaneo (n. area)	Stoccaggio
100121	Fanghi da trattamento in loco degli effluenti, diversi da quelli di cui alla voce 100120	Solido	F1	1.000	0,0001	-	-

Nell'assetto di progetto continueranno ad essere prodotti rifiuti dalle attività di manutenzione/demolizione svolte nella Centrale, di natura variabile a seconda della tipologia dei lavori effettuati; a questi si aggiungeranno le acque di lavaggio del compressore del Turbogas EER 161002.

I rifiuti della Centrale continueranno ad essere stoccati e gestiti in conformità all'AIA e alla normativa vigente.

Nell'assetto futuro il Gestore prevede di utilizzare la stessa area di deposito temporaneo rifiuti attualmente utilizzata nella Centrale (deposito coperto da circa 1.600 m²).

7.2.5. Emissioni sonore

- (24) Entro il primo anno dalla messa in esercizio del nuovo impianto, Il Gestore deve effettuare una campagna di misura del rumore e delle vibrazioni; le misurazioni dovranno essere effettuate con



Commissione Istruttoria IPPC
CENTRALE TERMOELETTRICA A2AEnergiefuture S.p.A.
SAN FILIPPO DEL MELA

l'impianto funzionante alle condizioni di carico il più elevato possibile, compatibilmente con le condizioni operative cui l'impianto è chiamato a funzionare; dovranno essere applicate le modalità ed i criteri di cui dal D.M. 16 marzo 1998 "*Tecniche di rilevamento e di misurazione dell'inquinamento acustico*" e le indicazioni riportate nel Piano di Monitoraggio e Controllo, comunicando al contempo i risultati all'A.C., all'Ente per il controllo, ad ARPA.

Non devono essere superati i valori limite di immissione diurni e notturni previsti dalla normativa, in relazione alla classificazione del territorio comunale di San Filippo del Mela, rispettando anche i valori limite differenziali di immissione (DPCM 14.11.1997).

Qualora non dovessero essere rispettati i limiti sopra imposti, il Gestore dovrà porre in atto, in tempi e modi appropriati da concordare con l'Ente per il controllo, adeguate misure di riduzione del rumore ambientale fino al rientro nei limiti fissati, intervenendo sulle singole sorgenti emissive e sulle vie di propagazione.

8 DURATA E RIESAME

L'articolo 29-octies del D.Lgs. 152/2006 e s.m. stabilisce la durata dell'Autorizzazione Integrata Ambientale secondo il seguente schema:

DURATA AIA	CASO DI RIFERIMENTO	RIFERIMENTO al D.Lgs. 59/05
10 anni	Casi comuni	Comma 3 lettera b), art. 29-octies
12 anni	Impianto certificato secondo la norma UNI EN ISO 14001	Comma 9, art. 29-octies
16 anni	Impianto registrato ai sensi del regolamento (CE) n. 1221/2009 (EMAS)	Comma 8, art. 29-octies

Rilevato che il Gestore dispone, per l'installazione, di un SGA certificato come conforme alla norma UNI EN ISO 14001:2015, l'Autorizzazione Integrata Ambientale, emessa con decreto exDSA-DEC-2009-0001846 del 03/12/2009 e successivo riesame complessivo con DM 183 del 19/05/2021 e come modificata con il presente provvedimento, ha validità 12 anni.

