



Centrale Torrevaldaliga Nord di Civitavecchia

Sostituzione delle unità a carbone esistenti con nuove unità a gas presso la centrale termoelettrica di Torrevaldaliga Nord di Civitavecchia (RM)

Integrazioni e chiarimenti



Indice

1.	PARTE I	3
1.1.	RICHIESTA INTEGRAZIONI RICEVUTE DA PARTE DELLA CTVIA - Nota MiTE prot.n. 35008 del 06.04.2021, allegato nota CTVIA n.1341 del 17.03.2021	3
2.	PARTE II	54
2.1.	INTEGRAZIONI VOLONTARIE	54
2.1.1.	DEFINIZIONE PERCORSO CAVI INTERRATI 380 kV	54
2.1.2.	VOLUMETRIE PREVISTE DELLE TERRE E ROCCE DA SCAVO	54
2.1.3.	NUOVA CALDAIA AUSILIARIA	55
2.1.4.	INTERVENTI DI LIFE-EXTENSION	56
2.1.5.	ALIMENTAZIONE GAS METANO	57
2.1.6.	OTTIMIZZAZIONI	58
2.1.7.	AGGIORNAMENTO PLANIMETRIE	59
3.	PARTE III	59
3.1.	INTEGRAZIONI IN RISPOSTA AL PARERE FORMULATO DELL’ISTITUTO SUPERIORE DI SANITA’ (ISS) - Nota prot.n.6788 del 05.03.2020	59

1. PARTE I

1.1. RICHIESTA INTEGRAZIONI RICEVUTE DA PARTE DELLA CTVIA - Nota MiTE prot.n. 35008 del 06.04.2021, allegato nota CTVIA n.1341 del 17.03.2021¹

1. *Considerato che nell'elaborato Relazione Archeologica Preliminare (B9025063-EP-TN-Archeo) è presente il riferimento alla Centrale "Archimede" di Priolo Gargallo (SR) che appartiene ad un contesto territoriale, storico ed archeologico del tutto avulso da quello in esame, si richiede la verifica della pertinenza delle informazioni rese e un approfondimento per tutte le aree interessate dalle nuove opere, in relazione alle numerose presenze culturali site anche nei pressi della centrale.*

Risposta:

Il riferimento iniziale ad un'altra Centrale "Centrale "Archimede" di Priolo Gargallo (SR)" è un refuso limitato: il testo successivo si riferisce all'area nord di Civitavecchia, come l'intero documento.

La realizzazione degli interventi risulta essere interna al sedime di Centrale, in area industriale già interessata dalle strutture tecnologiche. In fase di controdeduzioni alle osservazioni pervenute nell'ambito della procedura di VIA (Enel-PRO-03/08/2020-0011743 - Allegato 1 - punto 12) è stata effettuata un'ulteriore verifica della pertinenza delle informazioni contenute nella Relazione Archeologica Preliminare in cui sono state chiarite e approfondite alcune informazioni relative alle presenze culturali site anche nei pressi della Centrale.

Secondo il PTPR della Regione Lazio, approvato in data 21.04.2021 dal Consiglio Regionale del Lazio e pubblicato sul Bollettino Ufficiale della Regione Lazio n. 56 in data 10/06/2021, e in base alle informazioni disponibili, per le aree della Centrale, si recepisce quanto già contenuto nel Piano approvato con DCR n. 5 del 02.08.2019; in particolare parte del sedime della Centrale esistente ricade all'interno della perimetrazione del vincolo archeologico dell'area archeologica di Punta S. Paolo, La Mattonara, Torrevaldaliga, così come segnalato nella scheda n.6 dei Vincoli della Relazione Archeologica Preliminare.

Tutti i siti archeologici, che caratterizzano il Vincolo suddetto, sono indicati nella Cartografia allegata, prodotta in scala 1:10000, e sono citati nel testo della suddetta Relazione Archeologica. Nelle Schede della Relazione Archeologica sono inoltre illustrati tutti i beni presenti, tra i quali:

- resti della Villa marittima di Torrevaldaliga - Scheda n.22 dei Siti archeologici,
- resti della Villa de La Mattonara - Scheda n.34 dei Siti archeologici,

¹ La presente integrazione risponde anche alle osservazioni pervenute oltre la data di scadenza del 04.07.2020: FIOM-CGIL Civitavecchia (prot. MATTM.0056214 del 20.07.20); Comitato SOLE Civitavecchia (Prot. MATTM.0056804 del 21.07.20); Associazione Forum Ambientalista (prot. MATTM.0057509 del 23.07.20); Sig.Baldi (prot. MATTM.0059410 del 29.07.20).

- Villa in località Fosso Fiumarella - Scheda n.35 dei Siti archeologici,
- Necropoli etrusca de La Scaglia - Scheda n. 4 dei Vincoli,
- la Torre, voluta da Papa V nel 1616, Scheda n.22 dei Siti archeologici e Scheda n.13 dei Beni Architettonici).

Viene altresì considerata la Peschiera romana quale pertinenza della Villa Marittima de La Mattonara (scheda n.34 dei Siti archeologici).

Vengono inoltre considerate altre strutture protostoriche, ovvero i pozzetti, forse tombe, scavate nella scaglia, pertinenti all’area a Vincolo archeologico di Punta S. Paolo, La Mattonara, Torrevaldaliga, che risultano esterni all’area della Centrale.

Il Monumento Naturale de La Frasca, area a Vincolo Ambientale, con le sue aree archeologiche, è citato a pag. 13 della Relazione Archeologica ed è anche riportato nelle schede di sito (scheda n.11 dei Siti archeologici).

In ragione della presenza del Vincolo Archeologico, parzialmente interno, e di beni archeologici esterni al perimetro di Centrale, descritti e catalogati nella Relazione Archeologica, è stato attribuito all’area un potenziale archeologico Alto. (si veda il paragrafo 5.1 e la nota 43 della già citata Relazione Archeologica). Infine, si fa presente che la suddetta Relazione Archeologica è stata aggiornata con ulteriori approfondimenti e viene pertanto allegata al presente documento (TVN_Allegato_punto_1_Relazione Archeologica_C1008291).

2. Analisi delle alternative localizzative: si ritiene necessario, per il sito di ubicazione delle nuove opere all’interno del perimetro industriale, giustificare la decisione di non utilizzare aree già occupate da opere dismesse o da dismettersi, da demolire, rispetto a quella adottata di occupazione del settore adiacente alla centrale Torrevaldaliga Sud.

Risposta:

Enel sottolinea che l’installazione delle nuove unità a gas sulla superficie dei gruppi a carbone esistenti, comporterebbe una riduzione di capacità di generazione di circa 1.980 MW_e per un periodo pari alla durata delle demolizioni e della costruzione del nuovo progetto, con impatto significativo sul sistema elettrico in termini di adeguatezza, sicurezza e stabilità della rete. Pertanto, le demolizioni così come definite nel progetto proposto sono funzionali all’installazione delle unità a gas, garantendo ed assicurando la contestuale disponibilità della potenza attualmente installata anche durante la fase di cantiere; si precisa che le ciminiere, il nastro carbone e i depositi del carbone sono necessari all’esercizio delle unità esistenti a carbone. Le unità esistenti a carbone verranno quindi poste fuori servizio in concomitanza con l’entrata in esercizio delle nuove unità a gas.

Quanto rappresentato giustifica la scelta progettuale di localizzazione delle nuove opere.

3. Analisi delle alternative tecnologiche: si ritiene necessario descrivere almeno quelle ‘alternative ragionevoli’ che compendino l’opportunità di conservare la produttività del sito, incrementandone l’efficienza, e la compatibilità ambientale dell’opera in un’area già pesantemente condizionata dall’attività in esercizio. In particolare devono essere

esaminare quelle alternative che prevedano una produzione anche parziale basata sulle fonti rinnovabili o una più contenuta taglia dell’impianto GT al fine di:

- a) contenere le emissioni di NH₃ in fase 3 per trapiandare almeno l’invarianza dei contributi massici di tutte le emissioni rispetto alla configurazione autorizzata. Si evidenzia inoltre che il contributo ulteriore di questo inquinante determina un incremento di particolato fine secondario che, seppur modesto, risulta incompatibile con le criticità ambientali dell’area di interesse e comunque non compensato dalla riduzione complessiva di PTS che incide principalmente sulla componente primaria;*
- b) rendere la proposta più coerente con gli obiettivi di transizione energetica e con le più probabili richieste del mercato, considerata anche la produzione di energia della centrale negli ultimi anni;*
- c) ridurre l’impatto assoluto su tutti i comparti ambientali in considerazione della reale attività del sito che, negli ultimi anni, risulta molto ridimensionata rispetto alla produzione autorizzata. Ciò renderebbe più realistico il confronto tra gli scenari proposti nel SIA che al momento si palesa teorico;*
- d) ridimensionare l’incremento netto degli impatti che deriva dal confronto con lo scenario 2025 in cui le comunità territoriali si sono già proiettate in termini di benefici ambientali rivenienti dalla chiusura della centrale;*
- e) contenere le emissioni di NO_x che in fase 3, su alcuni recettori sensibili determinano un incremento, seppur modesto, della concentrazione media annuale di NO₂ e NO_x;*
- f) contenere le emissioni di CO che in fase 3, su alcuni recettori sensibili determinano un incremento, seppur modesto delle concentrazioni massime al suolo. Considerando che le emissioni di CO costituiscono una buona proxy delle emissioni dei microinquinanti non modellizzati, la riduzione delle concentrazioni di CO su tutti i recettori, garantirebbe una riduzione in questi ultimi della concentrazione in atmosfera di detti microinquinanti.*

Risposta:

La realizzazione delle nuove unità a gas è in linea con gli indirizzi della Strategia Energetica Nazionale (SEN 2017) e del Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima (PNIEC 2019) in termini di garanzia per l’adeguatezza e la flessibilità del sistema elettrico, in coerenza con gli obiettivi nazionali di decarbonizzazione verso una transizione energetica sostenibile.

Come riportato nel “Rapporto di Adeguatezza Italia”² pubblicato nel 2019 da Terna:

“Convenzionalmente l’adeguatezza del sistema elettrico è definita come la sua capacità di coprire la domanda in tutte le possibili configurazioni con un sufficiente margine.

² https://download.terna.it/terna/Rapporto%20Adeguatezza%20Italia%202019_8d71cb7ff32ad37.pdf

Storicamente tale definizione riteneva un sistema adeguato quando lo era la sua capacità di generazione tenuto conto dei vincoli determinati dalla disponibilità di trasmissione (intesa come la possibilità di trasferire i flussi di potenza dalle aree di generazione a quelle di carico).

Per “misurare” l’adeguatezza del sistema elettrico è necessario analizzare tutte le possibili configurazioni in cui il sistema fisico può trovarsi a funzionare, associando a ciascuna di esse una determinata probabilità di accadimento. Tali configurazioni dipendono da:

- *la variabilità della domanda;*
- *la disponibilità della capacità di generazione sia di tipo tradizionale sia di tipo rinnovabile;*
- *la disponibilità e la gestione della fonte idrica;*
- *i limiti della rete di trasmissione;*
- *il contributo atteso dall’estero.*

Ad ognuno di questi elementi è associabile un determinato livello di variabilità, che è tanto maggiore quanto più ci si muove verso orizzonti temporali di più lungo termine.

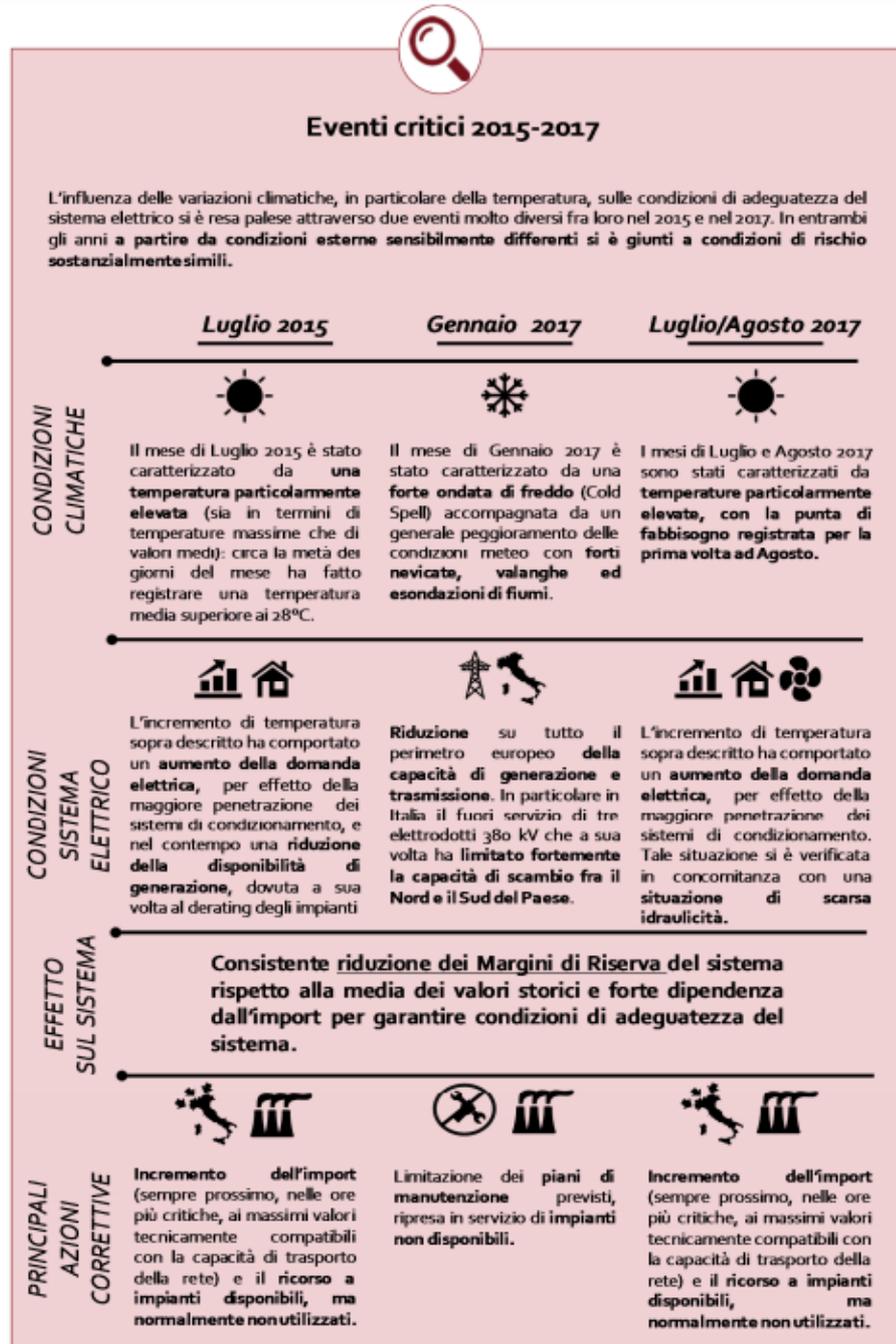
*Contestualmente all’evoluzione dello scenario energetico anche la misura dell’adeguatezza si è evoluta, considerando, sempre di più, nell’analisi il contributo di nuove risorse di flessibilità quali gli accumuli (pompaggi idrici e/o accumuli elettrochimici, sia utility scale che distribuiti) e lo sviluppo di sistemi e logiche di Demand Side Response (DSR). A fronte di tale evoluzione i TSO hanno adottato una definizione più completa di adeguatezza: un sistema elettrico può ritenersi adeguato **se dotato di risorse di produzione, stoccaggio, controllo della domanda attesa e capacità di trasporto sufficienti a soddisfare la domanda, con un margine di adeguatezza in ogni dato periodo.***

Il sistema elettrico italiano ha registrato negli ultimi dieci anni una significativa riduzione della capacità di generazione termica installata e un significativo sviluppo della generazione da fonti energetiche rinnovabili variabili. In particolare, negli ultimi 6 anni, sono stati dismessi circa 15.000 MW di capacità termica tradizionale. Parallelamente è aumentata la variabilità della domanda di energia elettrica: ciò ha portato ad un aumento significativo della domanda di picco estiva e ad una frequenza sempre maggiore di picchi estivi, mettendo a dura prova l’adeguatezza del sistema elettrico già limitato da capacità di generazione come descritto in precedenza. In altre parole, negli ultimi anni è aumentato il rischio di:

- non disporre di risorse sufficienti per coprire i picchi di carico e garantire l’adeguatezza del sistema e la qualità del servizio
- dover fare ricorso a riduzioni dei carichi (*‘load shedding’*) per evitare fenomeni di blackout.

In particolare, situazioni critiche si sono registrate in Italia nel luglio 2015 per temperature estremamente elevate, nel gennaio 2017 a causa di un'ondata di freddo ed una contestuale indisponibilità delle centrali nucleari

francesi e nell'agosto 2017 per alti picchi di consumo uniti allo scarso contributo della risorsa idroelettrica.



Eventi Critici 2015-2017- “Rapporto di Adeguatezza Italia”³ – Terna (2019)

³ https://download.terna.it/terna/Rapporto%20Adeguatezza%20Italia%202019_8d71cb7ff32ad37.pdf



Centrale “Torrevaldaliga Nord” di Civitavecchia Documento di dettaglio

Il *trend* crescente di eventi critici potrà essere ulteriormente aggravato nei prossimi anni a seguito di quanto previsto dalla normativa nazionale e comunitaria, finalizzata al raggiungimento di una profonda decarbonizzazione del sistema energetico per far fronte ai gravi rischi del cambiamento climatico. Nel PNIEC l'Italia si è impegnata ad abbandonare la produzione di carbone entro il 2025 e a raggiungere ambiziosi obiettivi di crescita delle fonti energetiche rinnovabili. Enel è fortemente convinta della necessità di perseguire questi due importanti obiettivi.

La chiusura degli impianti termici tradizionali e la sensibilità della domanda di energia elettrica alle alte temperature hanno portato a condizioni di funzionamento del sistema elettrico particolarmente critiche caratterizzate da una significativa riduzione del margine di adeguatezza. Analisi di congruità per i prossimi periodi estivi confermano la tendenza al ribasso e che in condizioni estreme (elevate temperature) il contributo dell'import è necessario per ripristinare i margini di adeguatezza a livello nazionale. Pertanto, in caso di contestuale scarsità con Paesi confinanti, **è maggiore il rischio di non disporre di risorse sufficienti per coprire i picchi di carico e per garantire l'adeguatezza del sistema e la qualità del servizio. Senza azioni correttive questa tendenza proseguirà portando il sistema elettrico in condizioni di esercizio sempre più critiche** ed esponendo il sistema a rischi di *black out*.

Sempre nel “Rapporto di Adeguatezza Italia” Terna ha valutato su orizzonti temporali di medio-lungo termine (2025-2030) le risorse di generazione termica convenzionale necessarie a garantire l'adeguatezza del sistema elettrico in diversi scenari. I risultati di tali valutazioni dimostrano che **‘il decommissioning totale del carbone dovrà essere accompagnato da una almeno parziale riconversione a gas degli impianti attuali’**.

Peraltro, anche il PNIEC evidenzia che il gas continuerà a svolgere nel breve e medio periodo una funzione essenziale, in sinergia con le fonti rinnovabili, e che occorre continuare a prestare una particolare attenzione alla diversificazione delle fonti di approvvigionamento.

Per quel che riguarda la decarbonizzazione e quindi il raggiungimento del target di riduzione dei gas serra, nel PNIEC si specifica che:

“(…) l'Italia ritiene di accelerare la transizione dai combustibili tradizionali alle fonti rinnovabili, **promuovendo il graduale abbandono del carbone per la generazione elettrica a favore di un mix elettrico basato su una quota crescente di rinnovabili e, per la parte residua, sul gas.**

(…) per il verificarsi di tale transizione sarà necessario realizzare con la dovuta programmazione gli impianti sostitutivi e le necessarie infrastrutture (...). L'Italia attuerà tutte le politiche e misure necessarie al raggiungimento degli obiettivi di riduzione di gas a effetto serra concordate a livello internazionale ed europeo. Per i settori coperti dal sistema di scambio quote



Centrale “Torrevaldaliga Nord” di Civitavecchia Documento di dettaglio

EU ETS - innanzitutto il termoelettrico e l'industria energivora - oltre a un livello dei prezzi della CO₂ più elevato rispetto a quello degli ultimi anni, contribuiranno il *phase out* dal carbone, programmato entro il 2025, e una significativa accelerazione delle rinnovabili e dell'efficienza energetica nei processi di lavorazione. (...). ”.

Nel PNIEC viene rappresentato anche come (cfr. pag 7 PNIEC) “(...) ***il phase out dal carbone potrà essere implementato attraverso, tra l'altro, la realizzazione di unità termoelettriche addizionali alimentate a gas, necessaria anche in considerazione dell'incremento delle quote di rinnovabili nella generazione elettrica per il mantenimento dell'adeguatezza del sistema (...)***”.

Enel ha focalizzato ormai da anni lo sviluppo nel campo di tutte le energie rinnovabili, nell'ottica di un processo di decarbonizzazione che sia più rapido possibile. La realizzazione mirata di capacità a gas a ciclo aperto e combinato ad altissima efficienza, con i criteri di efficienza e compatibilità ambientale proposti nel pieno rispetto delle *Best Available Techniques* (BAT) di settore, si inserisce pienamente nell'impostazione tracciata dal PNIEC, con la funzione di rendere possibile il processo di phase-out dalla generazione a carbone e per complementare lo sviluppo delle fonti rinnovabili, garantendo la necessaria adeguatezza al sistema elettrico e per sopperire alle caratteristiche di discontinuità di produzione rinnovabile.

La non realizzazione del progetto delle nuove unità a gas a Torrevaldaliga Nord si tradurrebbe in una mancata opportunità di concretizzare la chiusura degli impianti a carbone e di realizzare il programma previsto per la transizione energetica, che secondo le riportate previsioni del PNIEC è subordinata anche alla programmazione e realizzazione nell'immediato futuro degli impianti termoelettrici a gas necessari per il sistema e delle relative infrastrutture.

Infine, secondo il rapporto di adeguatezza di Terna, nello scenario PNIEC, gli impianti a gas dovranno essere dislocati principalmente nella zona Nord (poco più del 60%) e in misura minore nel Centro, nel Sud e in Sardegna. In linea con tali valutazioni le nuove unità a gas di Torrevaldaliga Nord sono pensate con ottica modulare in ciclo aperto/ciclo combinato per rispondere in maniera flessibile alle esigenze di nuova capacità del sistema, e in tutte le configurazioni in riduzione rispetto alla capacità attualmente installata nel sito.

In merito alla richiesta di analisi di alternative che considerino una riduzione della taglia della turbina a gas e l’integrazione di rinnovabili sul sito, si rappresenta quanto segue.

Enel ha proposto la tecnologia alimentata a gas naturale con turbina di ultima generazione, classe H, corrispondente a quella di massima efficienza sia in ciclo aperto che combinato, consentendo il raggiungimento dei livelli di efficienza previsti dalle *Best Available Techniques* (“BAT”), in vigore per tali tipologie di impianto.

Tale tecnologia (Classe H) per taglie più piccole non è disponibile, pertanto, alternative basate su taglie d’impianto GT più contenute comporterebbero il ricorso a tecnologie più obsolete con efficienze inferiori ed emissioni specifiche più elevate.

A titolo indicativo ed esemplificativo, si riportano di seguito i dati di *performance* ed emissivi del parco italiano, pubblicati nel report ISPRA 317/2020 “Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi Europei”⁴ ed il confronto con configurazioni basate su diverse taglie di TG disponibili sul mercato (fonte Gas Turbine World 2020)⁵.

Parametro	Media parco Termoelettrico Italia (fonte ISPRA)	Impianto Classe E nuova (200 MW OCGT 300 MW CCGT)	Impianto Classe F nuova (300 MW OCGT 500 MW CCGT)	Impianto Classe H proposta ENEL per le nuove unità a gas
Efficienza Turbine a Gas	~32%	~36.5%	~39.5%	41%
Efficienza Ciclo Combinato	~53%	~53.6%	~59.2%	61%
Fattori di emissione CO ₂ OCGT (g/kWh)	~645	~550	~510	491
Fattori di emissione CO ₂ CCGT (g/kWh)	~385	~375	~340	330

⁴ https://www.isprambiente.gov.it/files2020/pubblicazioni/rapporti/Rapporto317_2020.pdf

⁵ Rif. Gas Turbine World Handbook 2020, valori netti di impianto ottenuti decurtando 1.5% al rendimento del Power Train indicato nella rivista. Anche effettuando il confronto delle prestazioni lorde delle nuove classi E, F e H disponibili sul mercato indicate nella stessa rivista, è evidente il netto miglioramento della classe H rispetto alle taglie più piccole.



Centrale “Torrevaldaliga Nord” di Civitavecchia Documento di dettaglio

Dai dati riportati in Tabella si evince che le efficienze e i fattori di emissioni di CO₂ delle TG proposte per il progetto di Torrevaldaliga Nord risultano abbondantemente migliorativi rispetto ai TG del parco termoelettrico italiano e rispetto ad altre taglie di potenze inferiori disponibili sul mercato (confronto tabella sopra riportata).

Inoltre, l’approccio modulare proposto, con la possibilità di installazione di una turbina in ciclo aperto, due turbine in ciclo aperto o l’assetto ciclo combinato consente di avere la massima flessibilità rispetto alle esigenze di nuova capacità del sistema elettrico.

Si fa presente, infine, che, come già specificato nell’introduzione della Relazione Progettuale allegata allo Studio di Impatto Ambientale, la potenza elettrica del nuovo impianto, in fase ciclo combinato, potrebbe subire un aumento dai 1680 MWe indicati preliminarmente fino a 1730 MWe per tenere conto dell’ulteriore sviluppo tecnologico in corso per le nuove turbine a gas di classe H. A tale riguardo si evidenzia che l’eventuale incremento di potenza elettrica non influirà sul valore di potenza termica del nuovo impianto, che si conferma pari a 2700 MWt, né sulle emissioni (concentrazioni e massiche) già presentate nella documentazione autorizzativa.

Con riferimento alla richiesta di esaminare una produzione basata sulle fonti rinnovabili, si precisa che Enel, coerentemente con gli obiettivi di transizione energetica, ha sviluppato per Torrevaldaliga Nord un insieme di soluzioni che integrano sul sito lo sviluppo delle fonti rinnovabili e BESS, che verranno autorizzati con iter distinti dal procedimento delle unità a gas e che fanno parte di un progetto di riqualificazione generale del sito che viene descritto nella risposta al punto 7e9, cui si rimanda per maggior dettaglio.

- **In merito alla richiesta formulata alla lettera a), si evidenzia quanto segue.**

I valori riportati all’interno del documento “Allegato A” allo Studio di Impatto Ambientale trasmesso con l’istanza per le nuove unità sono considerati valori massimi, calcolati con un approccio cautelativo, ovvero di massimo impatto seppur potenziale, che considera lo scenario di funzionamento al massimo carico. Su un orizzonte di esercizio annuale si conferma che i valori saranno sempre inferiori a quanto dichiarato.

Pertanto, il proponente potrà garantire un contributo non superiore all’attuale limite massico annuo dell’impianto esistente, pari a circa 195

t/anno. In ciclo aperto sarà inoltre nullo il contributo per la componente di ammoniaca, in quanto non è utilizzato il catalizzatore SCR, poiché associato al generatore di vapore a recupero presente solo nella configurazione in ciclo combinato.

Il progetto consentirà di ridurre anche il contributo complessivo del particolato atmosferico. In particolare:

- il particolato primario sarà annullato, sia in fase a ciclo aperto, sia in fase a ciclo combinato;
- per quanto attiene al particolato secondario, si avrà, sia in fase a ciclo aperto, sia in fase a ciclo combinato, l’azzeramento della componente costituita da solfati (grazie all’annullamento delle emissioni di ossidi di zolfo) e una considerevole riduzione della componente nitrati (conseguente alla riduzione delle emissioni di ossidi di azoto), importanti effetti che vanno ad abbattere in maniera significativa la formazione del particolato in atmosfera;
- in assetto ciclo aperto sarà nullo il contributo per la componente ammonio (in assenza di emissione di ammoniaca);
- in assetto ciclo combinato potrà essere garantita una emissione di ammonio su base annuale non superiore a quella corrispondente alla capacità produttiva dell’impianto esistente (l’invarianza dell’emissione massica di ammoniaca).

Di seguito una visione di sintesi dei contributi al particolato atmosferico rispetto alla configurazione attualmente autorizzata:

Componente del Particolato atmosferico	Assetto Proposto Ciclo Aperto	Assetto Proposto Ciclo combinato
Particolato Primario	Azzeramento	Azzeramento
Particolato Secondario – Solfati	Azzeramento	Azzeramento
Particolato Secondario – Nitrati	Riduzione di circa 40% ¹	Riduzione di circa 80% ¹
Particolato Secondario – Ammonio	Azzeramento	Invarianza*
¹ rispetto al contributo associato al limite massico attualmente autorizzato per NOx (3450 t/a) * rispetto al contributo associato al limite massico attualmente autorizzato per NH ₃ (195 t/a)		

- **In merito alla richiesta formulata alla lettera b), si evidenzia quanto segue.**

La proposta progettuale è coerente con gli obiettivi di transizione energetica in quanto funzionale ad accompagnare il processo di crescita delle rinnovabili ed il *phase-out* della generazione a carbone, come argomentato nei paragrafi precedenti.

La nuova capacità a gas è necessaria per consentire la dismissione della capacità a carbone e la crescita delle rinnovabili garantendo al sistema la necessaria capacità per coprire in sicurezza il picco di domanda e la variabilità delle rinnovabili evitando così rischi di “*shortage*” che potrebbero portare a incapacità di soddisfare la domanda richiesta ed a potenziali black-out del sistema.

Con riferimento ai possibili scenari di mix energetico nazionale, di seguito si riporta un’elaborazione Enel di possibile evoluzione al 2030, in funzione di due differenti livelli di penetrazione FER e nell’ipotesi della completa chiusura del carbone al 2025. Per pronto riscontro la tabella riporta il confronto tra produzione da FER e GAS senza esplicitare lo sviluppo delle altre tecnologie previste dal PNIEC (BESS, etc) e i flussi di import/export.

Scenari di generazione FER e GAS – Elaborazioni Enel	Scenario A - Scenario FER PNIEC 55% -	Scenario B - New Green Deal FER >68% -
Domanda	337	337
Produzione da FER (TWh)@2030	191	248
Produzione da GAS (TWh)@2030	132	100

Nota: i valori riportati non includono produzione ed assorbimento accumulati ed import/export

Da questi scenari si evince che la generazione di energia da gas continuerà ad essere necessaria per coprire la quota residua di domanda non soddisfatta dalle rinnovabili che risulta al 2030 pari a circa al 30% nello scenario a più elevata penetrazione di FER.

Le unità di Torrevaldaliga Nord in questo quadro svolgeranno un ruolo chiave per consentire il *phase-out* della generazione a carbone e ai fini dell’adeguatezza e dell’equilibrio del sistema elettrico e, grazie alle elevate performance d’impianto, sostituiranno parte della produzione degli impianti meno efficienti e performanti.

Si precisa inoltre che, nella fase in ciclo combinato, l’impianto potrà essere esercito in ciclo aperto, in relazione a esigenze specifiche del gruppo e/o della rete o durante attività di manutenzione della turbina a vapore. Ciò aumenterà la sua flessibilità, limitandone il fuori servizio e venendo incontro a particolari esigenze della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

La mancata realizzazione delle nuove Unità a Gas di Torrevaldaliga Nord comporterebbe:

- **Il rischio di non disporre di un sufficiente livello di adeguatezza**, inteso come rapporto tra capacità di generazione programmabile e domanda di picco del sistema, come evidenziato dal Piano Nazionale Integrato dell’Energia ed il Clima, e di non poter così consentire il phase-out della generazione a carbone e lo sviluppo delle rinnovabili secondo i target previsti;
 - La necessità per il sistema elettrico di **dover sopperire alla quota di domanda** che non è possibile soddisfare con fonti rinnovabili **attraverso le unità termoelettriche esistenti del parco italiano, con efficienza media inferiore e peggiori performance ambientali rispetto a quelle delle nuove unità a gas di Torrevaldaliga Nord.**
- **In merito alla richiesta formulata alla lettera c), si evidenzia quanto segue.**

Per ciò che concerne gli impatti attesi dalla realizzazione ed esercizio delle nuove unità con la reale attività del sito, come noto lo Studio d’Impatto Ambientale è stato redatto considerando la capacità in esercizio a pieno carico nominale continuo e pertanto consente di valutare la compatibilità di tali impatti, per le differenti componenti, nello scenario più cautelativo dal punto di vista ambientale, ovvero di massimo impatto potenziale ai fini della valutazione.

Per tutte le condizioni di funzionamento, gli impatti attesi dalle nuove unità a gas saranno minori rispetto all’equivalente funzionamento dell’impianto attuale a carbone.

Inoltre, a fini valutativi, si segnala come in scenari diversi di funzionamento dell’impianto a gas rispetto a quello a massimo carico rappresentato, gli impatti assoluti attesi saranno certamente minori rispetto a quelli modellati e pertanto più sostenibili.

Nella documentazione fornita è possibile verificare che il progetto proposto è di per sé compatibile con l’ambiente:

- in termini assoluti, rispetto ai valori limite previsti dalla normativa

- in termini relativi, rispetto allo stato attuale dei comparti ambientali che, essendo caratterizzati sulla base di dati rilevati in ambiente, includono peraltro il contributo dell’impianto attuale secondo la sua reale attività, oltre ai contributi cumulati di tutte le restanti sorgenti presenti sul territorio e degli apporti di aree esterne.

In accordo ai bilanci massici degli assetti attuale e futuro riportati nel SIA, le componenti emissive risultano in riduzione ed in particolare si evidenzia l’annullamento delle emissioni di SO₂ e PTS.

Al fine di consentire un significativo abbattimento delle emissioni di NO_x nella configurazione in ciclo combinato, si installeranno i catalizzatori SCR che permetteranno di ottenere livelli di performance ambientali elevatissime. Questi catalizzatori presentano livelli di efficienza molto elevati, ma comportano un limitato rilascio di NH₃ con ordini di grandezza limitatissimi che, come già rilevato alla precedente risposta 3.a), non supereranno l’attuale limite di emissione massica annua dell’impianto esistente, pari a 195 t/anno.

A parità di ore di funzionamento dell’impianto a carbone, l’impatto ambientale in termini di emissioni dei principali inquinanti del nuovo impianto di produzione a gas risulterebbe migliorativo ed in linea con le *Best Available Techniques (BAT)*.

In condizione di massimo carico, come già indicato nel SIA, le emissioni dell’impianto di Torrevaldaliga Nord rientreranno nel *range* dei limiti ammessi dalle BAT e con valori stimati delle concentrazioni dei macroinquinanti normati, nel punto di massima ricaduta, al di sotto dei limiti di legge.

- **In merito alla richiesta formulata alla lettera d), si evidenzia quanto segue.**

Secondo quanto riportato dal PNIEC, per consentire la dismissione degli impianti a carbone esistenti, il sistema elettrico nazionale avrà bisogno di un mix di nuove risorse per garantire la capacità sufficiente a consentire la gestione in sicurezza del sistema elettrico. Pertanto, attraverso la realizzazione del nuovo impianto a gas, sarà possibile contemplare scenari rapidi di chiusura del carbone.

Per quanto attiene il confronto con lo scenario 2025 e con la prevista chiusura dell’attuale impianto, si può considerare che il massimo beneficio atteso sulla qualità dell’aria corrisponda ad una riduzione delle immissioni pari al contributo stimato nell’Allegato A al SIA nello scenario definito “attuale”.

L’entità delle stime prodotte indicano che lo stato della qualità dell’aria non varierà significativamente rispetto a quello esistente a seguito dello spegnimento della Centrale a carbone (al netto di evoluzioni del contesto emissivo per settori non dipendenti da Enel). La realizzazione del progetto pertanto comporterà i massimi contributi riportati nell’Allegato A per gli scenari in ciclo aperto ed in ciclo combinato (riferiti ad un esercizio a carico nominale ininterrotto) che evidenziano come l’impianto proposto non apporterà contributi per SO₂ e polveri primarie e apporterà contributi per le sostanze emesse ampiamente inferiori ai valori limite per la qualità dell’aria e tali da non alterare lo stato della qualità dell’aria presente nel territorio.

Parimenti, il clima acustico dello scenario 2025 non sarà perturbato in modo significativo dal contributo delle nuove unità, il quale risulterà in ogni punto minore del valore più restrittivo dei limiti di emissione, secondo la rispettiva classe acustica di appartenenza, anche considerando il contesto emissivo nel quale si inserisce la Centrale di Torrevaldaliga Nord come dettagliato nell’allegato C “Valutazione di impatto acustico” dello Studio di Impatto Ambientale nel quale si riportano i risultati della simulazione modellistica previsionale del rumore effettuata per la nuova unità.

**Tabella 11 – C.le di Torrevaldaliga - Nuova unità TN1–
 Confronto con i limiti di emissione – Valori in dB(A)**

Punto	Livello di emissione della centrale Enel	Limite di emissione Diurno / Notturno (DPCM 14/11/97)
	Scenario “fase 2” <i>L_{TN1_fase_2}</i>	
P02	42.0	65/65
P03	34.9	55/45
P04	45.5	60/50
P05	36.2	55/45

Relativamente agli altri fattori e componenti ambientali, il confronto con lo scenario 2025 a Centrale spenta conferma la compatibilità del progetto con le diverse componenti ambientali, con effetti ambientali trascurabili che non determineranno modifiche allo stato di qualità del sistema ambientale coinvolto.

• **In merito alla richiesta formulata alla lettera e), si evidenzia quanto segue**

Il progetto nella sua Fase 3, in ciclo combinato (CCGT), garantirà la produzione di energia elettrica alla massima condizione di efficienza e performance ambientale, secondo le migliori tecnologie *Best Reference Technologies* (BReF) ad oggi disponibili sul mercato. In linea con le BReF di settore, è prevista l’installazione di sistemi di denitrificazione catalitica SCR (*Selective Catalytic Reduction*) che consentiranno di limitare notevolmente le emissioni di ossidi d’azoto (NO_x), da 80 mg/Nm^3 limiti attuali autorizzati per le unità a carbone su base giornaliera, alle performance attese di 10 mg/Nm^3 su base giornaliera per il progetto proposto in ciclo combinato. Si sottolinea che l’abbattimento degli ossidi di azoto mediante i sistemi SCR è riconosciuto come BAT (*Best Available Techniques*) a livello europeo dalle BReF⁶ di settore, che forniscono le indicazioni per individuare le tecniche più efficienti ed efficaci per il raggiungimento delle performance ambientali. Si evidenzia, inoltre, come il valore di emissione proposto con la Fase 3 del progetto (CCGT), **risultati inferiore ai valori di riferimento** minimi fissati dalle stesse BAT *Conclusions* per la concentrazione di tale inquinante in questa tipologia di impianti:

- **10-30 mg/Nm^3** periodo di riferimento come media annuale - BAT AEL
- **15-40 mg/Nm^3** periodo di riferimento come media giornaliera - BAT AEL

Considerando quanto espresso, nonché quanto evidenziato nei punti precedenti in merito alla scelta della taglia del turbogas proposto ed alla possibilità che una produzione anche parziale sia basata sulle fonti rinnovabili, nel seguito si effettuano alcune considerazioni in merito allo scostamento marginale della concentrazione media annuale di NO_2 e NO_x previsto dalla stima modellistica su alcuni recettori sensibili per la Fase 3 del progetto in ciclo combinato.

È opportuno innanzitutto richiamare la Tabella 4.2.12 – “*Stima modellistica delle concentrazioni in aria ambiente dei macroinquinanti nel punto di massima ricaduta*” riportata nell’Allegato A “*Emissioni degli inquinanti in atmosfera e valutazione delle ricadute sulla qualità dell’aria*” (protocollo B9014454) allegato allo Studio di Impatto Ambientale inviato congiuntamente all’istanza; tale tabella consente di valutare come le ricadute per la Fase 3 in riferimento alla concentrazione media annua di NO_2

⁶ “Decisione di esecuzione (UE) 2017/1442 della Commissione del 31 luglio 2017 che stabilisce le Conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT) a norma della direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, per i grandi impianti di combustione [notificata con il numero C(2017) 5225]” pubblicate in data 17/08/2017 sulla Gazzetta Ufficiale dell’Unione Europea.

ed NO_x siano stimate **pari o con scostamenti marginali in riduzione** rispetto all’attuale configurazione di impianto:

- sia **nel punto di massima ricaduta** (rispettivamente 0.33 µg/m³ per NO₂ in entrambi gli scenari; da 0.45 µg/m³ a 0.44 µg/m³ per NO_x),
- sia **in termini di concentrazione media** su tutta l’area di interesse (rispettivamente da 0.10 µg/m³ a 0.08 µg/m³ per NO₂; da 0.13 µg/m³ a 0.09 µg/m³ per NO_x).

Ciò consente quindi di evidenziare il miglioramento generale ottenibile dalla realizzazione del progetto proposto a fronte di una diversa configurazione emissiva rispetto all’attuale configurazione; in aggiunta, il progetto proposto prevede una riduzione dell’altezza della ciminiera (90 m vs 250 m) e quindi un minore impatto paesaggistico considerando anche le demolizioni funzionali ai progetti proposti come riqualificazione del sito (allegato ai punti 7 e 9 del presente documento), e una minore temperatura dei fumi legata ad un migliore sfruttamento del calore refluo nei generatori di vapore a recupero con un incremento significativo di efficienza e corrispondentemente, una riduzione di emissione di CO₂ a parità di energia prodotta. Il progetto proposto rappresenta infatti in generale un’ottimizzazione tecnica tra l’esigenza di raggiungere un’elevata efficienza e quella di contenere le emissioni di ossidi di azoto e monossido di carbonio oltre che azzerare le emissioni di ossidi di zolfo e polveri, ridurre notevolmente i rifiuti, inoltre ceneri e gessi non saranno più prodotti.

I modesti scostamenti puntuali di NO_x e NO₂ su alcuni recettori discreti con riferimento alle stime riportate in Tabella 4.2.15 sono previsti per i recettori di Aurelia e Santa Marinella (Tabella 4.2.15 “*Stima modellistica delle concentrazioni in aria ambiente in corrispondenza dei recettori sensibili. Differenza tra scenario di Progetto fase 3 e scenario Attuale*” del succitato Allegato A).

L’entità di tali scostamenti puntuali (valutabili come assolutamente marginali) è riepilogata di seguito:

- Concentrazione media annua NO₂
 - Aurelia: da 0.18 µg/m³ (attuale) a 0.28 µg/m³ (Fase 3 - CCGT): **variazione di +0.1 µg/m³**
 - Santa Marinella: da 0.03 µg/m³ (attuale) a 0.04 µg/m³ (Fase 3 - CCGT): **variazione di +0.01 µg/m³**
- Concentrazione media annua NO_x

- Aurelia: da 0.24 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ (attuale) a 0.37 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ (Fase 3 - CCGT), **variazione di +0.13 $\mu\text{g}/\text{m}^3$**
- Santa Marinella: da 0.04 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ (attuale) a 0.04 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ (Fase 3 - CCGT); **variazione di <0.01 $\mu\text{g}/\text{m}^3$**

Tali scostamenti puntuali sono pertanto valutabili “non significativi” (ininfluenti), in accordo alle Linee Guida VIA ANPA 2001 (sebbene tale indicazione non sia più presente nell’aggiornamento del 2018), poiché il loro effetto sull’ambiente non è distinguibile dagli effetti preesistenti in quanto essi non comportano variazioni apprezzabili di concentrazioni in aria degli inquinanti se paragonate con le fluttuazioni esistenti dei livelli di qualità dell’aria presenti sul territorio.

Ciò si verifica in rapporto:

- sia ai valori limite sulla qualità dell’aria complessiva previsti dalla normativa:
 - 40 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ per NO_2 ;
 - 30 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ per NO_x , quest’ultimo relativo alla protezione della vegetazione, e pertanto non applicabile ai centri urbani;
- sia ai valori relativi allo stato attuale della qualità dell’aria registrato dalle postazioni della RRQA in tali siti (fonte ARPA Lazio):
 - Aurelia: (anno 2020)
 - 7 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ NO_2 ,
 - 9 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ NO_x
 - Santa Marinella: (dati disponibili solo per il periodo 09/2020 - 03/2021)
 - 10 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ NO_2 ,
 - 16 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ NO_x .

Un ulteriore elemento da considerare è che tali scostamenti puntuali sono stimati assumendo cautelativamente nel modello l’involuppo delle condizioni più sfavorevoli possibili (ipotizzando un funzionamento costante e continuo per tutto l’anno e a carico nominale in assetto a ciclo combinato per le unità TVN1A e TVN1B).

Nell’effettivo esercizio, il funzionamento del ciclo combinato dipenderà dalle richieste della rete elettrica e potranno quindi verificarsi periodi in cui le unità non saranno chiamate a esercire, ovvero saranno operate in ciclo combinato a carico parziale, oppure saranno soggette, in determinati periodi, a fermo prolungato per manutenzione programmata oppure potranno, infine, essere

esercite in ciclo aperto in ragione di particolari esigenze della rete elettrica nazionale.

A tale proposito si ricorda come in tutte le altre fasi di progetto e in particolare nella Fase 2 con i due gruppi operanti in ciclo aperto si riscontri sempre un miglioramento generale delle ricadute di NO₂ e NO_x anche in corrispondenza di questi recettori come indicato nelle seguenti tabelle:

AURELIA

Concentrazione media annua [µg/m ³]	Valore limite	RRQA 2020	Contributo Centrale TN Attuale	Contributo Centrale TN Fase 2 OCGT	Contributo Centrale TN Fase 3 CCGT
NO ₂	40	7	0.18	0.11	0.28
NO _x	30	9	0.24	0.15	0.37

SANTA MARINELLA

Concentrazione media annua [µg/m ³]	Valore limite	RRQA 09/20-03/21	Contributo Centrale TN Attuale	Contributo Centrale TN Fase 2 OCGT	Contributo Centrale TN Fase 3 CCGT
NO ₂	40	10	0.03	0.02	0.04
NO _x	30	16	0.04	0.02	0.04

- **In merito alla richiesta formulata alla lettera f), si evidenzia quanto segue**

Come già espresso al punto precedente, il progetto nella sua Fase 3 in ciclo combinato (CCGT) garantirà la produzione di energia elettrica alla massima condizione di efficienza e performance ambientale, secondo le migliori tecnologie *Best Reference Technologies* (BReF) ad oggi disponibili sul mercato. In particolare, riguardo alle emissioni di CO il progetto proposto consentirà di ridurre le emissioni attuali passando da un valore limite di 120 mg/Nm³ su base giornaliera per le unità esistenti a carbone, alle performance attese di 30 mg/Nm³ su base giornaliera.

Anche in questo caso è opportuno richiamare la Tabella 4.2.12 – “Stima modellistica delle concentrazioni in aria ambiente dei macroinquinanti nel

punto di massima ricaduta” riportata nell’Allegato A “*Emissioni degli inquinanti in atmosfera e valutazione delle ricadute sulla qualità dell’aria*” (protocollo B9014454) allegato allo Studio di Impatto Ambientale inviato congiuntamente all’istanza, che consente di valutare come le ricadute per la Fase 3 in ciclo combinato per la massima concentrazione media su 8 ore di CO siano stimate pari o in riduzione rispetto all’attuale configurazione di impianto:

- sia nel **punto di massima ricaduta** (da 0.075 mg/m³ a 0.071 mg/m³)
- sia in **termini di concentrazione media** sul tutta l’area di interesse (da 0.015 mg/m³ a 0.013 mg/m³).

Gli scostamenti marginali e puntuali di CO su alcuni recettori discreti con riferimento alle stime riportate in Tabella 4.2.15 sono compresi tra 0.004 mg/m³ e 0.007 mg/m³ e con maggior dettaglio si riportano nel seguito i recettori per cui non si stimano decrementi (Tabella 4.2.15 “*Stima modellistica delle concentrazioni in aria ambiente in corrispondenza dei recettori sensibili. Differenza tra scenario di Progetto fase 3 e scenario Attuale*” del succitato Allegato A):

- Massima concentrazione media su 8 ore CO
 - Allumiere: da 0.012 mg/m³ (attuale) a 0.020 mg/m³ (fase 3 - CCGT), **variazione di +0.007 mg/m³**
 - La Bianca: da 0.014 mg/m³ (attuale) a 0.020 mg/m³ (fase 3 - CCGT), **variazione di +0.006 mg/m³**
 - Aurelia: da 0.044 mg/m³ (attuale) a 0.048 mg/m³ (fase 3 - CCGT), **variazione di +0.004 mg/m³**
 - Santa Marinella: da 0.008 mg/m³ (attuale) a 0.013 mg/m³ (fase 3 - CCGT), **variazione di +0.005 mg/m³**
 - Tolfa: da 0.013 mg/m³ (attuale) a 0.016 mg/m³ (fase 3 - CCGT), **variazione di +0.004 mg/m³**

Tali scostamenti puntuali sono da ritenersi assolutamente “non significativi” (ininfluenti), in accordo alle Linee Guida VIA ANPA 2001 (sebbene tale indicazione non sia più presente nell’aggiornamento del 2018), poiché il loro effetto sull’ambiente non è distinguibile dagli effetti preesistenti in quanto non comportano variazioni apprezzabili di concentrazioni in aria degli inquinanti se paragonate con le fluttuazioni esistenti dei livelli di qualità dell’aria presenti sul territorio.

Ciò si verifica in rapporto:

- al valore limite sulla qualità dell’aria complessiva previsto dalla normativa (10 mg/m³);

- allo stato attuale della qualità dell’aria registrato dalla RRQA nella sola postazione di Fiumaretta che monitora tale inquinante con un valore di 1.3 mg/m³ (calcolo CESI su dati ARPA Lazio).

Un ulteriore elemento da considerare è che tali scostamenti puntuali sono stimati assumendo cautelativamente nel modello l’involuppo delle condizioni più sfavorevoli possibili (ipotizzando un funzionamento costante e continuo per tutto l’anno e a carico nominale in assetto a ciclo combinato per le unità TVN1A e TVN1B), mentre come già esposto al punto precedente le effettive modalità di funzionamento del ciclo combinato dipenderanno dalle richieste della rete elettrica. A tale proposito si ricorda come in tutte le altre fasi di progetto e in particolare nella Fase 2 con i due gruppi operanti in ciclo aperto si riscontri sempre un miglioramento generale delle ricadute di CO anche in corrispondenza di questi recettori come indicato nella tabella seguente:

Concentrazione massima giornaliera media su 8 ore [mg/m ³]	Valore limite	RRQA 2020 (Fiumaretta)	Contributo Centrale TN Attuale	Contributo Centrale TN Fase 2	Contributo Centrale TN Fase 3
Allumiere	10	1.3	0.012	0.005	0.020
La Bianca			0.014	0.004	0.020
Aurelia			0.044	0.012	0.048
Santa Marinella			0.008	0.003	0.013
Tolfa			0.013	0.004	0.016

In merito all’utilizzo del CO quale proxy delle emissioni dei microinquinanti, è opportuno considerare che i rapporti tra l’emissione di CO e quella di microinquinanti nel caso della combustione di carbone sono differenti rispetto ai rapporti corrispondenti nel caso della combustione di gas naturale (in generale l’emissione di microinquinanti per il gas naturale è trascurabile o molto inferiore a quella della combustione a carbone).

La normativa prevede per i microinquinanti valori limite per la qualità dell’aria espressi in termini di concentrazione media annua e non media su 8 ore di funzionamento come per il CO.

È necessario evidenziare, infine, che il valore proposto per l’emissione di CO rappresenta per questa tipologia di macchine un ottimo tecnico essendo la stessa caratterizzata da valori emissivi molto bassi a carichi elevati del macchinario, che aumentano al ridursi del carico. Pertanto, limiti inferiori rischierebbero di compromettere la flessibilità dell’impianto, determinando la necessità di avviare e fermare più frequentemente il medesimo. Si fa presente, inoltre, che Enel ha anche valutato in sede di definizione della configurazione di progetto la soluzione di ricorrere all’adozione di trattamenti catalitici nei generatori di vapore a recupero per poter conseguire una

ulteriore riduzione del CO emesso nel funzionamento in ciclo combinato, decidendo però in tale sede di non adottarla oltre che per le ragioni già precedentemente esposte anche in considerazione del fatto che la stessa avrebbe dato comunque un contributo alla riduzione dell'inquinante a carichi medio-elevati e avrebbe inficiato le prestazioni e l'efficienza dell'impianto (è stata infatti valutata in questa configurazione una riduzione della potenza producibile dal ciclo combinato dell'ordine dei 2 MW con un decremento conseguente anche se modesto del rendimento e un corrispondente lieve aumento dell'emissione di CO₂ in tutte le modalità di funzionamento).

Riduzione di taglia del Progetto – CONFIGURAZIONE 1TG+1TV

Come richiesto dalla Commissione Tecnica VIA, con lo scopo di rispondere ad eventuali esigenze di riduzione complessiva della taglia del nuovo impianto a gas e dei relativi impatti assoluti del progetto nel sito di Torrevaldaliga Nord, Enel propone, in alternativa a quanto sopra esposto con la configurazione 2+1, di valutare la riduzione di capacità produttiva sulla base di una configurazione che considera una sola turbina a gas, in due fasi: in ciclo aperto e a seguire in ciclo combinato.

In allegato “TVN_Allegato_punto_3_Configurazione 1+1_Addendum Relazione progettuale”, si riporta la descrizione tecnica del progetto di sostituzione delle esistenti unità a carbone di Torrevaldaliga Nord con una nuova **unità di produzione dotata di una sola Turbina a Gas**, piuttosto che due, da cui consegue all'incirca un dimezzamento della potenza del futuro impianto a gas proposto.

Congiuntamente è stato sviluppato l'“Addendum – configurazione 1+1” (“TVN_Allegato_punto_3_Configurazione 1+1_Addendum SIA”) allo Studio di Impatto Ambientale inviato con l'istanza di richiesta di autorizzazione, con lo scopo di analizzare e valutare i potenziali impatti derivanti dalla realizzazione ed esercizio della configurazione con riduzione di potenza e quindi presentare in modo completo ed esaustivo la configurazione alternativa, ai fini della sua valutazione.

Nel seguito le differenze progettuali:

Configurazione 2+1	Configurazione 1+1
<i>Progetto proposto in istanza</i>	<i>Alternativa di progetto</i>
FASE 1 (1OCGT), FASE 2 (1+1 OCGT) e FASE 3 (2+1 CCGT)	FASE 1 (1OCGT) e FASE 2 (1+1 CCGT)
2 turbine a gas e relative caldaie a recupero (GVR) che si collegano a una sola turbina a vapore.	1 turbina a gas e una caldaia a recupero che si collega ad una turbina a vapore.

Le soluzioni tecniche e tecnologiche sono identiche, mantenendo le caratteristiche di progetto principali invariate a meno della riduzione della taglia complessiva dell’impianto.

Anche nella soluzione con riduzione di taglia, le unità a carbone saranno poste fuori servizio prima dell’entrata in servizio della nuova unità.

Rispetto alla stima e alla valutazione degli impatti condotta nell’ambito dello Studio di Impatto Ambientale della configurazione 2+1 presentata nell’istanza, si ravvisa una ulteriore riduzione degli impatti rispetto all’assetto attuale a carbone. I risultati delle analisi hanno quindi confermato la compatibilità del progetto con le diverse componenti ambientali.

La configurazione progettuale 1+1 qui proposta, date le sue caratteristiche dimensionali ridotte e operando in riduzione rispetto alla configurazione presentata in istanza (2+1), in particolare per le fasi 2 e 3 di quest’ultima, **comporta impatti ambientali in generale inferiori rispetto a quelli identificati per il progetto proposto in configurazione 2+1**, già valutati non significativi, con particolare riferimento alle componenti qualità dell’aria e paesaggio, riducendo l’utilizzo delle risorse e i rilasci termici, confermando i miglioramenti rispetto all’esercizio attuale dell’impianto e conseguendo i miglioramenti auspicati dalla richiesta di integrazioni.

In particolare:

- Sono stimate riduzioni delle ricadute su tutti i parametri di legge e su tutti i recettori, situazione migliorativa anche rispetto alla fase 3 della configurazione 2+1 (i due gruppi TVN1A e TVN1B in CC) analizzata nel SIA presentato nell’istanza. Dal punto di vista della localizzazione delle aree di maggiore impatto, in generale, pur queste variando in funzione dell’inquinante e della tipologia del parametro statistico rappresentato, si può individuare una zona maggiormente interessata dalle ricadute nell’area posta entro qualche chilometro nell’entroterra intorno alla Centrale. Dall’analisi e dal confronto dei due scenari di progetto “fase 3” della configurazione 2+1 e “fase 2” dell’alternativa 1+1 in merito alla concentrazione media annua di NO_x, emerge che:
 - lo scenario “fase 3” 2+1 mostra un’area di 1 km circa di diametro con contributi stimati a circa 0,4 µg/m³, a Est della Centrale, dove la concentrazione massima è di 0,44 µg/m³, mentre il resto del territorio presenta concentrazioni inferiori;
 - lo scenario “fase 2” 1+1 mostra un’area di 200 m circa di diametro con contributi dell’ordine di 0,2 µg/m³, a Est della Centrale, mentre il resto del territorio presenta concentrazioni inferiori; si precisa che tale concentrazione massima coincide con la concentrazione massima dello scenario “fase 3” pertanto nella configurazione 1+1 le concentrazioni risultano dimezzate;
 - nello scenario “fase 3” 2+1 l’area della ZPS IT6030005 è interessata da concentrazioni al più di 0,2 µg/m³;

- nello scenario "fase 2" 1+1 l'area della ZPS IT6030005 è interessata da concentrazioni al più di $0,1 \mu\text{g}/\text{m}^3$;
- lo scenario "fase 2" 1+1 presenta, in linea di massima, valori dimezzati rispetto allo scenario "fase 3" 2+1.
- Il ridotto livello dei contributi alle immissioni al suolo nel nuovo assetto costituisce un elemento migliorativo sulla componente biodiversità rispetto alla situazione attuale e anche alla configurazione progettuale 2+1.
- Dal punto di vista paesaggistico la minore occupazione di superfici, seppur di carattere industriale, e, soprattutto, i minori volumi previsti dalla configurazione alternativa, consentono di valutare come migliorativa la soluzione alternativa proposta, in particolare da distanze ravvicinate.
- Per le altre componenti e fattori ambientali si conferma la compatibilità del progetto, con effetti ambientali trascurabili che non determineranno modifiche allo stato di qualità del sistema ambientale coinvolto.
- Dal punto di vista dell'impatto acustico, le analisi condotte mostrano il pieno rispetto dei limiti assoluti di immissione presso tutti i punti sia in periodo diurno che notturno e si riscontra, presso tutti i punti, la tendenza ad una riduzione del livello di immissione, sia in periodo diurno che notturno rispetto a quello attuale. Tuttavia, nel confronto tra la soluzione 1+1 e 2+1 occorre tenere conto di elementi quali la presenza di strutture schermanti, il diverso orientamento del gruppo, alcune differenze dimensionali tra le unità, con le conseguenti diverse emissioni sonore. Per effetto di questi fattori principali, nel complesso, la configurazione 1+1 nell'assetto a ciclo semplice darà luogo, rispetto alla soluzione 2+1, ad un impatto acustico lievemente maggiore specie nella direzione dell'entroterra. Tale comportamento, seppur in maniera ancor più lieve, si registra anche per il funzionamento in ciclo combinato. Nella direzione del mare, invece, è la soluzione 1+1 a generare livelli sonori minori di quelli previsti per la soluzione 2+1.
- Con riferimento al diverso orientamento del gruppo, si è scelto in questa configurazione ridotta di ruotare di 180° la disposizione dell'isola di potenza rispetto a quanto previsto nel caso 2+1, come mostrato nell'immagine seguente, al fine di ottenere i seguenti risultati ulteriormente migliorativi:
 - Netta separazione delle aree di lavoro durante la costruzione dell'impianto, rispetto alle aree con presenza del personale di esercizio e manutenzione dei gruppi a carbone esistenti. Infatti, la non demolizione degli edifici della portineria e spogliatoi permetterà l'ingresso separato per il personale di esercizio in una zona al di fuori dell'area di cantiere.

- Riduzione del percorso interrato del cavo ad alta tensione (oltre che dimezzamento legato al passaggio ad un solo TG), con miglioramento dell’impatto elettro-magnetico nell’area, sebbene già non significativo nella configurazione 2+1.
- Ottimizzazione del planning di progetto, con una riduzione del rischio di ritardo e della durata delle attività iniziali propedeutiche alla predisposizione e apertura del cantiere, sia per minori demolizioni funzionali all’avvio del cantiere, sia avendo ottimizzato lo sfruttamento degli spazi esistenti.
- Disposizione delle apparecchiature elettriche (trasformatori, GIS, alternatore, etc.) nel lato più lontano dalla costa con evidente razionalizzazione degli aspetti manutentivi.



Confronto in planimetria della configurazione 2+1 con la nuova configurazione alternativa 1+1

Va inoltre evidenziato, che, con la soluzione alternativa di sostituzione delle esistenti unità a carbone di Torrevaldaliga Nord con una nuova unità di produzione dotata di una sola Turbina a Gas, si otterrà all’incirca un dimezzamento della taglia del futuro impianto e del relativo consumo di gas, con una riduzione ad una portata gas di 130’000 Nm³/h nel normale funzionamento.

Enel ritiene che quanto sopra riportato potrà consentire di alimentare la nuova unità a gas tramite l’attuale infrastruttura e, di conseguenza, il venire meno della necessità della parte di opera connessa corrispondente al “Potenziamento allacciamento Centrale Enel di Torrevaldaliga Nord DN 400 (16”) – DP 75 bar” di circa 523 m, mantenendo la sola porzione di progetto SNAM relativa al nuovo PDR, salvo verifica e conferma di Snam Rete Gas.

In aggiunta, **qualora non vi fossero altre progettualità di generazione gas con prelievi aggiuntivi a quelli di Enel, sulla rete esistente**, verrebbe meno la necessità della parte di opera connessa di “Potenziamento metanodotto derivazione Celleno-Civitavecchia DN 900 (36”) – DP 75 bar” di circa 17,762 km. Con il verificarsi di queste condizioni, il progetto gioverebbe di una ulteriore semplificazione e riduzione degli impatti assoluti, in quanto sarebbe possibile valutare lo stralcio dell’opera connessa dal progetto esecutivo.

4. Con riferimento al combustibile utilizzato si dovrà redigere un programma previsionale fino al 2030 delle emissioni di CO₂ prodotte dall’impianto, per tutti gli scenari considerati, in linea con la pianificazione nazionale e gli incrementi previsti per la produzione da rinnovabili, al fine di:
- a) evidenziare la loro graduale riduzione necessaria per raggiungere gli obiettivi comunitari;
 - b) comunicare a tutti i portatori d’interesse l’impegno del proponente alla progressiva riduzione del consumo di combustibili fossili e conseguentemente del loro impatto locale e globale.

Risposta:

- a) Con riferimento a due possibili scenari di mix energetico nazionale, in funzione di due differenti livelli di penetrazione FER al (55% in linea con PNIEC e “New Green Deal”, dove potrebbe arrivare a superare anche il 68% coerentemente con gli obiettivi più sfidanti del nuovo scenario Green Deal Europeo), si riportano di seguito elaborazioni Enel relativamente alla produzione da fonti di energia rinnovabile, GAS e carbone.

Scenario FER PNIEC 55% - Elaborazione Enel	2019	2020 (*)	2025	2030	Δ2020- 2030
Domanda (TWh)	320	301	327	337	+ 36
Quota FER	35%	37%	43%	55%	
Produzione da FER (TWh)	116	117	144	191	+74
Produzione da GAS (TWh)	150	141	144	132	- 9
Produzione da Carbone (TWh)	16	12	1	0	-12
Produzione di CO2 totale (MtonCO2)	81	74	67	62	-12

*Nota: i valori riportati non includono produzione ed assorbimento accumulati ed assorbimenti import/export
(*) Valori stimati al 2020*

Scenario FER New Green Deal > 68% - Elaborazione Enel	2019	2020 (*)	2025	2030	Δ2020-2030
Domanda (TWh)	320	301	327	337	+ 36
Quota FER (%)	35%	37%	51%	>68%	
Produzione da FER (TWh)	116	117	169	248	+ 131
Produzione da GAS (TWh)	150	141	124	100	- 41
Produzione da Carbone (TWh)	16	12	1	0	- 12
Produzione di CO ₂ totale (MtonCO ₂)	81	74	60	50	-24

Nota: i valori riportati non includono produzione ed assorbimento accumulati ed assorbimenti import/export

() Valori stimati al 2020*

Per interpretare in termini di confronto i valori di consuntivo e quelli attesi al 2030, è opportuno evidenziare che i volumi dell'anno 2020 sono pesantemente impattati dall'effetto COVID, sia in termini di domanda elettrica che in termini di generazione termoelettrica, con effetto diretto sulle emissioni di CO₂ che risultano al 2020 ridotte rispetto al 2019.

Si evince inoltre che al 2030, anche nello scenario con maggiore penetrazione di FER, la generazione a gas risulta necessaria per coprire la quota residua di domanda non coperta da rinnovabili. In questo senso, i nuovi impianti GAS efficienti e flessibili contribuiscono alla diminuzione della produzione di CO₂.

Infine, riguardo all'impatto potenziale sul sistema in termini di emissioni di CO₂, si può stimare che un impianto CCGT in configurazione 2+1 di classe H efficiente e flessibile e di taglia equivalente a quanto proposto nel SIA, possa generare un ammontare di CO₂ fino a ~4,3 Mton/anno, assumendo una produzione annua di circa 13 TWh (a pieno carico e corrispondente ad un fattore di utilizzo dell'ordine del 90%). Qualora tale generazione fosse prodotta con impianti a gas del parco esistente italiano si avrebbe un impatto peggiorativo dell'ordine di ~540.000 ton/anno. Nel caso di configurazione 1+1, a pieno carico e considerando il medesimo fattore di utilizzo, l'impianto genererebbe fino a ~2,15 Mton/anno, con una riduzione indicativamente dell'ordine di ~270.000 ton/anno rispetto alla generazione con impianti a gas del parco esistente italiano.

- b) Sulla base di quanto già argomentato ai precedenti punti 3) e 4a), Enel conferma l'impegno alla progressiva riduzione del consumo di combustibili fossili e conseguentemente del loro impatto nello specifico

impianto di Torrevaldaliga Nord, come già descritto nell’ambito dello Studio di Impatto Ambientale.

A livello globale Enel ha definito una linea strategica per tutto il Gruppo con particolare focus sulla sostenibilità ambientale, come comunicato ufficialmente lo scorso 24.11.2020 nell’ambito della presentazione agli Stakeholders del Piano Strategico 2021-2023⁷.

Al 2030 il Gruppo prevede di triplicare la propria capacità da fonti rinnovabili raggiungendo circa 145 GW di capacità installata (equivalenti ad un market share globale superiore al 4%).

Ciò sarà possibile grazie alla mobilitazione di circa 85 miliardi di euro nel periodo. Ulteriori 5 miliardi di euro verranno investiti nell’ibridizzazione tra fonti rinnovabili e storage, il cui potenziale si prevede raggiunga circa 20 TWh al 2030.

Grazie all’impegno nella decarbonizzazione, alla fine del decennio il Gruppo ridurrà dell’80% le emissioni dirette di CO₂ rispetto al 2017; obiettivo certificato da SBTi (Science-Based Targets initiative)⁸ in linea con lo scenario 1,5°C (il più sfidante ad oggi esistente).

5. *Considerate le criticità ambientali dell’area d’interesse, al fine di impedire ulteriori impatti il proponente dovrà integrare la documentazione presentata con un piano specifico per il monitoraggio delle polveri prodotte in particolare nella fase di cantiere. Detto piano dovrà prevedere l’utilizzo di sistemi automatici di conteggio ottico delle particelle in continuo ai confini dell’impianto e presso i recettori sensibili. Il piano dovrà inoltre prevedere che i dati possano essere tempestivamente valutati da un responsabile del monitoraggio ambientale, al fine di individuare anomalie nelle attività ed identificare prontamente azioni di mitigazione. Il posizionamento dei sistemi dovrà essere concordato con ARPA Lazio a cui si dovranno consegnare relazioni periodiche dell’attività di monitoraggio.*

Risposta:

Enel sottolinea che nel Piano di Monitoraggio Ambientale inviato congiuntamente allo Studio di Impatto Ambientale (Allegato ALL.F_PMA) sono state previste campagne di monitoraggio in continuo delle polveri prodotte durante la fase di cantiere utilizzando strumentazione a *laser*; a seguito della presente richiesta della CTVIA è stato redatto il Piano di monitoraggio specifico delle polveri prodotte durante la fase di cantiere mediante invece l’utilizzo di sistemi automatici di conteggio ottico delle particelle in continuo ai confini dell’impianto e presso i recettori sensibili. Pertanto, la proposta di piano allegata, integra il monitoraggio della qualità dell’aria riportato nel Piano di Monitoraggio Ambientale allegato allo Studio di Impatto Ambientale (Allegato ALL.F_PMA) inviato con l’istanza e

⁷HYPERLINK

"<https://www.enel.com/content/dam/enel-com/documenti/investitori/informazioni-finanziarie/2020/2021-2023-strategic-plan.pdf>"

⁸HYPERLINK "<https://www.enel.com/it/investitori/strategia/executive-summary-capital-markets-2020>"

sostituisce quanto previsto per la componente atmosfera relativamente al Monitoraggio in corso d’opera. I contenuti del piano, così come indicato dalla richiesta di integrazione, sono stati condivisi con ARPA Lazio. A tal proposito è stata inviata la nota ENEL-PRO-04/05/2021-0006782 (TVN_Allegato_punto_5_nota di trasmissione Piano Monitoraggio Polveri) con la richiesta di un incontro con Arpa Lazio per concordare la suddetta proposta di piano, alla quale è seguito un incontro, in modalità virtuale, effettuato in data 03.06.2021, le cui risultanze sono contenute nella nota di osservazioni trasmessa da ARPA Lazio, prot.n.0039347 del 15.06.2021, e riportata in allegato (TVN_Allegato_punto_5_Osservazioni ARPA Lazio). Per maggiori dettagli si rimanda all’allegato TVN_Allegato_punto_5_Piano monitoraggio polveri.

6. *Considerato il fatto che il progetto prevede l’inserimento della centrale, pur nella nuova configurazione, nella vasta area industriale e portuale di Civitavecchia e tenuto conto delle relative criticità ambientali, si ritiene necessario che il Proponente descriva analiticamente gli altri impianti ricadenti nell’area vasta, approvati o esistenti, in fase di costruzione o già in esercizio, fra cui la centrale Torrevaldaliga Sud, valutando compiutamente gli impatti cumulativi su ciascuno dei fattori ambientali.*

Risposta:

L’analisi degli impatti cumulativi è stata svolta per le componenti e i fattori ambientali per i quali, data la tipologia di progetto, sono prevedibili impatti potenzialmente significativi.

Per quanto concerne le attività già esistenti ricadenti nell’area vasta, le valutazioni condotte nello Studio di Impatto Ambientale, per tutte le componenti ambientali, tengono conto dei valori di fondo rappresentativi delle condizioni attuali dell’area in esame e, pertanto già considerano “l’effetto cumulo” con gli altri impianti ricadenti nell’area.

Per quanto riguarda la componente atmosfera, la qualità dell’aria registrata dalle stazioni locali rappresenta tutte le immissioni che insistono su ciascuna delle loro localizzazioni, compreso il contributo della Centrale nell’effettivo esercizio, delle altre realtà industriali circostanti, del traffico veicolare e di ogni altro contributo locale, diffuso o proveniente da aree esterne.

Per quanto riguarda gli impatti cumulativi dell’assetto di progetto, come evidenziato nei risultati modellistici presentati nell’Allegato A del SIA, saranno garantiti miglioramenti, in termini di emissioni specifiche della Centrale, derivanti da entrambi gli scenari di progetto (primo OCGT, secondo OCGT e CCGT). È dunque lecito assumere che gli impatti cumulativi futuri avranno un’entità minore rispetto a quelli attuali, in assenza di cambiamenti delle sorgenti emissive non imputabili a Enel e dati i complessivi benefici sullo stato di qualità dell’aria.

Relativamente al clima acustico, l’areale interessato da potenziali impatti si esaurisce nel raggio di qualche centinaio di metri. Le valutazioni previsionali dell’impatto acustico hanno tenuto conto, ove disponibili, delle misure del

livello di rumore ambientale sia con le attuali unità in esercizio, sia con le unità ferme, comprendendo quindi il contributo delle altre sorgenti che manifestavano il loro effetto sui punti di misura.

L’analisi della variazione del livello di immissione ha, inoltre, permesso di evidenziare una generale tendenza alla riduzione delle emissioni sonore nella configurazione futura rispetto alla situazione attuale, consentendo di valutare che gli impatti cumulativi futuri saranno minori di quelli attuali, in assenza di cambiamenti delle sorgenti non imputabili a Enel.

La valutazione degli impatti cumulativi sulla componente paesaggio è stata condotta mediante l’elaborazione di fotoinserimenti realistici delle nuove opere nel contesto attuale, di carattere antropico ed industriale, e la relativa valutazione delle potenziali modifiche dello stato fisico, vedutistico e percettivo dei luoghi.

In aggiunta a quanto sopra valutato si osserva inoltre che, dalle verifiche condotte sui portali relativi alle procedure VIA del MiTE e della Regione Lazio non si individuano progetti di impianti autorizzati o in costruzione che possano determinare impatti cumulativi nell’area di interesse, data la loro localizzazione e la tipologia di impianto.

Nell’eventualità che uno o più progetti autorizzati siano realizzati nello stesso periodo in cui sarà realizzato il progetto in esame, potrà eventualmente verificarsi una sovrapposizione delle attività di cantiere e un conseguente potenziale effetto cumulativo sulla componente traffico, che può sin d’ora considerarsi temporaneo e reversibile nel breve periodo, al termine dei lavori.

In merito alla Centrale Torrevaldaliga Sud, il contributo di tale impianto nel suo assetto attuale è incluso nell’analisi della qualità dell’aria registrata dalle stazioni locali e riportata nell’Allegato A allo Studio di Impatto Ambientale per la Centrale Torrevaldaliga Nord. Nel suo assetto attuale quindi la Centrale Torrevaldaliga Sud concorre con un contributo a creare le concentrazioni in aria ambiente rilevate dalla Rete di Rilevamento della Qualità dell’Aria che costituisce quindi la concentrazione di fondo per il progetto di Torrevaldaliga Nord (con l’ulteriore cautela che tale concentrazione di fondo include anche il contributo della Centrale Torrevaldaliga Nord verificatosi nel periodo temporale cui si riferiscono le misure della RRQA analizzate). In base ai dati pubblicati nella Dichiarazione Ambientale 2019, La Centrale Tirreno Power di Torrevaldaliga Sud, ha prodotto nel triennio 2017-2019 le seguenti produzioni nette: 2.348 GWh, 1.778 GWh e 1.777 GWh.

In merito al Progetto di realizzazione di una nuova unità a ciclo combinato nella Centrale Termoelettrica Torrevaldaliga Sud, si sottolinea che esso, non essendo approvato alla data di redazione della presente nota, esula dall’elenco di impianti da considerarsi per la valutazione degli impatti cumulati.

Nelle seguenti figure si affiancano le mappe di ricaduta per la concentrazione media annua di NO₂, tratte dai rispettivi Studi di Impatto Ambientale



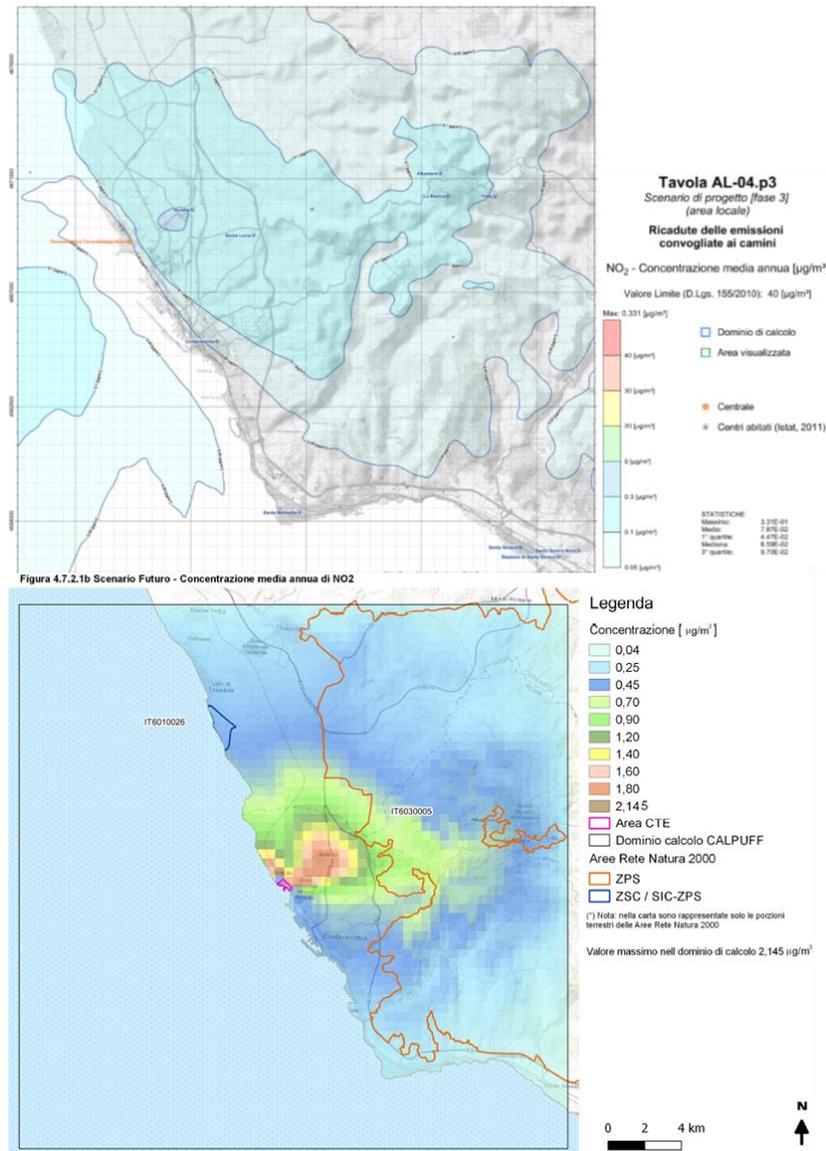
Centrale “Torrevaldaliga Nord” di Civitavecchia Documento di dettaglio

(Torrevaldaliga Nord in alto, Torrevaldaliga Sud in basso) da cui si evince che nell’area di massima ricaduta l’effetto cumulato può essere stimato mediante la somma dei rispettivi valori di massima ricaduta pari a $0,331 \mu\text{g}/\text{m}^3$ per Torrevaldaliga Nord (fase 3) e $2,145 \mu\text{g}/\text{m}^3$ per Torrevaldaliga Sud, per un totale di $2,476 \mu\text{g}/\text{m}^3$, valore notevolmente inferiore al limite di $40 \mu\text{g}/\text{m}^3$ fissato dal D.Lgs. 155/201 anche considerando come valore di fondo la concentrazione media annua registrata nel 2019 dalla centralina più prossima all’area, quella di Aurelia, pari a $8,0 \mu\text{g}/\text{m}^3$ che consente di stimare un valore finale pari a $10,476 \mu\text{g}/\text{m}^3$ e che comprende nel fondo i contributi delle Centrali Enel e Tirreno Power verificatesi nell’anno 2019.

Analoghe considerazioni possono farsi, con qualche approssimazione poiché l’operazione non è di per sé corretta dal punto di vista statistico, effettuando la somma aritmetica dei massimi anche in termini di concentrazione oraria superata per 18 volte/anno civile per NO_2 (pari a $30.7 \mu\text{g}/\text{m}^3$ per Torrevaldaliga Nord e $90.04 \mu\text{g}/\text{m}^3$ per Torrevaldaliga Sud, anche in questo caso considerando il fondo di $8,0 \mu\text{g}/\text{m}^3$ registrato presso Aurelia. Il valore finale di $128,74 \mu\text{g}/\text{m}^3$ permane sensibilmente inferiore alla soglia di $200 \mu\text{g}/\text{m}^3$ prevista dal D.Lgs. 155/2010 di cui sono ammessi 18 superi per anno civile.

Per quanto attiene il CO, è possibile sommare, anche in questo caso con qualche approssimazione il valore massimo della concentrazione media su 8 ore stimato per Torrevaldaliga Nord pari a $0.0715 \text{mg}/\text{m}^3$ con il massimo della concentrazione oraria per Torrevaldaliga Sud pari a $0.428 \text{mg}/\text{m}^3$, ottenendo un valore di $0.5 \text{mg}/\text{m}^3$ non significativo ai fini del rispetto del limite di legge dettato dal D. Lgs. 155/2010, anche considerando un fondo di $1.3 \text{mg}/\text{m}^3$ registrato a Fiumaretta, ottenendo un valore finale di $1.8 \text{mg}/\text{m}^3$.

L’analisi condotta consente di valutare l’impatto cumulativo del progetto e delle altre sorgenti presenti sul territorio, ivi compreso il nuovo progetto della Centrale Tirreno Power Torrevaldaliga sud. Si osservi, quale ulteriore elemento di cautela, che le concentrazioni di fondo così calcolate includono comunque il contributo effettivo sia della Centrale ENEL, sia della Centrale Tirreno Power nell’attuale periodo temporale cui esse si riferiscono e che verranno a mancare a seguito della realizzazione dei progetti proposti.



7. In relazione alle dismissioni delle esistenti unità a carbone e della struttura di nastri trasporto, occorre estendere il piano delle demolizioni a tutte le strutture che saranno dismesse, nel contesto della fase di cantiere, adeguando conseguentemente il quadro degli impatti e dei relativi interventi di mitigazione, estendendo il piano di monitoraggio in corso d'opera a tutti i fattori ambientali potenzialmente soggetti ad impatti

significativi negativi e prevedendo inoltre la riqualificazione ambientale dei siti dismessi.

Risposta:

Si allega il documento “TVN_Allegato_punto_7 e 9_Riqualificazione sito” che presenta nel suo complesso le progettualità per la riqualificazione delle aree di impianto, inclusivo di iniziative rinnovabili.

Si precisa che il Piano di Monitoraggio Ambientale presentato in allegato allo Studio di Impatto Ambientale ha considerato tutti i fattori ambientali potenzialmente soggetti ad impatti significativi negativi generati dal progetto (atmosfera, ambiente idrico, clima acustico, salute pubblica), pertanto se ne confermano i contenuti.

Inoltre, in risposta alle richieste di integrazione di cui ai n. 5 e n. 16 si prevede il monitoraggio specifico delle polveri prodotte mediante l'utilizzo di sistemi automatici di conteggio ottico delle particelle in continuo ai confini dell'impianto e presso i recettori sensibili (TVN_Allegato_punto_5_Piano monitoraggio polveri), in sostituzione dei monitoraggi in continuo mediante strumentazione a *laser* precedentemente indicati per il corso d'opera, nonché l'esecuzione di indagini ecotossicologiche (TVN_Allegato punto_16_Indagini ecotossicologiche).

8. *In relazione alle dismissioni delle opere in progetto che saranno attuate a fine esercizio, occorre approfondire il quadro degli interventi previsti identificando fin d'ora i necessari interventi di riqualificazione del territorio a compensazione finale degli impatti che, se per lo scenario ante 2025 appaiono ridimensionati nel confronto con la configurazione d'impianto autorizzata, nello scenario post 2025 determinano un incremento.*

Risposta:

Come già indicato nello Studio di Impatto Ambientale presentato per la Valutazione di Impatto Ambientale del progetto, a conclusione della vita utile dei propri impianti e all'avvio della loro dismissione Enel si impegna a studiare la migliore strategia per costruire e gestire un percorso di fine vita specifico per ogni asset attraverso un processo strutturato e governato di asset management, in cui confluiscono conoscenze ed esperienze con connotazioni fortemente multidisciplinari.

Nel caso in esame si prevede il riutilizzo in campo energetico delle aree destinate al nuovo impianto a gas e l'incremento della capacità dell'impianto fotovoltaico, che si intende installare a valle della fermata definitiva dei gruppi esistenti. Tale scelta tiene conto del processo di transizione energetica in atto e porterà all'impiego delle migliori tecnologie disponibili sul mercato all'atto della dismissione dell'impianto a gas.



Centrale “Torrevaldaliga Nord” di Civitavecchia Documento di dettaglio

Al fine di determinare la migliore strategia di dismissione verrà effettuata innanzitutto una valutazione degli impatti su stakeholders interni ed esterni a livello locale e regionale in un’ottica di *Creating Shared Value* e di sostenibilità. Sarà favorito il coinvolgimento diretto di tutti i portatori di interessi a livello locale, nazionale e internazionale con il fine di creare valore sia per l’Azienda che per il Territorio, combinando gli obiettivi della prima con le priorità degli stakeholders.

Si cercherà inoltre, in linea con i principi di *Economia Circolare*, di riutilizzare strutture ed infrastrutture esistenti, favorendo l’innovazione e valorizzando allo stesso tempo la creazione di nuove idee.

Si sottolinea, infatti, che Enel intende massimizzare gli effetti positivi dei propri investimenti anche per l’ambiente ed il territorio attraverso l’adozione di un processo integrato di sostenibilità che parte già nelle fasi di progettazione e realizzazione dei nuovi progetti, i cui pilastri sono l’economia circolare, l’adozione di soluzioni innovative e la creazione di valore condiviso (CSV model). Gli interventi proposti oltre al rispetto dei criteri per la protezione dell’ambiente ed un uso razionale delle risorse, mirano ad attuare soluzioni sostenibili con riferimento a standard internazionali riconosciuti.

In occasione della conclusione della vita utile dell’impianto a gas si procederà innanzitutto al relativo *decommissioning* con l’ausilio di ditte specializzate e con tutti i requisiti richiesti per garantire che tale processo avvenga nel pieno rispetto delle condizioni di sicurezza e di protezione dell’ambiente e della salute. Le attività previste saranno incluse nel Piano di Dismissione che sarà predisposto secondo le prescrizioni che l’Autorizzazione Ambientale Integrata della Centrale imporrà per la nuova unità a gas e che sarà quindi propedeutico ad eventuali fasi successive di smontaggio o di demolizione degli impianti.

La dismissione dell’unità a gas sarà effettuata, quindi, in condizioni di massima sicurezza sia per i sistemi principali che per quelli ausiliari e particolare cura sarà rivolta alle seguenti attività:

- Rimozione di prodotti chimici, oli lubrificanti e altre specifiche sostanze contenute in apparecchiature, tubazioni e serbatoi.
- Pulizia (bonifica ove applicabile) di apparecchiature, tubazioni e serbatoi di stoccaggio per rimuovere eventuali residui.
- Gestione, trattamento e recupero/smaltimento di reflui e rifiuti nel pieno rispetto delle norme vigenti e dei criteri di sicurezza e sostenibilità ambientale.

Le successive attività di demolizione saranno condotte adottando modalità organizzative, operative e gestionali tali da assicurare la minimizzazione dei relativi impatti connessi come per esempio il rumore, la formazione di polveri ecc. Al fine di limitare la quantità di materiali da gestire come rifiuto sarà favorito il riutilizzo di apparecchiature e componenti e qualora non possibile quello dei materiali. Le attività previste a valle dismissione includeranno la

scoibentazione di apparecchiature e componenti, la loro demolizione e/o smontaggio, la rimozione dei componenti elettrici e la demolizione degli edifici, qualora non impiegabili per altri scopi, e delle opere civili fino a quota piano campagna.

Inoltre, si allega il documento "TVN_Allegato_punto_7 e 9_Riqualificazione sito" che presenta nel suo complesso le progettualità per la riqualificazione delle aree di impianto, inclusivo di iniziative rinnovabili.

9. *Con riferimento ai punti 7 e 8, presentare il piano di demolizioni complessivo, affrontando la sfida territoriale che va pensata come un nuovo sistema respiratorio verde, che all'interno dei quasi 100 ha della centrale, recuperi tutto ciò che è recuperabile, ricollegando i sistemi rurali e ambientali circostanti per risolvere un'area di deserto urbano e industriale funzionale in un luogo non facile ma ancora inseribile nel contesto generale (come indicato anche dal recente PTPR 2020), che include anche qualche emergenza archeologica. Infatti, l'area di progetto ricade in un articolato sistema territoriale di vincoli che deve considerare il cumulo degli impatti dovuti a impianti e infrastrutture. La corrente iniziativa di valorizzazione architettonica e paesaggistica del sito industriale di Torrevaldaliga Nord, pur essendo al di fuori di Siti afferenti alla Rete N2K, di cui il più prossimo è la ZSC IT6000005 "Fondali tra Punta S. Agostino e Punta della Mattonara", localizzata nel tratto di mare prospiciente, e la ZPS IT6030005 "Comprensorio Tolfetano-Cerite-Manziate" a circa 5 km di distanza, non è sufficiente: il progetto di rigenerazione ecologico-territoriale dovrà ricollocare la grande area industriale da dismettere nei sistemi rurale e costiero che conservano capacità di recupero (la fascia costiera a nord del sito è il Monumento Naturale de La Frasca - Decreto del Presidente della Regione Lazio 29 settembre 2017, n. T00162). La documentazione integrativa dovrà dunque la forma di una proposta progettuale vincolante di riqualificazione complessiva, che veda nella dismissione il punto di forza per una necessaria occasione di riqualificazione.*

Risposta:

Si allega il documento "TVN_Allegato_punto_7 e 9_Riqualificazione sito" che presenta nel suo complesso le progettualità per la riqualificazione delle aree di impianto, inclusivo di iniziative rinnovabili e dei dettagli in merito al Concorso di Progettazione "I nuovi spazi dell'energia".

10. *Analogamente, l'opera connessa, pur non interessando direttamente Siti Natura 2000, corre non lontano dalla ZSC ZPS IT6010021 "Monte Romano", ZSC IT6010020 "Fiume Marta (alto corso)" e ZSC IT6010036 "Sughereta di Tuscania", posti tra 1,5 e 4,3 km di distanza dal tracciato del metanodotto. È necessario integrare la documentazione progettando non soltanto adeguati ripristini (che devono includere la ricostruzione dei profili pedologici dei suoli attraversati), ma opportune mitigazioni (non solo estetiche) e compensazioni, computando puntualmente eventuali consumi di suolo non*

ripristinabili, emissioni dovute ai materiali impiegati e al cantiere, da compensare appositamente e in ragione di rapporti quantitativi incrementali (non solo 1:1). In particolare va meglio quantificato l'impatto sulle aree forestali (ad esempio con l'identificazione piante meritevoli di mantenimento e l'adozione di metodologie adeguate per i rilievi dendrometrici), per le quali vanno progettati (da professionisti abilitati al caso in questione) interventi di miglioramento boschivo e riordino bioecologico-strutturale oltre al ripristino degli attraversamenti specifici di filari, siepi, fasce boscate, valutando l'eventuale mantenimento di spazi aperti dove ciò sia utile al funzionamento della rete ecologica.

Risposta:

In merito alla richiesta di ripristini e mitigazioni, relativa all'opera connessa del metanodotto, si trasmette la seguente documentazione progettuale integrativa preparata a cura di Snam Rete Gas:

- Progetto di ripristino vegetazionale di dettaglio (TVN_Allegato_punto_10_Elaborato LSC-213);
- Piano preliminare delle mitigazioni (TVN_Allegato_punto_10_Elaborato LSC-230) comprensivo del censimento delle piante da salvaguardare

Relativamente alle “(...) *compensazioni, computando puntualmente eventuali consumi di suolo non ripristinabili, emissioni dovute ai materiali impiegati e al cantiere, da compensare appositamente e in ragione di rapporti quantitativi incrementali (non solo 1:1)*”, si precisa che le aree interessate dai lavori subiranno esclusivamente una trasformazione temporanea e avranno un consumo di suolo solo in corrispondenza degli impianti:

- Impianto Lancio/ricevimento pig in Comune di Viterbo per mq. 3.619
- Impianto P.I.L. in Comune di Monte Romano (VT) per mq. 241
- Impianto Lancio/ricevimento pig in Comune di Vetralla (VT) per mq. 3.725

Gli impianti sopra citati, ricadono tutti in aree agricole.

I riferimenti normativi che contemplano interventi compensativi a fronte di un cambio di destinazione d'uso del suolo sono la L.R. n.39 del 28 ottobre 2002 agli Artt. 37 e 40 e il Regolamento regionale Lazio n.7 del 18 aprile 2005 all'Art. 14. Tuttavia, in virtù della temporaneità della trasformazione d'uso del suolo, non sono riferibili all'opera e alle attività in oggetto.

Eventuali compensazioni, cui Snam Rete Gas s'impegna a rendersi disponibile fin da subito con interventi aventi ad oggetto “*la piantumazione di nuove aree al di fuori di quelle interessate dai lavori*”, potranno essere realizzate previo accordi con gli Enti preposti, che potranno indicare le aree per quali s'intende prevedere opere di rimboschimento a titolo compensativo.

11. *Si ritiene necessario eseguire un nuovo studio per la redazione della Relazione sulla valutazione dell’incidenza ambientale, che dovrà essere redatta e firmata da un tecnico competente abilitato, relazione da presentarsi in sostituzione di quella depositata.*

Risposta:

In allegato – punto 11, si riporta lo “Studio di Impatto Ambientale (art.22 D.Lgs 152/2006 e ss.mm.ii.) - Allegato B - Studio per la Valutazione di Incidenza Ambientale” firmata dall’ing. Maurizio Sala, tecnico abilitato in materia (TVN_Allegato_punto_11_B9014456_TN_SIA.All.B_VINCA).

12. *Considerato che per le nuove opere da realizzarsi entro l’area industriale sono previsti scavi fino alla profondità di 5 m dal p.c. e la posa dei pali di fondazione fino alla profondità di 20 m dal p.c., risulta necessario approfondire lo studio geologico del sito prescelto implementando il modello geotecnico del volume di sottosuolo interagente con dette opere sia in condizioni statiche che dinamiche, con la finalità di evidenziare la fattibilità delle soluzioni progettuali che si intendono adottare, da relazionarsi con dettaglio sufficiente a valutare gli impatti di dette soluzioni.*

Risposta:

Nel corso del 2005, nell’area di interesse e propedeuticamente al progetto di conversione a carbone della Centrale ad olio combustibile, Enel ha effettuato una specifica campagna di indagini geognostiche, come dettagliato nel documento in allegato TVN_Allegato_punto_12_Relazione geotecnica P12TN01735 (e relativi allegati 1÷7), sulla base delle quali è stata considerata l’ipotesi della tipologia di fondazioni previste per le opere principali proposte (pali a 20 m).

Per il progetto in essere, è prevista una ulteriore campagna di indagini geotecniche e geofisiche ad integrazione delle informazioni già disponibili. A valle della suddetta campagna verranno redatte una specifica relazione geologica e sismica e una specifica relazione geotecnica di caratterizzazione di tutto il volume significativo del terreno che interagirà con le opere a progetto.

13. *In relazione al rischio tsunami cui sono esposte le nuove opere e sulla base degli studi specialistici e degli scenari probabilistici attesi, occorre descrivere le misure di mitigazione individuate per prevenire gli effetti innescati da eventi incidentali, specificando i conseguenti impatti residuali.*

Risposta:

In relazione al rischio tsunami l’Italia partecipa dal 2005 al sistema di allertamento rapido internazionale per il rischio maremoto nel Nord Est Atlantico, Mediterraneo e Mari collegati (NEAMTWS) sotto il coordinamento dalla IOC (Intergovernmental Oceanographic Commission dell’UNESCO).

La direttiva del Presidente del Consiglio dei Ministri del 17 febbraio 2017 ha istituito il SiAM (Sistema di Allertamento nazionale per i Maremoti generati

da sisma) ed il 15 novembre 2018 sono state pubblicate in Gazzetta Ufficiale le indicazioni per l’aggiornamento delle pianificazioni per il rischio maremoto.

Tali indicazioni sono inerenti alle diverse componenti e strutture operative del Servizio Nazionale della protezione civile, utili ai vari livelli territoriali e istituzionali ai fini della salvaguardia della popolazione presente lungo le coste.

Compito del SiAM è quello di monitorare e allertare il possibile accadimento di maremoti che avvengono nel mar Mediterraneo a seguito di un evento sismico.

Il documento di Indicazioni descrive il contesto di riferimento e fornisce informazioni utili per inquadrare i temi connessi al rischio specifico e approfondire le azioni e le misure da adottare a seconda delle fasi di allerta. Esso inoltre fornisce le indicazioni operative utili ai fini dell’elaborazione o dell’aggiornamento delle pianificazioni di protezione civile per i livelli territoriali, per le Strutture Operative e per i gestori dei Servizi essenziali e della mobilità. Infine, fornisce indicazioni utili per consentire, ai vari livelli, la pianificazione dell’informazione e comunicazione alla popolazione. Il testo fornisce anche indicazioni sulle metodologie utilizzate per la definizione delle fasce di inondazione, sulla messaggistica SiAM e sull’allontanamento della popolazione, oltre che indicazioni sulla realizzazione della segnaletica di emergenza per il rischio maremoto.

Nell’ambito del progetto sono state quindi definite le mappe di inondazione delle aree costiere per Tsunami indotto da sisma (MIT) e delle relative zone di allertamento, mediante una metodologia speditiva utilizzata e accreditata anche a livello internazionale e accessibili al portale web <http://sgi2.isprambiente.it/tsunamimap/#>.

Sebbene ad oggi definite in via preliminare, le fasce identificate rappresentano attualmente le migliori informazioni a disposizione sulla base dei dati fruibili a livello nazionale. Esse saranno pertanto oggetto di aggiornamento futuro ad integrazione di nuovi e più definiti dati territoriali ed utilizzo di modelli numerici e scenari d’inondazione.

Nel seguito si riporta lo stralcio delle “mappe d’inondazione da tsunami indotto da sisma (MIT) e relative zone di allertamento” relativo al sito della Centrale di Torrevaldaliga Nord e due elaborazioni inerenti il posizionamento delle nuove opere rispetto alla fascia di allerta arancione ed alla fascia di allerta rossa.

Le immagini consentono di verificare che la Centrale rientra prevalentemente nella fascia di allerta rossa e marginalmente nella fascia di allerta arancione. Dall’approfondimento sulle aree destinate ad ospitare le nuove opere si evidenzia un interessamento delle sole aree per allerta rossa.



Stralcio della mappa d'inondazione da tsunami indotto da sisma (MIT) e relative "zone di allertamento" relativo al sito della Centrale di Torrevaldaliga Nord. Fonte: Tsunami Map Viewer <http://sgi2.isprambiente.it/tsunamimap/>



Fascia di allerta arancione (zona 1) e nuove opere in Progetto (in rosso)



Fascia di allerta rossa (zona 2) e nuove opere in Progetto (in rosso)

La gestione del rischio Tsunami per l’impianto di progetto sarà effettuata mediante predisposizione di specifiche procedure di intervento e gestione dell’emergenza previa condivisione con la Protezione Civile, in continuità con l’attuale collaborazione in ambito territoriale.

14. Si richiede di produrre e integrare le valutazioni effettuando un approfondimento (valutazione dell’esposizione acuta e cronica) per l’NH₃, avendo cura di stimare il livello di background, tramite modellistica e/o misure effettuate sul territorio.

Risposta:

Come da richiesta di integrazione di cui sopra viene riportata di seguito la valutazione di esposizione per NH₃. Nella successiva tabella viene riportato il valore di Inhalation Reference Concentration (RfC) disponibile a livello di pubblicazioni e linee guida di riconosciuta valenza internazionale utile per effettuare la valutazione di esposizione suddetta.

Tabella 1: RfC associato al parametro NH₃

Rischio Tossico			
Parametro		RfC [µg/m ³]	Fonte
NH ₃	media annua	500	US EPA, 2016
	media oraria	3.200	OEHHA, 2019

L’impiego dell’RfC per NH₃ su media annua risulta pienamente allineato con i valori di esposizione considerati ed ampiamente cautelativo rispetto all’analisi che si potrebbe fare per esposizioni acute.

Infatti, considerando come RfC sul breve termine il valore di TLV (Threshold Limit Value) per esposizione ad 8 ore individuato dal D.Lgs. 81/08, pari a 14.000 µg/m³, si arriva a dei risultati sicuramente meno cautelativi, così come considerando come RfC sul breve termine il valore di REL (Reference Exposure Level) fissato da OEHHA (Californian Office of Environmental Health Hazard Assessment), dipartimento di CalEPA (California Environmental Protection Agency), che rappresenta la soglia di esposizione acuta con tempo di mediazione di 1 ora, pari a 3.200 µg/m³.

Si osserva in particolare per NH₃ che, essendo i valori di ricaduta al suolo per tale inquinante sempre ampiamente al di sotto della soglia di 500 µg/m³, i relativi valori di HQ (riportati nelle tabelle di cui a paragrafi 1.7, 1.8 e 1.9 dell’ allegato (TVN_Allegato_punto_14-15_HI) mostrano un intervallo con valori dell’ordine di circa $1 \times 10^{-3} \div 1 \times 10^{-6}$.

La tabella di seguito riporta i risultati dell’assessment tossicologico in termini di massimi HQ stimati.

Tabella 2: Risultati dell’assessment tossicologico in termini di massimi HQ

Parametro	RfC [µg/m ³]	Valore massimo Hazard Quotient calcolato per comuni e recettori	Soglia di accettabilità	Ubicazione
NH ₃	500	$3,60 \times 10^{-3}$	1	Aurelia
	3.200	$5,63 \times 10^{-4}$	1	Aurelia

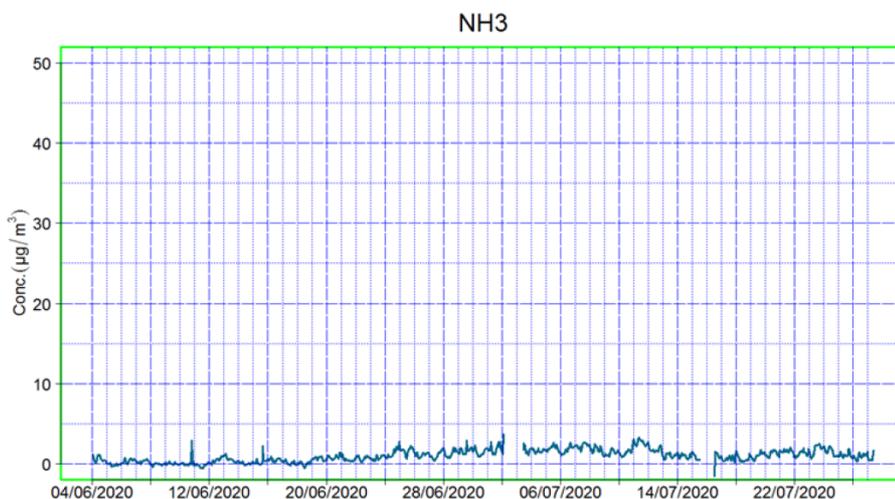
In merito al parametro NH₃, le normative nazionali ed europee in materia di qualità dell’aria non hanno definito valori limite o standard da rispettare per le concentrazioni in aria ambiente e le centraline di monitoraggio solo in rari casi effettuano la misura di tale contaminante. Dunque, si procede alla valutazione della concentrazione di fondo in atmosfera di ammoniaca calcolata in base alle stime modellistiche del modello europeo CAMS “European air quality forecasts, Ensemble” relativamente all’anno 2019.

Tabella 3: stime modellistiche NH₃ del modello europeo CAMS “European air quality forecasts, Ensemble” relativamente all’anno 2019”

Massimo della concentrazione media giornaliera (µg/m ³):	3,36
Concentrazione media annua (µg/m ³):	0,77

Per quanto attiene una valutazione basata su dati di campagne sperimentali, la ricerca condotta ha riportato la disponibilità del documento ARPA Lazio “Monitoraggio odori nel Comune di Colonna (RM)”, effettuato nel periodo 04 giugno – 28 luglio 2020. Dal grafico seguente, riportato nella citata

pubblicazione, si può valutare indicativamente una concentrazione media nel periodo di campagna di circa $2 \mu\text{g}/\text{m}^3$.



*Concentrazioni di Ammoniaca rilevate presso il Comune di Colonna (RM),
 fonte ARPA Lazio.*

È opportuno sottolineare come la campagna sperimentale sia relativa ad un sito distante circa 90 km dalla Centrale di Torrevaldaliga Nord, e diametralmente opposto rispetto alla Città di Roma e che essa si riferisce ad un sito posto nell’entroterra dove, rispetto ad un sito costiero come quello in esame, sono più diffuse sul territorio le emissioni di NH_3 soprattutto da attività agricole e zootecniche, oltre che dal settore dei trasporti ed alcuni processi produttivi. Si può pertanto ritenere che la concentrazione di ammoniaca rilevata presso Colonna possa essere una sovrastima dei livelli di fondo presenti nel contesto di Civitavecchia, grazie all’apporto di masse d’aria marine che non subiscono l’arricchimento di tale sostanza.

Data la scarsità di dati sperimentali relativi all’area di interesse è stato adottato come valore di fondo la concentrazione di $3,36 \mu\text{g}/\text{m}^3$ nell’ipotesi in cui la concentrazione media annua corrisponda al massimo della concentrazione media giornaliera.

Enel si rende disponibile, anche in una fase successiva, ad integrare il Piano di Monitoraggio Ambientale (PMA) con uno specifico piano di monitoraggio delle concentrazioni in aria ambiente dell’ammoniaca (parametro ad oggi non ancora coperto dalle misure dell’attuale rete di rilevamento della qualità dell’aria di ARPA), concordando con gli enti preposti al controllo del territorio (ARPA) le modalità operative dello stesso.

A seguire si riporta il calcolo dell’HQ, rappresentativo dell’area di interesse, considerando i soli valori di background e l’HQ dato dal contributo del progetto in esame (concentrazione massima giornaliera stimata nell’area di interesse in corrispondenza del recettore “Aurelia”) considerandolo come additivo ai valori di background.

Tabella 4: NH₃ - HQ

NH ₃	Valore di background	HQ solo background	Fase 3 Concentrazione massima della media giornaliera recettore Aurelia	HQ Fase 3	HQ Fase 3 comprensivo di background	Soglia di accettabilità
Effetto cronico	3,36 µg/m ³	6,72 x 10 ⁻³	1,80 µg/m ³	3,60 x 10 ⁻³	1,01 x 10 ⁻²	1
Effetto acuto	3,36 µg/m ³	1,05 x 10 ⁻³	1,80 µg/m ³	5,63 x 10 ⁻⁴	1,6 x 10 ⁻³	1

Le valutazioni soprariportate, pur non evidenziando nessuna criticità, sono da considerarsi cautelative poiché come riportato alla precedente risposta 3.a, il gestore si impegna a non superare l’attuale limite di emissione massica annua dell’impianto esistente, pari a circa 195 t/anno.

15. Si richiede di produrre e integrare il calcolo dei singoli HI soprattutto in relazione all’NH₃ mancante.

Risposta:

Si riporta in allegato (TVN_Allegato_punto_14-15_HI) l’aggiornamento dell’Allegato 5 allo studio di VIS a seguito delle presenti integrazioni, comprendente l’indicazione dei singoli HQ come da richiesta di cui sopra. Si evidenzia che i valori di HI cumulativi riportati nello studio VIS erano già comprensivi del contributo dell’NH₃, ove pertinente (solo Fase 3- CCGT 1A e 1B).

16. Per evidenziare gli eventuali impatti sulla salute non attesi derivanti da esposizione multipla a inquinanti chimici anche a bassi livelli, si richiede di presentare un piano per l’effettuazione dei saggi ante-operam, da ripetere, con frequenza almeno annuale, in fase di monitoring:

- a) per l’ecosistema acquatico;
- b) per l’ecosistema terrestre;
- c) per l’ecosistema marino.

Risposta:

Come richiesto si allega il Piano di Monitoraggio delle Indagini ecotossicologiche (TVN_Allegato_punto_16_Indagine ecotossicologica) che comprende le tipologie di indagini previste sulle diverse matrici (ecosistema acquatico, ecosistema terrestre, ecosistema marino), le stazioni di campionamento e le frequenze relative alla fase ante e post operam.

17. Si richiede al proponente di progettare uno studio epidemiologico a coorte storica, con la collaborazione della ASL territoriale. Lo studio epidemiologico, da svolgere collaborazione con enti sanitari territoriali, andrà effettuato entro 1-2 anni dall’entrata in esercizio della nuova CTE e dovrà essere aggiornato a distanza di 5 anni per vedere le differenze nell’insorgenza di patologia latenza inferiore a 5 anni correlate alla nuova tecnologie e valutare il trend temporale col metodo della “difference-in-differences” (DID). Si richiede, considerato che in prossimità della centrale sono presenti zone balneari ampiamente utilizzate durante la stagione estiva, un approfondimento sulla potenziale esposizione della popolazione durante la permanenza sugli arenili, con particolare attenzione a popolazione sensibile quale i bambini.

Risposta:

Il documento allegato TVN_Allegato_punto_17_Progetto Studio di coorte residenziale riporta la proposta di metodologia per uno studio di coorte residenziale sugli effetti delle esposizioni ambientali sulla mortalità e morbosità della popolazione residente nell’area di interesse; i dettagli saranno oggetto di discussione con gli Enti di Riferimento. A tal proposito si sottolinea che tale allegato è stato inviato con nota ENEL-PRO-04/05/2021-0006785 (TVN_Allegato_punto_17_Nota di trasmissione Studio epidemiologico) con la disponibilità sin da subito ad approfondire con tavoli dedicati il progetto.

Le singole specifiche cause da analizzare e la metodologia di stima dei potenziali effetti, atte a valutare anche l’esposizione della popolazione durante la permanenza sugli arenili, verranno concordate con l’ente di controllo.

18. Si richiede di utilizzare, per la sintesi dei risultati di stime dell’Health Impact Assessment, la tabella suggerita dall’ISS a pag. 11 del rispettivo parere.

Risposta:

Come richiesto dal parere di cui sopra, in TVN_Allegato_punto_18_HIA si riporta un aggiornamento dell’Allegato 6 della VIS effettuata, ove sono presenti i risultati ottenuti dalle elaborazioni effettuate per Fase 1- OCGT 1A, Fase 2-OCGT 1B e Fase 3 – CCGT 1A e 1B per la popolazione esposta di cui all’area entro cui si esauriscono gli effetti significativi delle ricadute degli inquinanti emessi (23 km x 23 km). Inoltre, il delta di concentrazione tra lo stato attuale e le fasi di progetto è stato calcolato tenendo conto delle emissioni reali dell’attuale esercizio per gli anni di riferimento mentre per lo scenario di progetto è stato considerato un esercizio annuale continuativo al massico carico.

I valori di RR inferiori ad 1 (limite inferiore 95% IC) sono stati posti pari ad 1, come da indicazioni dell’Istituto Superiore di Sanità.

Le valutazioni di tipo epidemiologico sono state effettuate per gli inquinanti e gli effetti sanitari ad essi associabili per i quali risultano disponibili le corrispondenti funzioni di rischio relativo (RR) da fonti referenziate. Nella

definizione delle funzioni di rischio relativo (RR), come indicato dalle Linee Guida VIS, i principali riferimenti sono le valutazioni emerse nel corso del Progetto VIIAS e quanto indicato dalle Linee Guida VIIAS (tabella 4.2 pagg. 31-32). Ad integrazione dei riferimenti citati è stato considerato quanto riportato nel report WHO - HRAPIE “Health risks of air pollution in Europe – HRAPIE project” del 2016.

I parametri di rischio relativo (RR), riferiti ad un incremento della concentrazione di 10 µg/m³, desunti dalla letteratura ed utilizzati per il calcolo, sono riportati nella tabella 1 seguente.

Tabella 1: RR desunti da letteratura

TIPO DI EFFETTO	INQUINANTE/EFFETTO	RR (95%IC)	FONTE	NOTE
LUNGO TERMINE (media annua)	PM2.5			
	Mortalità totale	1.062 (1.040-1.083)	LG VIIAS (Hoek et al. 2013)	> 30 anni Da applicare a medie annue
	Mortalità cardiovascolare	1.10 (1.05-1.15)	Progetto VIIAS (Hoek et al., 2014)	
	Malattie respiratorie	1.10 (0.98-1.24)	Progetto VIIAS (Hoek et al., 2014)	
	Incidenza Tumore polmoni	1.09 (1.04-1.14)	Progetto VIIAS (Hoek et al., 2014)	Da applicare a medie annue
	NO₂			
Mortalità totale	1.02 (1.01-1.03)	The use of HIA tools in European Cities 2018	> 30 anni Da applicare a medie annue	
BREVE TERMINE	PM2.5			
	Ricoveri per cause cardiovascolari	1.0091 (1.0017-1.0166)	HRAPIE 2013	Da applicare a massimo medie giornaliere
	NO₂			
Ricoveri per cause respiratorie	1.0015 (0.9992-1.0038)	HRAPIE 2013	Da applicare a massimo medie giornaliere	

Nello specifico, per ogni inquinante e relativa patologia, considerando l'insieme delle sezioni di censimento dell'area di interesse, sono riportati:

- Delta di casi attribuibili fra l'assetto ante operam e quello post operam di ciascuna fase (in Fase 1-OCGT TVN1A o Fase 2-OCGT TVN1A TVN1B o Fase 3-CCGT TVN1A TVN1B singolarmente considerate), attraverso la formula:

$$AC = (RR-1) \cdot Tassopop \cdot \Delta C \cdot Popexp$$

Dove: AC = Numero di casi attribuibili all'esposizione in esame;
 (RR - 1) = Eccesso di rischio per unità di variazione della concentrazione/esposizione del fattore di rischio in esame;
 Tassopop = Tasso di mortalità/morbidità/incidenza al baseline nella popolazione target per l'effetto considerato;
 ΔC = Variazione nelle concentrazioni/esposizioni ambientali ante (dati reali, periodo corrispondente a quello relativo al Tassopop

considerato) - post operam (dati progettuali considerando un esercizio continuativo al massimo carico)) per la quale s'intende valutare l'effetto;

Popexp = Dimensione della popolazione target.

- tasso ex ante per la specifica patologia riferito all'area di interesse, derivante dal set di dati impiegato per la valutazione dello stato di salute ante-operam (fonte DEP LAZIO mortalità 2013-2017 e ospedalizzazione 2014-2018).
Come noto questo tasso è correlato ed influenzato sia dall'insieme del potenziale impatto sulla salute delle varie forzanti, differenti dalla sola centrale nell'attuale assetto ante operam, che influenzano la qualità dell'aria nell'area di interesse (es. emissioni da traffico, aree portuali, attività industriali esistenti...), sia dall'insieme del potenziale impatto delle determinanti indirette sulla salute quali ad esempio stile di vita, condizione socio-economica, etc.
Anche il delta casi attribuibili ante/post operam risulta conseguentemente influenzato dall'insieme di tutte queste forzanti e determinanti indirette.
- tasso post-operam per la specifica patologia calcolato per l'area di interesse, come valore minimo, medio e massimo, in funzione del relativo valore di RR considerato.

Si specifica che la modellistica di dispersione considerata è relativa allo scenario progettuale e che l'area di interesse è stata stimata come l'area di influenza delle emissioni del progetto sull'area circostante e che per il calcolo dei casi attribuibili è stata considerata per lo scenario ante operam l'emissione reale per gli anni corrispondenti con quelli dei tassi disponibili (2013-2017).

Nelle tabelle seguenti si riporta infine una sintesi dei risultati ottenuti.

Tabella 2: Casi attribuibili in difetto, tassi per assetto ante operam e post operam (Fase 1) su tutta l'area di interesse

INQUINANTE - PATOLOGIA DI INTERESSE	FASE 1							
	Casi in difetto normalizzati su 10000 abitanti			TASSO x10.000 per anno ex ante	TASSO x10.000 per anno in funzione degli scenari di esposizione			Differenza massima fra tassi ante operam - post operam
	minimo	medio	massimo		minimo	medio	massimo	
PM2.5 – MORTALITA' TOTALE	0,002	0,003	0,004	102,933	102,931	102,930	102,929	-0,004
PM2.5 – MORTALITA' PER CAUSE CARDIOVASCOLARI	0,001	0,002	0,002	36,558	36,557	36,556	36,555	-0,002
PM2.5 – MORTALITA' PER CAUSE RESPIRATORIE	0,000	0,000	0,001	7,969	7,969	7,969	7,968	-0,001
PM2.5 – INCIDENZA TUMORE AL POLMONE	0,000	0,000	0,000	6,727	6,727	6,727	6,727	0,000
PM2.5 – SDO PER CAUSE CARDIOVASCOLARI	0,013	0,069	0,127	115,019	115,006	114,949	114,892	-0,127
NO ₂ – MORTALITA' TOTALE	0,007	0,014	0,021	102,933	102,926	102,919	102,911	-0,021
NO ₂ – SDO PER CAUSE RESPIRATORIE	0,000	0,065	0,166	64,057	64,057	63,992	63,891	-0,166

Tabella 3: Casi attribuibili in difetto, tassi per assetto post operam (Fase 2) su tutta l'area di interesse

INQUINANTE - PATOLOGIA DI INTERESSE	FASE 2							
	Casi in difetto normalizzati su 10000 abitanti			TASSO x10.000 per anno ex ante	TASSO x10.000 per anno in funzione degli scenari di esposizione			Differenza massima fra tassi ante operam - post operam
	minimo	medio	massimo		minimo	medio	massimo	
PM2.5 – MORTALITA' TOTALE	0,001	0,002	0,002	102,933	102,932	102,931	102,931	-0,002
PM2.5 – MORTALITA' PER CAUSE CARDIOVASCOLARI	0,000	0,001	0,001	36,558	36,557	36,557	36,556	-0,001
PM2.5 – MORTALITA' PER CAUSE RESPIRATORIE	0,000	0,000	0,001	7,969	7,969	7,969	7,969	-0,001
PM2.5 – INCIDENZA TUMORE AL POLMONE	0,000	0,000	0,000	6,727	6,727	6,727	6,727	0,000
PM2.5 – SDO PER CAUSE CARDIOVASCOLARI	0,012	0,066	0,120	115,019	115,006	114,953	114,899	-0,120
NO ₂ – MORTALITA' TOTALE	0,004	0,008	0,013	102,933	102,929	102,924	102,920	-0,013
NO ₂ – SDO PER CAUSE RESPIRATORIE	0,000	0,056	0,142	64,057	64,057	64,001	63,915	-0,142

Tabella 4: Casi attribuibili in difetto, tassi per assetto post operam (Fase 3) su tutta l’area di interesse

INQUINANTE - PATOLOGIA DI INTERESSE	FASE 3							
	Casi in difetto normalizzati su 10000 abitanti			TASSO x10.000 per anno ex ante	TASSO x10.000 per anno in funzione degli scenari di esposizione			Differenza massima fra tassi ante operam - post operam
	minimo	medio	massimo		minimo	medio	massimo	
PM2.5 – MORTALITA’ TOTALE	0,001	0,002	0,002	102,933	102,932	102,931	102,931	-0,002
PM2.5 – MORTALITA’ PER CAUSE CARDIOVASCOLARI	0,000	0,001	0,001	36,558	36,557	36,557	36,556	-0,001
PM2.5 – MORTALITA’ PER CAUSE RESPIRATORIE	0,000	0,000	0,000	7,969	7,969	7,969	7,969	0,000
PM2.5 – INCIDENZA TUMORE AL POLMONE	0,000	0,000	0,000	6,727	6,727	6,727	6,727	0,000
PM2.5 – SDO PER CAUSE CARDIOVASCOLARI	0,013	0,067	0,122	115,019	115,006	114,952	114,896	-0,122
NO ₂ – MORTALITA’ TOTALE	0,002	0,005	0,007	102,933	102,930	102,928	102,926	-0,007
NO ₂ – SDO PER CAUSE RESPIRATORIE	0,000	0,051	0,130	64,057	64,057	64,006	63,927	-0,130

La valutazione è stata effettuata come delta di casi attribuibili considerando il passaggio dall’assetto ante operam a quello stimato post operam, alla quale si affianca la valutazione della relativa variazione del tasso ex-ante di riferimento.

I risultati ottenuti per i casi attribuibili per 10.000 abitanti, in termini di mortalità e ospedalizzazione, mostrano valori sempre in riduzione per la Fase 1 sia a livello di sezione censuaria, che di singolo Comune, così come anche per l’intera area di interesse. Per la Fase 2 sono stati ottenuti casi attribuibili per 10.000 abitanti sostanzialmente invariati per mortalità per cause respiratorie ed incidenza tumorale per PM 2.5 mentre per le altre patologie è attesa una riduzione dei casi attribuibili. Per la Fase 3 sono stati ottenuti casi attribuibili per 10.000 abitanti sostanzialmente invariati rispetto alla Fase 2 per la maggior parte delle patologie.

In termini di variazione del tasso di riferimento ex ante per le patologie di interesse a seguito degli interventi proposti (Fase 1, Fase 2 e Fase 3) non sono attesi discostamenti apprezzabili.

In sintesi, i risultati ottenuti evidenziano come gli impatti del progetto sulla componente “salute pubblica” risultino scarsamente significativi, in considerazione di una variazione sui tassi infatti estremamente esigua.

I valori numerici ottenuti sono da considerarsi utili più che per valutazioni assolute, per una comparazione di più alternative progettuali e/o definizione

di un giudizio qualitativo dell'impatto sanitario del progetto in esame rispetto al contesto di inserimento e come base conoscitiva per eventuali azioni di monitoraggio future. Si osserva inoltre che considerare tassi relativi al periodo 2013-2017, rispetto a considerare tassi più recenti, alla luce dei risultati ottenuti (si veda colonna della differenza massima sempre negativa o pari a zero) non comporterebbe presumibilmente alcuna differenza nelle valutazioni conclusive sopra effettuate.

19. Si richiede un approfondimento sulle deposizioni al suolo degli inquinanti e sulla loro "non rilevanza" in termini di potenziale esposizione della popolazione, sia per ingestione di suolo sia per via alimentare.

Risposta:

Come premessa occorre ricordare che le polveri sottili generate nell'assetto post-operam che possono dar luogo a deposizione sono ascrivibili esclusivamente al particolato secondario.

Nelle fasi post-operam del progetto non si prevede infatti l'emissione diretta di particolato atmosferico dalle installazioni.

Il particolato secondario è costituito dagli aerosol, che si generano dalle reazioni di ossido-riduzione degli inquinanti primari e secondari presenti in atmosfera allo stato gassoso (ossidi di azoto, ossidi di zolfo, ammoniaca, etc.) oppure dai processi di condensazione dei prodotti finali di reazioni fotochimiche.

In riferimento alle tipologie di inquinanti primari emessi dall'opera (NO_x, NH₃, quest'ultima solo in Fase 3 - CCGT) nel suo assetto futuro, il particolato secondario sarà esclusivamente dovuto alla formazione in atmosfera di nitrati di ammonio a partire dagli ossidi di azoto.

Infatti, in presenza di ammoniaca, gli aerosol secondari assumono la forma di sali di ammonio (di fatto nitrato di ammonio nel caso in oggetto).

Pur volendo considerare, nel modello concettuale dello studio un percorso di esposizione per ingestione della popolazione, ad oggi, non risulta disponibile un fattore di rischio associabile all'esposizione al nitrato d'ammonio per tale percorso di esposizione, ed inoltre le deposizioni al suolo sono state, inoltre, considerate come non rilevanti in termini di potenziale esposizione della popolazione, in quanto particolarmente esigue in termini di ricadute (valore massimo pari a 1.53 mg/m²*giorno - Fase 3/CCGT) rispetto ai valori guida italiani ed europei riportati di seguito.

Classe e/o indice di polverosità per le polveri sedimentabili (tabella 4B1c) Rapporto finale del gruppo di lavoro della "Commissione Centrale contro l'Inquinamento Atmosferico" del Ministero dell'Ambiente

Classe di polverosità	Polvere totale sedimentabile (mg/m²/d)	Indice di polverosità
I	<100	Assente
II	100 - 250	Bassa
III	251 - 500	Media
IV	501 - 600	Medio-alta
V	>600	Elevata

Valori di riferimento europei per la deposizione di polveri

Stato	Rateo deposizione [mg/m²/d]	Riferimento
Germania (media annua)	350	TA Luft, 2002
Austria (media annua)	210	Gesamte Rechtsvorschrift für Immissionsschutzgesetz-Luft, Fassung vom, 2013
Svizzera (media annua)	200	Ordinanza contro l'inquinamento atmosferico (OIA 1986), media aritmetica annuale
Slovenia (media annua)	200	Decree on limit values, alert thresholds and critical imission values for substances into the atmosphere). (Ur. L. RS št.73/1994)
Belgio-Fiandre (media mensile)	350	VLAREM II order of the Flemish Government of 1 June 1995 concerning General and Sectoral provisions relating to Environmental Safety. Appendix 2.5.2. Environmental quality standards for particulate fallout
Regno Unito e Scozia (media mensile)	200	Environment Agency, 2013

Si sottolinea quindi che le deposizioni al suolo possono essere considerate come non rilevanti in termini di potenziale esposizione della popolazione, in quanto particolarmente esigue in termini di ricadute rispetto ai valori guida sia italiani che europei.

Quindi, considerando che:

- le deposizioni al suolo calcolate mediante l'analisi modellistica effettuata risultano almeno di due ordini di grandezza inferiori ai valori di riferimento disponibili,
- la natura chimica delle potenziali deposizioni è sostanzialmente ascrivibile a nitrato di ammonio (come componente principale) sostanza impiegata tipicamente come fertilizzante in agricoltura

senza rischi connessi all’ingestione o al bioaccumulo nell’ambito della catena alimentare,
nel presente studio non è stato valutato lo scenario di esposizione della popolazione tramite catena alimentare o contatto dermico per le deposizioni derivanti dalle emissioni in atmosfera del progetto.

Per completezza e per un riscontro più oggettivo in merito alla scarsa rilevanza quantitativa delle deposizioni, si rimanda alle tavole riportate di seguito in cui sono presenti le mappe di ricadute elaborate sulla base delle simulazioni effettuate in ambito VIA (TVN_Allegato_punto_19_deposizioni).

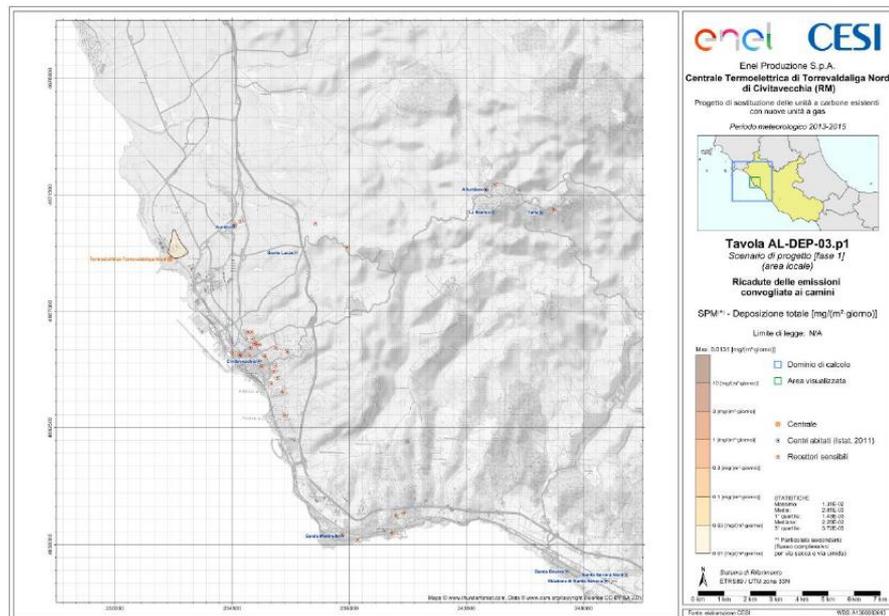


Tavola AL-DEP-03.p1 relativa alle deposizioni totali derivanti dalle emissioni convogliate ai camini nello scenario Fase 1 (OCGT 1A)

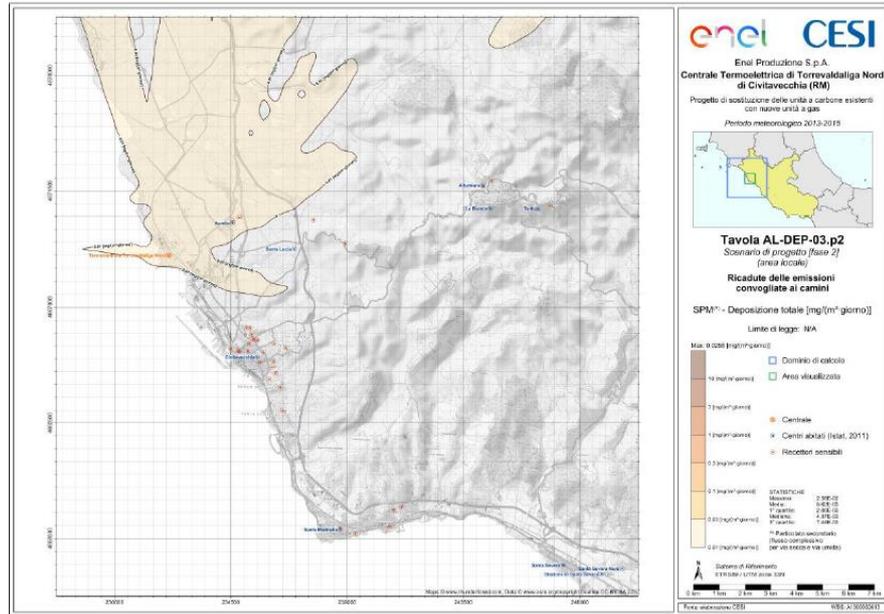


Tavola AL-DEP-03.p2 relativa alle deposizioni totali derivanti dalle emissioni convogliate ai camini nello scenario Fase 2 (OCGT 1A e 1B)

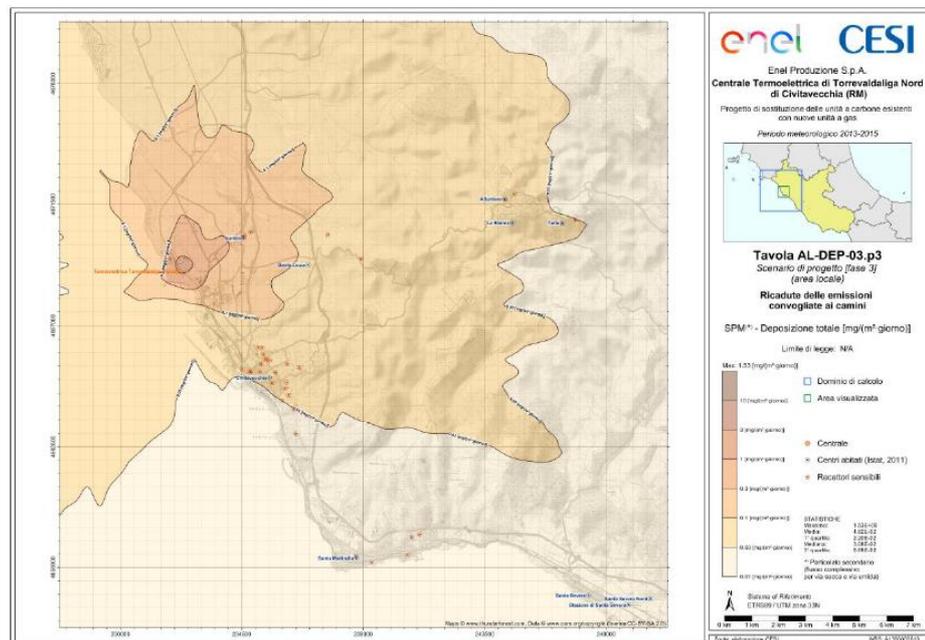


Tavola AL-DEP-03.p3 relativa alle deposizioni totali derivanti dalle emissioni convogliate ai camini nello scenario Fase 3 (CCGT 1A e 1B)

2. PARTE II

2.1. INTEGRAZIONI VOLONTARIE

2.1.1. DEFINIZIONE PERCORSO CAVI INTERRATI 380 kV

Nella documentazione presentata con l’istanza, in particolare nella *Relazione Tecnica PBITC00032.01*, Enel ha specificato che i collegamenti tra i blindati GIS e i trasformatori principali Tg avverranno tramite cavi XLPE 400 kV, e che il trasformatore principale TV sarà collegato direttamente allo stallo in aria dell’ex gruppo 1, senza necessità di ulteriori connessioni in cavo.

Con la presente integrazione, ed in coerenza con la STMG ricevuta da Terna, Enel specifica i percorsi previsti per i cavi sotterranei XLPE, a distanza dalla recinzione di Centrale e da edifici presidiati, a cui è stato associato uno studio di compatibilità elettro-magnetica (allegato TVN_Allegato_integrazione_PBITC30206.00_Relazione CEM), che conferma la compatibilità e la sicurezza.

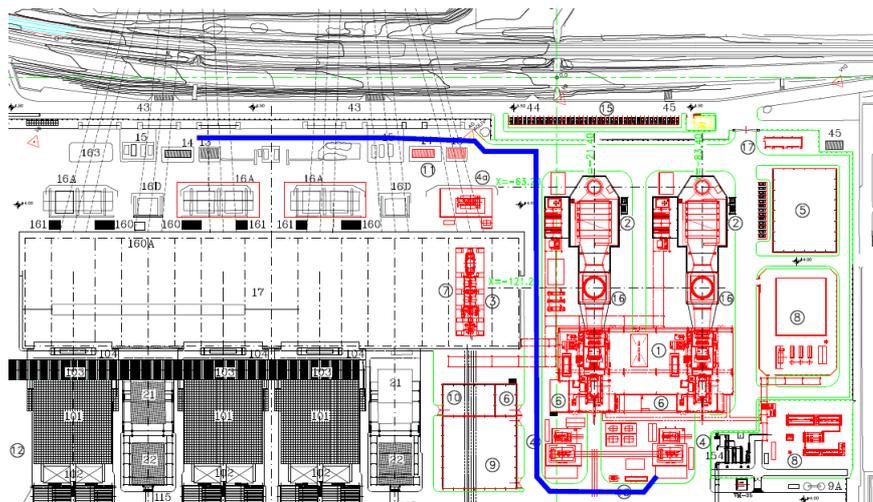


Figura 1 – estratto da PBITC00931.02 con aggiunto in blu il tracciato del cavidotto sotterraneo Alta Tensione.

2.1.2. VOLUMETRIE PREVISTE DELLE TERRE E ROCCE DA SCAVO

A seguito dell’approfondimento condotto in merito agli scavi e alla stima delle volumetrie previste delle terre e rocce da scavo, si precisa che, diversamente da quanto riportato nella *Relazione Tecnica PBITC00032.01 al capitolo 6.8* e nel documento CESI “*Piano preliminare di utilizzo in sito delle terre e rocce da scavo escluse dalla disciplina dei rifiuti (ai sensi dell’art. 24 del D.P.R. 120/2017)*” B9025808_EP_TV_N_PPDU, al cap. 4.3, entrambi trasmessi unitamente all’istanza, Enel fa presente che a seguito di ulteriori valutazioni geotecniche e del coinvolgimento dei fornitori dei macchinari principali, la quantità massima di

terre movimentate potrà raggiungere circa 70.000 m³ di volume rispetto ai 55.000 m³, mantenendo un’ipotesi di riutilizzo di volumi per reinterri pari a circa 41.000 m³ previa analisi di idoneità.

Si precisa che l’incremento dei volumi non è legato ad una estensione delle aree di lavoro, quindi non si ravvede la necessità di aggiunta di punti di indagine preliminare. Similmente, non essendo dovuto ad un incremento delle profondità massime di scavo, non sono necessarie modifiche al piano di indagini. Si precisa che per le eventuali terre e rocce da scavi addizionalmente movimentate, si procederà con la gestione secondo la normativa vigente e l’invio a siti di destinazione finale appartenenti al comparto qualificato Enel in Italia.

2.1.3. NUOVA CALDAIA AUSILIARIA

Con riferimento alla *Relazione Tecnica PBITC00032.01* inviata congiuntamente all’istanza, Enel aveva previsto di riutilizzare il generatore di vapore ausiliario esistente. Le utenze principali sono i riscaldatori vapore del gas naturale, il sistema tenute TV (Turbina Vapore) e tutti i sistemi necessari durante le fasi di avviamento.

A valle di una analisi più approfondita con i fornitori, per il riutilizzo della caldaia ausiliaria risulta necessaria l’esecuzione di alcuni interventi di *life-extension*; inoltre il sistema dovrà comunque rimanere asservito all’impianto a carbone esistente fino al suo phase-out senza causare eventuali disservizi, anche durante l’esecuzione dei suddetti interventi di *life-extension*.

Se ciò non fosse possibile, Enel prevede di installare un sistema nuovo la cui nuova caldaia (pos.19) verrebbe collocata nelle vicinanze della precedente (pos.12), come rappresentato nell’aggiornamento della planimetria allegata PBITC00931 rev.02 (Allegato TVN_Allegato_integrazione_PBITC0093102), di cui si può vedere un dettaglio in Fig.2 qui sotto. La caldaia avrà un camino di scarico prossimo a quello della caldaia esistente che in tal caso verrà dismessa. In alternativa verrà valutata la possibilità di inserire 2 caldaie ausiliarie da circa 22 MWt ciascuna al fine di avere una parziale ridondanza in casi di manutenzione e fuori servizio; ciascuna in grado di fornire il 50% della portata nominale di vapore (per un totale <50 ton/h). Il nuovo edificio servizi industriali (pos.19) che conterrà la nuova caldaia ausiliaria, avrà 800 m² di superficie e 8400 m³ di volume, ed andrà ad aggiungersi alle volumetrie indicate nella relazione progettuale *PBITC00032.01 Appendice A*, sopra citata.

Il nuovo sistema avrà una potenza complessiva di massimo 45 MWt, una pressione di progetto di circa 18 bar e produrrà vapore alla temperatura nominale di 280°C circa. Si utilizzerà come combustibile esclusivamente metano. Di seguito le performance attese:

Nuovo sistema	
Potenza termica	circa 45 MWt

Emissioni in Aria	
NOx	50 mg/Nm ³ @3% O ₂ dry
CO	100 mg/Nm ³ @ 3% O ₂ dry

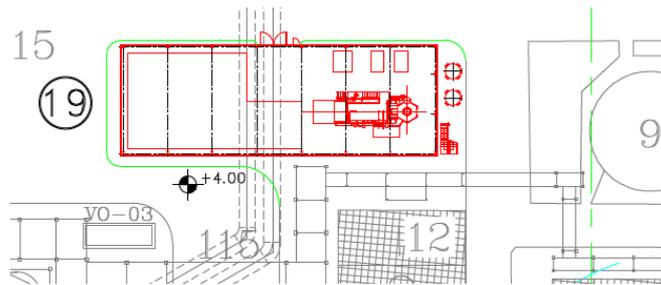


Figura 2 – estratto da PBITC00931.02: in pos.19 il nuovo edificio per i servizi industriali che comprende la nuova caldaia ausiliaria, previsto nelle vicinanze della caldaia ausiliaria esistente (pos.12).

2.1.4. INTERVENTI DI LIFE-EXTENSION

Con riferimento a quanto riportato nella *Relazione Tecnica PBITC00032.01*, §5.4.3, §5.4.4 e §6.5 inviata congiuntamente all’istanza, si conferma l’utilizzo di sistemi esistenti di produzione acqua industriale e acqua demineralizzata.

Per consentire tale riutilizzo, in particolare dei sistemi di osmosi inversa e dei letti misti, risulta comunque necessaria l’esecuzione di alcuni interventi di *life-extension*. I sistemi continueranno a rimanere asserviti all’impianto a carbone esistente fino al suo phase-out e per evitare eventuali disservizi, anche durante l’esecuzione dei suddetti interventi potrà essere necessario in alternativa installare un sistema nuovo (totale o parziale per alcuni componenti). Il nuovo edificio servizi industriali, che ospiterà le nuove installazioni necessarie, verrà collocato nelle vicinanze del precedente e nelle vicinanze dei serbatoi di stoccaggio da riutilizzare, come rappresentato alla posizione n. 19 della nuova planimetria allegata PBITC00931 rev.02, TVN_Allegato_integrazione_PBITC0093102, di cui si può vedere un dettaglio in Fig.2 riportata sopra. Esso si inserisce quindi all’interno delle volumetrie esistenti del progetto proposto non superandole in altezza e sarà quindi scarsamente distinguibile dalle installazioni già presenti.

In aggiunta per ottimizzare la produzione di acqua demineralizzata, Enel prevede di sostituire l’impiego della tecnologia a letti misti di resine a scambio ionico con quello della tecnologia EDI (ElettroDeIonizzazione), che comporta il vantaggio di un funzionamento continuo (legato alla tecnologia) e la non necessità di fermare le varie linee di produzione acqua a turno per i cicli di rigenerazione, eliminazione della necessità di introduzione di prodotti rigeneranti per il sistema di resine, e conseguente abbattimento dei reflui di tale operazione di rigenerazione.

I nuovi sistemi saranno dimensionati per una produzione in grado di soddisfare i consumi di acqua demineralizzata previsti nel CCGT (si veda la Relazione Tecnica §5.4.4), nonché eventuali utilizzi stagionali (sporadici e non continuativi) per sistemi di *power augmentation* (es. *fogging*, sistema che inietta acqua demineralizzata finemente polverizzata all’aspirazione aria del macchinario principale, in modo da raffreddare la massa di comburente in aspirazione per incrementare l’efficienza e le prestazioni in condizioni di clima caldo estivo).

I serbatoi esistenti attualmente utilizzati per lo stoccaggio verranno mantenuti e riutilizzati, previa opportune verifiche strutturali.

Con riferimento alla *Relazione Tecnica PBITC00032.01, §5.5* inviata congiuntamente all’istanza, si conferma di riutilizzare l’impianto esistente di trattamento acque reflue.

Si precisa che saranno necessari alcuni interventi di *life-extension* per consentire tale riutilizzo.

Per limitare al minimo gli impatti sull’esercizio delle unità esistenti ed evitare gli eventuali periodi di fuori servizio del sistema per ripristini o per sostituzioni di componenti, gli interventi sull’ITAR esistente verranno possibilmente eseguiti dopo il phase-out dei gruppi a carbone, o nelle fasi finali del loro esercizio. Al fine di ottimizzare l’esecuzione degli interventi di *life-extension*, si prevede, inoltre, di gestirli, componente per componente e, ove necessario, utilizzando eventualmente sistemi mobili o temporanei (sempre nel rispetto della normativa vigente) per by-passare i componenti interessati per il tempo strettamente necessario all’esecuzione degli interventi, nell’ottica di assicurare quanto più possibile la completa disponibilità del sistema ITAR.

2.1.5. ALIMENTAZIONE GAS METANO

Ad integrazione di quanto riportato nella *Relazione Tecnica PBITC00032.01, al paragrafo §6.5 - Sistema trattamento gas naturale*, trasmessa con l’istanza, a seguito dello sviluppo del progetto si precisa quanto segue:

- allo scopo di garantire continuità di approvvigionamento di gas naturale per l’esercizio delle unità esistenti, dove viene utilizzato per gli avviamenti dei gruppi e per la produzione di vapore ausiliario, Enel rende noto che potrà essere necessario realizzare un collegamento temporaneo (nel rispetto delle normative vigenti anche in termini di sicurezza) per alimentare la stazione gas esistente (posizione n.154 del layout PBITC00931.02 - TVN_Allegato_integrazione_PBITC0093102). Le modalità operative saranno concordate con SNAM.
- a seguito delle interlocuzioni che verranno effettuate con possibili fornitori e al fine di migliorare il processo, potrebbe rendersi necessario l’eventuale riscaldamento del metano per compensare la caduta di temperatura conseguente la riduzione di pressione che ha luogo nelle valvole di

regolazione della stazione gas; pertanto tale riscaldamento verrà effettuato tramite una caldaia alimentata a metano avente una potenza termica inferiore ai 2MW_t, con un camino avente un'altezza di circa 3 metri ubicata in prossimità dalla stazione trattamento di gas naturale stessa, posizione n.8 del layout succitato (PBITC00931.02).

2.1.6. OTTIMIZZAZIONI

Nell'ottica di operare in regime di sostenibilità ambientale e di economia circolare, in accordo con la normativa di riferimento, ci si potrà avvalere nella fase delle demolizioni propedeutiche alla realizzazione del nuovo impianto a gas della possibilità di ridurre la quantità di rifiuto prevedendo il parziale riutilizzo del calcestruzzo demolito come materiale inerte, da impiegare principalmente per l'esecuzione di substrati di riempimento e, in percentuale ridotta, mediante idonee imprese appaltatrici in possesso dei necessari requisiti autorizzativi, per l'eventuale riutilizzo interno al cantiere stesso.

Il riutilizzo del materiale cementizio demolito, tramite adeguata frantumazione, classificazione e verifica di idoneità, in ottemperanza alla normativa di riferimento, porterebbe ad una gestione più semplice e ottimistica dei sottoprodotti generati.

La definizione esatta delle percentuali di riutilizzo verrà finalizzata durante la progettazione esecutiva in relazione alle effettive caratteristiche del materiale demolito.

Per il recupero di tali materiali si procederà tramite attività di deferrizzazione del calcestruzzo e successiva frantumazione, fino a garantire un fuso granulometrico di tipo A1 (sottotipi A1a o A1b, UNI 11531-1_2014).

L'impianto per l'attività sopra descritta sarà posizionato in prossimità dell'area di lavoro e sarà dotato di idonei sistemi per il contenimento del rumore e delle polveri che vengono a generarsi durante la lavorazione. Si fa inoltre presente che Enel metterà in atto un piano di monitoraggio delle polveri, come da documentazione allegata, durante tutte le fasi di cantiere. Il prodotto frantumato e certificato di tipo A1 verrà stoccato in area di lavoro come materiale inerte per riempimento scavi.

STIMA PRELIMINARE VOLUMI CLS [m³]		
Volume teorico CLS da demolire	m ³	~11.400
Volume inerte riutilizzabile, previa frantumazione*	m ³	~4.200
Volume inerte a rifiuto	m ³	~7.200

* La percentuale di riutilizzo è calcolata sul volume teorico di CLS da demolire

Sempre nell'ottica di adottare quanto più possibile i principi di economia circolare, riutilizzando le infrastrutture già esistenti e limitando così anche le attività di demolizione, si aggiungono le seguenti opere alla lista di quelle riutilizzate nel progetto già indicate in prima istanza:

- Il serbatoio acqua industriale pos.157 capacità 3000 m³ viene aggiunto all'elenco delle opere esistenti riutilizzate, previa opportuna verifica strutturale ed eventuali ripristini;

- Il serbatoio distillato pos.156 capacità 1000 m³ viene aggiunto all'elenco delle opere esistenti riutilizzate, previa opportuna verifica strutturale ed eventuali ripristini;
- I due serbatoi acqua industriale pos.125, capacità 2x6000 m³, vengono aggiunti all'elenco delle opere esistenti riutilizzate, previa opportuna verifica strutturale ed eventuali ripristini, con potenziale impiego nell'impianto di trattamento acque reflue (ITAR).

2.1.7. AGGIORNAMENTO PLANIMETRIE

Ad integrazione di quanto trasmesso precedentemente nell'istanza VIA, Enel trasmette le planimetrie aggiornate che incorporano le integrazioni presentate ed i seguenti aggiornamenti:

- Con riferimento alla planimetria PBITC00931.01 facente parte dell'istanza VIA, Enel per chiarezza ha aggiornato nella nuova planimetria allegata (TVN_Allegato_integrazione_PBITC0093102) le aree dedicate al BESS (Battery Energy Storage System) già autorizzate con procedimento a parte ed in via di completamento, identificate alle posizioni n. 163, 164 e 165.
- I n. 3 serbatoi capacità 3x3.000 m³ in pos. 9, citati in tabella, saranno riutilizzati per acqua demineralizzata, e non per acqua industriale, previa opportuna verifica, ed eventuali smontaggi e rimontaggi per consentire possibili ripristini e/o concedere gli adeguati spazi per l'esecuzione delle attività di cantiere.
- Il serbatoio in pos.8, capacità 3000 m³, citato in tabella, sarà riutilizzato per acqua industriale, e non per acqua demineralizzata, previa opportuna verifica.
- Il trasformatore esistente 2TAG verrà riutilizzato come trasformatore avviamento gruppo nel nuovo progetto a gas.

La Planimetria delle demolizioni, TVN_Allegato_integrazione_PBITC0093002-Demolizioni, è stata anche aggiornata riguardo alle demolizioni dei serbatoi n.56 e 57 che saranno eseguite se necessario.

3. PARTE III

3.1. INTEGRAZIONI IN RISPOSTA AL PARERE FORMULATO DELL'ISTITUTO SUPERIORE DI SANITA' (ISS) - Nota prot.n.6788 del 05.03.2020

A seguito delle indicazioni del parere ISS, si procede all'elaborazione di una revisione del documento di Valutazione di Impatto Sanitario in forma completa, aggiornandolo e integrandolo con gli approfondimenti e i chiarimenti richiesti. In allegato il documento "TVN_VIS_aggiornata_20532I" di riferimento.