

## RAPPORTO

USO RISERVATO APPROVATO B9014459

<b>Cliente</b>	Enel Produzione S.p.A.
<b>Oggetto</b>	Centrale Termoelettrica di Torrevaldaliga Nord di Civitavecchia (RM) Progetto di sostituzione delle unità a carbone esistenti con nuove unità a gas  Sintesi non Tecnica
<b>Ordine</b>	A.Q. 8400134283, attivazione N. 3500038651 del 04.04.2019
<b>Note</b>	A1300001867- Lettera di trasmissione B9014186

PAD B9014459 (2716172) - USO RISERVATO

La parziale riproduzione di questo documento è permessa solo con l'autorizzazione scritta del CESI.



**N. pagine** 79                      **N. pagine fuori testo** 0

**Data** 29/11/2019

<b>Elaborato</b>	EMS - Perotti Maurizio, ESC - Lamberti Marco, ESC - Ziliani Roberto, <small>B9014459 3711 AUT                      B9014459 3728 AUT                      B9014459 3754 AUT</small> ESC - De Bellis Caterina, ESC - Ghilardi Marina, SCE - Barbieri Giorgio, <small>B9014459 92853 AUT                      B9014459 114978 AUT                      B9014459 114979 AUT</small> ESC - Manzi Giovanni, ESC - Bernardi Katia, ESC - Capra Davide, EMS - Croce Sonia, <small>B9014459 3575 AUT                      B9014459 1052030 AUT                      B9014459 3293 AUT                      B9014459 1354650 AUT</small> ESC - D'Aleo Marco, ESC - Conti Michele, EMS - IZZI Daniele <small>B9014459 1596735 AUT                      B9014459 2910797 AUT                      B9014459 2069429 AUT</small>
<b>Verificato</b>	EMS - Sala Maurizio, ESC - Pertot Cesare <small>B9014459 3741 VER                      B9014459 3840 VER</small>
<b>Approvato</b>	ESC - Il Responsabile - Pertot Cesare <small>B9014459 3840 APP</small>

**CESI S.p.A.**

Via Rubattino 54  
I-20134 Milano - Italy  
Tel: +39 02 21251  
Fax: +39 02 21255440  
e-mail: info@cesi.it  
www.cesi.it

Capitale sociale € 8.550.000 interamente versato  
C.F. e numero iscrizione Reg. Imprese di Milano 00793580150  
P.I. IT00793580150  
N. R.E.A. 429222

© Copyright 2019 by CESI. All rights reserved

## *Indice*

<b>1</b>	<b>LOCALIZZAZIONE E CARATTERISTICHE DEL PROGETTO .....</b>	<b>4</b>
1.1	Premessa.....	4
1.2	Localizzazione degli interventi .....	5
1.3	Breve descrizione del progetto .....	8
<b>2</b>	<b>MOTIVAZIONE DELL'OPERA .....</b>	<b>10</b>
<b>3</b>	<b>ALTERNATIVE VALUTATE E SOLUZIONE PROGETTUALE PROPOSTA .....</b>	<b>12</b>
3.1	Criteri progettuali e localizzativi.....	12
3.2	Alternative tecnologiche .....	12
3.3	Alternative localizzative .....	13
<b>4</b>	<b>CARATTERISTICHE DIMENSIONALI E FUNZIONALI DEL PROGETTO.....</b>	<b>14</b>
4.1	Descrizione del progetto .....	14
4.1.1	L'intervento.....	14
4.1.2	I combustibili utilizzati .....	16
4.1.3	Le opere civili .....	16
4.1.4	Fase di cantiere .....	16
4.2	Dismissione a fine vita dell'impianto .....	21
4.3	Interferenze con l'ambiente .....	22
4.3.1	Approvvigionamenti idrici.....	22
4.3.2	Effluenti gassosi .....	23
4.3.3	Effluenti idrici (scarichi) .....	23
4.4	Misure gestionali e interventi di ottimizzazione e di riequilibrio.....	24
<b>5</b>	<b>LE NORME VIGENTI .....</b>	<b>25</b>
<b>6</b>	<b>STIMA DEGLI IMPATTI AMBIENTALI .....</b>	<b>28</b>
6.1	L'Aria.....	28
6.1.1	Caratterizzazione della componente .....	28
6.1.2	Valutazione degli impatti potenziali sulla componente .....	30
6.2	L'Acqua.....	32
6.2.1	Caratterizzazione della componente .....	32
6.2.2	Valutazione degli impatti potenziali sulla componente .....	34
6.3	Il Suolo e il Sottosuolo .....	35
6.3.1	Caratterizzazione della componente .....	35
6.3.2	Stima degli impatti potenziali.....	37
6.4	La Biodiversità.....	40
6.4.1	Vegetazione e flora .....	40
6.4.2	Fauna, ecosistemi e rete ecologica.....	42
6.4.3	Patrimonio agroalimentare .....	43
6.5	Il Clima acustico e vibrazionale .....	45
6.5.1	Caratterizzazione della componente .....	45
6.5.2	Valutazione degli impatti potenziali sulla componente .....	48
6.6	Le radiazioni ionizzanti e non ionizzanti.....	49
6.6.1	Caratterizzazione della componente .....	49

6.6.2	Valutazione degli impatti potenziali sulla componente .....	50
6.7	Il Paesaggio .....	51
6.7.1	Caratterizzazione della componente .....	51
6.7.2	Valutazione degli impatti potenziali sulla componente .....	53
6.8	La Salute Pubblica .....	64
6.8.1	Caratterizzazione della componente .....	64
6.8.2	Valutazione degli impatti potenziali sulla componente .....	65
<b>7</b>	<b>MISURE DI MITIGAZIONE E MONITORAGGIO .....</b>	<b>68</b>
7.1	Mitigazioni .....	68
7.2	Monitoraggi .....	72
<b>8</b>	<b>CONCLUSIONI .....</b>	<b>74</b>
<b>9</b>	<b>DIZIONARIO DEI TERMINI TECNICI ED ELENCO ACRONIMI .....</b>	<b>76</b>
<b>10</b>	<b>ALLEGATI ALLO STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE .....</b>	<b>79</b>

## STORIA DELLE REVISIONI

Numero revisione	Data	Protocollo	Lista delle modifiche e/o dei paragrafi modificati
0	29/11/2019	B9014459	Prima emissione

## 1 LOCALIZZAZIONE E CARATTERISTICHE DEL PROGETTO

### 1.1 Premessa

Il presente documento costituisce la Sintesi non Tecnica dello Studio di Impatto Ambientale relativo al progetto "Centrale Termoelettrica di Torrevaldaliga Nord di Civitavecchia - Progetto di sostituzione delle unità a carbone esistenti con nuove unità a gas", presentato da Enel Produzione S.p.A.

La Centrale di Torrevaldaliga Nord fu costituita negli anni '80 con quattro sezioni termoelettriche da 660 MW<sub>e</sub> ciascuna, alimentate ad olio combustibile denso. La potenza lorda complessiva era di 2640 MW<sub>e</sub> e il rendimento di ciascuna unità circa il 40%. Le unità entrarono in servizio tra ottobre 1984 e giugno 1986.

Nel 2002 iniziò il progetto di trasformazione della Centrale, che prevedeva il cambiamento del combustibile utilizzato da olio denso a carbone per 3 unità.

Le vecchie unità ad olio combustibile sono state messe fuori servizio a partire dal 2005 e la prima sezione a carbone della centrale è stata avviata a giugno 2009. Dall'agosto 2010 è stato messo a regime l'intero complesso con 3 unità denominate TN2/TN3/TN4. Il progetto di conversione a carbone ha previsto l'installazione di tre nuove caldaie supercritiche e l'adeguamento del ciclo termico con sostituzione delle turbine a vapore. Inoltre, ai fini dell'abbattimento degli inquinanti atmosferici prodotti dalla combustione a carbone, sono stati inseriti nuovi sistemi di denitrificazione catalitica dei fumi (DeNOx), sistemi di depolverazione dei fumi mediante filtri a manica, sistemi di desolforazione dei fumi per ogni sezione (DeSOx).

La Centrale è attualmente esercita a carbone con una potenza termica totale pari a 4260 MW<sub>t</sub>, una potenza elettrica lorda di 1980 MW<sub>e</sub> (660 MW<sub>e</sub> per unità).

Il progetto in esame prevede la sostituzione delle 3 unità a carbone esistenti con due nuove unità alimentate a gas aventi complessiva potenza elettrica di circa 1680 MW<sub>e</sub> e potenza termica di circa 2700 MW<sub>t</sub> con la messa fuori servizio delle unità esistenti a carbone.

Il documento di Studio di Impatto Ambientale è stato redatto ai sensi della legislazione nazionale e regionale vigente ed è in particolare articolato secondo quanto disposto all'allegato VII del D. Lgs. 152/2006 come modificato dal D. Lgs. 104/2017.

I risultati del lavoro sono presentati alle Autorità competenti, che devono condurre la procedura di valutazione della compatibilità ambientale del progetto, e al Pubblico, che può esprimere pareri (nei modi previsti dalla normativa vigente) dei quali viene tenuto conto, per mezzo di due tipologie di documentazione (art. 22 D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii.): una estesa, di carattere tecnico-scientifico, definita "Studio di Impatto Ambientale (SIA)"; l'altra, la presente, denominata "Sintesi non Tecnica", nella quale vengono riassunti in linguaggio non tecnico i contenuti chiave del SIA.

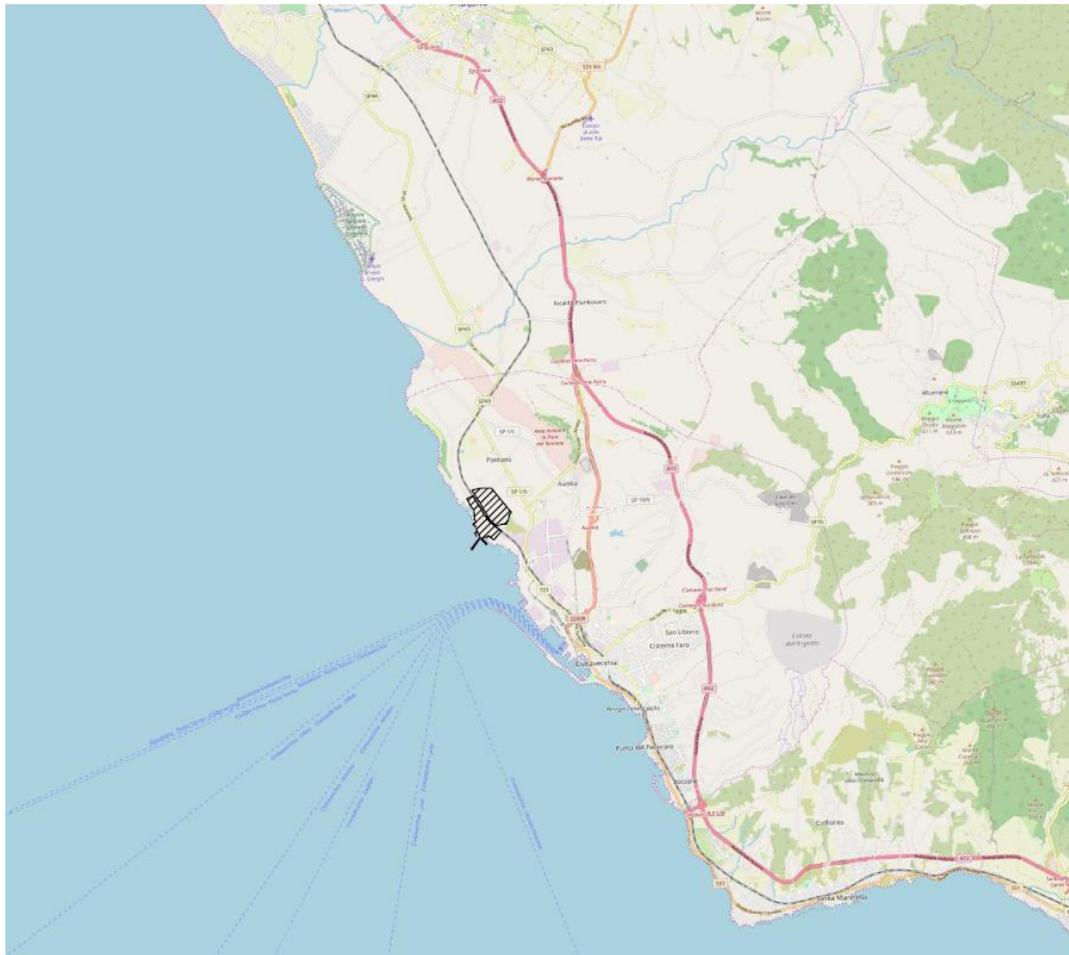
L'Autorità competente al rilascio del parere di compatibilità ambientale è il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM), che esercita le proprie competenze di concerto con il Ministero dei Beni e delle Attività Culturali (MIBAC) per le attività istruttorie relative al procedimento di VIA (art.7 bis del D.Lgs 152/2006 e ss.mm.ii.).

## 1.2 Localizzazione degli interventi

La Centrale Termoelettrica di Torrevaldaliga Nord è ubicata lungo la costa laziale, nella città metropolitana di Roma Capitale, nel territorio del comune di Civitavecchia, a circa 2 km a Nord-Nord Ovest di Punta La Mattonara (Figura 1.2.1 e Figura 1.2.2 ).



**Figura 1.2.1 – Inquadramento territoriale**



Legenda

 Area di impianto

**Figura 1.2.2 – Corografia**

L'area della Centrale è localizzata in una stretta fascia pianeggiante che si estende parallelamente al mare a circa 6 km Nord-Ovest dell'abitato di Civitavecchia ed è attraversata dalla ferrovia Roma-Pisa, che divide il sito in due parti. Oltre il rilevato ferroviario è situata la sotto-stazione elettrica, mentre l'impianto di produzione, fino ai trasformatori di macchina, occupa l'area lungo la costa tirrenica. Complessivamente l'area occupata dall'impianto è di circa 700.000 m<sup>2</sup>, su un'area di proprietà di circa 975.000 m<sup>2</sup>.

L'impianto è posizionato su un terreno pianeggiante che si raccorda, verso l'entroterra, con i rilievi collinari della Tolfa, che raggiungono le quote massime in prossimità degli abitati di Allumiere e Tolfa. Verso Nord-Ovest, la fascia costiera continua con andamento pianeggiante raggiungendo la Punta S. Agostino e la foce del fiume Mignone. A Sud, in successione, sono ubicati l'area industriale occupata dalla Centrale Termoelettrica di Torrevaldaliga Sud, l'area portuale e l'abitato di Civitavecchia.

Il nuovo progetto proposto sarà collocato all'interno del perimetro di Centrale, all'esterno di sala macchine, con la sola eccezione della turbina a vapore che sarà posizionata all'interno, al posto della vecchia turbina a vapore del gruppo 1 attualmente dismesso.

### 1.3 Breve descrizione del progetto

Il nuovo progetto prevede la realizzazione, nell'area di impianto esistente, di due nuove unità a gas denominate TVN1A e TVN1B, avente taglia di circa 1680 MW<sub>e</sub>, in sostituzione delle esistenti unità alimentate a carbone, ed è stato progettato con i criteri più avanzati di efficienza e compatibilità ambientale e proposti nel pieno rispetto delle *Best Available Techniques Reference Document (BRef)* di settore.

Il progetto prevede la sua realizzazione in tre fasi. La prima fase comprende la costruzione di una prima unità turbogas e il funzionamento in ciclo aperto (OCGT-1), con la messa fuori esercizio di tutte le unità a carbone esistenti. La seconda fase prevede l'aggiunta di un'altra unità turbogas (OCGT-2). Nell'ultima fase potrà essere realizzato il completamento in ciclo chiuso di entrambi i cicli aperti con l'aggiunta di due caldaie a recupero e una turbina a vapore (CCGT).

Il nuovo impianto a gas presenta le caratteristiche tecniche/operative idonee per inserirsi nel contesto energetico nazionale ed europeo, nell'ottica di garantire la continua evoluzione e transizione energetica verso la riduzione della generazione elettrica da fonti maggiormente inquinanti – nell'ottica di traguardare gli obiettivi strategici di decarbonizzazione - e contemperando la salvaguardia strutturale degli equilibri della rete elettrica. Il criterio guida del progetto di conversione della Centrale è quello di preservare il più possibile la struttura impiantistica esistente e riutilizzare gli impianti ausiliari, migliorando le prestazioni ambientali ed incrementando sostanzialmente l'efficienza energetica favorendo, ove possibile, il recupero dei materiali in una logica di economia circolare.

La nuova unità a gas, rispetto alla configurazione attuale autorizzata all'esercizio con Decreto di riesame dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (A.I.A.) n. DEC-MIN-2019/0000284 del 30/09/2019, consentirà di:

- Ridurre la potenza termica a circa 2700 MW<sub>t</sub>, a fronte di una potenza termica ad oggi installata di 4260 MW<sub>t</sub>;

- Diminuire la potenza elettrica di produzione (1680 MW<sub>e</sub><sup>1</sup> contro i 1980 MW<sub>e</sub> attuali), raggiungendo un rendimento elettrico netto superiore al 60%, rispetto all'attuale 44,7% e riducendo contestualmente le emissioni di CO<sub>2</sub> di oltre il 62%;
- Ottenere una concentrazione di emissioni in atmosfera di NO<sub>x</sub> e CO sensibilmente inferiori ai valori attuali (NO<sub>x</sub> ridotti da 100 (al 6% O<sub>2</sub> su base secca), a 10 mg/Nm<sup>3</sup> (al 15 % O<sub>2</sub> su base secca), CO che passano da 120 (al 6% O<sub>2</sub> su base secca), a 30 mg/Nm<sup>3</sup> (al 15 % O<sub>2</sub> su base secca);
- Azzerare le emissioni di SO<sub>2</sub> e polveri.

Sono previste modifiche all'opera di interconnessione con la rete esterna in alta tensione, che verrà adeguata alle esigenze del nuovo ciclo combinato.

---

<sup>1</sup> Nel caso di configurazione 2+1 la potenza nominale di 1680 MWe è la massima potenzialmente traguardabile in relazione alle valutazioni tecniche ad oggi sviluppate dai fornitori; l'effettiva potenza dipenderà dalla potenza delle singole macchine del produttore che si aggiudicherà la gara di fornitura, e potrebbe incrementarsi per sviluppo tecnologico fino al 3% in più (totale 1730 MWe circa), non modificando tuttavia in alcun modo la potenza termica dichiarata

## 2 MOTIVAZIONE DELL'OPERA

Negli ultimi anni in Italia si è assistito ad una progressiva crescita della capacità installata da fonti rinnovabili che ad oggi pesano circa il 50% del totale (contro il 30% circa del 2008). Tra le tecnologie convenzionali di tipo termoelettrico si registra di contro un peso crescente del ciclo combinato rispetto alla capacità termoelettrica totale: 70% circa oggi vs 50% circa del 2008. Tale trend è dovuto sia alla progressiva dismissione delle tecnologie meno efficienti (gruppi tradizionali alimentati ad olio, gruppi ripotenziati, ecc.) che ad un incremento della capacità a ciclo combinato legata anche alla sempre maggiore necessità di flessibilità funzionale alla sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Le analisi previsionali sull'evoluzione del sistema elettrico italiano nel medio-lungo termine e la disponibilità di nuove tecnologie hanno indotto Enel Produzione S.p.A. a revisionare i progetti di adeguamento ambientale di alcune centrali termoelettriche, con l'obiettivo di avviare ed investire con nuovi interventi atti a migliorare l'efficienza produttiva, la diversificazione delle fonti energetiche e l'eccellenza ambientale.

In linea con tali premesse, il nuovo ciclo combinato presenta le caratteristiche tecniche/operative idonee per inserirsi nel contesto energetico nazionale ed europeo, nell'ottica di garantire la transizione energetica nel rispetto dei nuovi target ambientali di abbattimento delle emissioni, passando dal processo di decarbonizzazione del settore elettrico e salvaguardando il delicato equilibrio della rete elettrica e in generale la sicurezza dell'esercizio. La sempre maggiore penetrazione delle FER (fonti di energia rinnovabili), infatti, rende necessaria la presenza di sistemi di produzione stabili, efficienti, flessibili e funzionali ad assicurare l'affidabilità del sistema elettrico nazionale.

Il Progetto proposto rappresenta la tecnologia di combustione capace di garantire la compatibilità ambientale delle emissioni generate e delle tecnologie impiegate, in linea alle indicazioni *BRef*. Nella combustione di gas naturale la tecnologia utilizzata per ridurre le emissioni in termini di ossidi di azoto è quella con combustore raffreddato ad aria e bruciatori Ultra-Low-NO<sub>x</sub>, tipo DLN. L'aggiunta del catalizzatore SCR, nel funzionamento CCGT, e dell'iniezione di ammoniaca consente di raggiungere target di emissione per gli NO<sub>x</sub> di 10 mg/Nm<sup>3</sup> (al 15% O<sub>2</sub> su base secca).

La tecnologia proposta di elevata efficienza permetterà al nuovo gruppo di essere avviato da freddo e raggiungere la massima potenza elettrica in alcune decine di minuti, quindi rapidità nella presa di carico e flessibilità operativa, contro le ore richieste dall'impianto attuale. La rapidità nelle variazioni di carico sarà rispondente alle regole dettate dal Codice di Rete.

La sostituzione della capacità installata a carbone con nuova capacità di generazione a gas contribuirà a salvaguardare l'adeguatezza del sistema elettrico nazionale, la qualità del servizio locale e garantirà la stabilità di rete richiesta, considerando anche la prospettiva di

una crescente domanda di flessibilità nell'approvvigionamento dei servizi di dispacciamento, derivante dal rapido e costante incremento della penetrazione delle fonti rinnovabili intermittenti nell'area di interesse. Inoltre, il criterio guida del progetto di conversione della centrale è quello di preservare il più possibile la struttura impiantistica esistente e riutilizzare gli impianti ausiliari, migliorando le prestazioni ambientali ed incrementando sostanzialmente l'efficienza energetica. Ove possibile, favorire il recupero dei materiali in una logica di economia circolare.

### 3 ALTERNATIVE VALUTATE E SOLUZIONE PROGETTUALE PROPOSTA

#### 3.1 Criteri progettuali e localizzativi

La non realizzazione del progetto si tradurrebbe nella perdita di una concreta occasione di modificare la Centrale Termoelettrica di Torrevaldaliga Nord in un impianto di ultima generazione, ai massimi livelli oggi perseguibili in termini di efficienza energetica e ricadute ambientali, con un rendimento elettrico netto della stessa più elevato di circa 20 punti percentuali e con una significativa riduzione delle emissioni gassose rispetto alla configurazione autorizzata.

Senza l'intervento previsto verrebbe meno la funzione strategica rivestita già oggi dalla Centrale per l'area Centro Italia, funzione che diventerà ancora più importante nel futuro considerando lo scenario di cambiamento che va delineandosi a livello europeo che prevede una sostanziale diminuzione dell'import di energia elettrica dall'estero, quali ad esempio dal nucleare francese per cui è prevista una riduzione del 50% al 2025 (rif. Strategia Energetica Nazionale 2017) e per i contestuali impegni presi anche dall'Italia in termini di riduzione delle emissioni complessive di CO<sub>2</sub> che si prevede potranno portare ad una progressiva uscita di produzione delle centrali a carbone.

La mancata realizzazione del progetto, inoltre, perderebbe l'occasione di fornire un contributo di notevole importanza nell'ambito del sistema elettrico nazionale, sia per la capacità di generazione aggiuntiva, sia per l'alta efficienza di conversione dell'energia che caratterizza l'impianto in progetto, sia per la possibilità di rendere maggiormente stabile la rete di trasmissione nazionale.

#### 3.2 Alternative tecnologiche

Il progetto nasce dall'esigenza di mantenere la funzione strategica che la Centrale Enel di Torrevaldaliga Nord riveste nell'area Centro Italia in termini di sicurezza e stabilità nella produzione di energia elettrica da immettere nella rete elettrica nazionale e di configurare un impianto allineato alle Conclusioni sulle BAT per i Grandi Impianti di Combustione pubblicate in data 17/08/2017 sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea ("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]").

La proposta di installazione del nuovo ciclo combinato si configura come l'unica capace di garantire il proseguo dell'attività della CTE di Torrevaldaliga Nord in linea con il mutato scenario energetico nazionale, ottenendo una maggiore efficienza e minori ricadute ambientali rispetto all'installazione esistente anche se sottoposta ad un progetto di aggiornamento tecnologico.

In ragione del notevole valore di producibilità dell'impianto proposto, non sono state quindi ragionevolmente considerate alternative tecnologiche che prevedano l'utilizzo di fonti rinnovabili (acqua, vento, sole), il cui sfruttamento allo scopo di raggiungere pari valori di energia prodotta rappresenterebbe un insostenibile criticità per l'ambiente coinvolto.

Per quanto riguarda le altre tipologie esistenti di impianti a combustione, l'utilizzo di gas naturale come combustibile permette di modificare una centrale termoelettrica esistente con un impatto sull'ambiente sensibilmente inferiore rispetto a quello di una centrale tradizionale di uguale potenza nominale. Il ricorso al gas naturale, l'elevata efficienza del processo e la tecnologia adottata nei combustori consentono di limitare notevolmente le emissioni in atmosfera. Infatti:

- le emissioni di ossido di azoto vengono contenute al minimo attualmente possibile con l'uso di tecnologie altamente efficienti;
- le emissioni di ossidi di zolfo dell'impianto sono azzerate;
- le emissioni di polveri sono praticamente assenti;
- le emissioni di anidride carbonica sono sensibilmente inferiori rispetto all'utilizzo di altri combustibili (olio combustibile, gasolio).

La proposta di installazione del nuovo ciclo combinato si configura come l'unica capace di garantire il proseguo dell'attività della CTE di Torrevaldaliga Nord in linea con il mutato scenario energetico nazionale, ottenendo una maggiore efficienza e minori ricadute ambientali rispetto all'installazione esistente anche se sottoposta ad un progetto di aggiornamento tecnologico.

### 3.3 Alternative localizzative

Poiché il progetto proposto riguarda il rifacimento dell'esistente Centrale Termoelettrica di Torrevaldaliga Nord, non sono presentate alternative di tipo localizzativo riguardanti siti esterni all'area di Centrale, anzi la conversione del sito di Centrale consente di evitare l'occupazione di nuovo territorio e di riutilizzare le strutture e le apparecchiature già esistenti.

## 4 CARATTERISTICHE DIMENSIONALI E FUNZIONALI DEL PROGETTO

### 4.1 Descrizione del progetto

#### 4.1.1 L'intervento

Il progetto sarà ubicato nell'area a Sud all'interno della perimetrazione di Centrale, e prevedrà l'installazione nell'area di impianto esistente di unità nuove unità a gas in configurazione due su uno (2 turbine a gas e relative caldaie a recupero che si collegano ad una sola turbina a vapore).

Il dettaglio degli interventi all'interno del sito di Centrale, con indicazione degli interventi di demolizione e di nuova realizzazione, è mostrato nella successiva Figura 4.1.1, mentre per approfondimenti si rimanda alla *Tavola 3.3.1 – Planimetria delle opere (documento Enel PBITC00931 di progetto)* e alla *Tavola 3.3.2– Planimetria delle demolizioni (documento Enel PBITC00932 di progetto)* allegate allo Studio di Impatto Ambientale.



Figura 4.1.1 – Localizzazione di dettaglio degli interventi

Il progetto prevede l'installazione di un ciclo combinato (CCGT) di circa 1680 MW<sub>e</sub> in configurazione due su uno, vale a dire due treni di potenza formati ciascuno da una turbina a gas, una caldaia a recupero che si collegano ad un'unica turbina a vapore, che sarà installata al posto della dismessa unità 1.

La configurazione finale di impianto verrà raggiunta tramite diverse fasi:

- **FASE 1:** unità turbogas 1A su camino di *by-pass* (ciclo aperto); messa fuori servizio di tutte le unità a carbone esistenti;
- **FASE 2:** unità turbogas 1A e 1B su camino di *by-pass* (ciclo aperto); unità a carbone esistenti fuori servizio;
- **FASE 3:** funzionamento in ciclo combinato TVN1A & TVN1B (2+1); unità a carbone esistenti fuori servizio

La fase di realizzativa durerà in tutto circa 64 mesi.

La prima turbina a gas ad essere costruita, denominata TVN 1A, è predisposta con camino di *by-pass* e può erogare potenza in modo indipendente (funzionamento in ciclo aperto OCGT). Il camino sarà realizzato in acciaio, con un diametro di circa 10 m e un'altezza di 90 m. Il camino comprenderà una struttura esterna di sostegno e un silenziatore prima dello sbocco in atmosfera. I gas di scarico provenienti dalla turbina a gas saranno convogliati all'interno del generatore di vapore a recupero (GVR) dove attraverseranno in sequenza i banchi di scambio termico. I fumi esausti saranno poi convogliati all'atmosfera attraverso il camino.

Una volta entrata in esercizio commerciale si procederà con la seconda unità turbogas, denominata TVN 1B, anch'essa predisposta con camino di *by-pass* per funzionare in ciclo aperto, avente le stesse caratteristiche di quello afferente alla prima unità.

In uscita ad ogni GVR ci sarà una ciminiera, realizzata in acciaio, con un diametro di circa 8,5 m e un'altezza di circa 90 m. Per le due unità è previsto un camino di *by-pass* che consentirà l'esercizio della sola turbina a gas, svincolato da quello della turbina a vapore.

La terza fase prevede la chiusura di entrambi i cicli aperti con la realizzazione di caldaie a recupero ed il montaggio di una nuova turbina a vapore, installata al posto della esistente unità 1. In questa fase finale in ciclo combinato si raggiungerà la massima potenza installata, che sarà di circa 1680 MW<sub>e</sub> in base delle prestazioni dei potenziali fornitori.

È previsto il recupero dell'opera di presa, delle condotte di adduzione e delle pompe acqua di circolazione fino al condensatore esistente. A valle del condensatore, il sistema di restituzione esistente verrà riutilizzato.

È prevista l'installazione di un nuovo condensatore; in alternativa sarà valutato il possibile recupero, con relative attività di modifica ed adattamento.

Completano il progetto un sistema di controllo, che permetterà al personale di esercizio di gestire in tutte le sue fasi (avviamento, regime, transitori di carico, arresto e blocco) l'intera centrale e di supervisionare, controllare e proteggere i package meccanici, e il sistema elettrico, in quanto l'installazione e la connessione alla rete della nuova unità CCGT dovrà essere conforme ai requisiti imposti da TERNA S.p.A.

#### **4.1.2 I combustibili utilizzati**

L'alimentazione del ciclo combinato è esclusivamente a gas naturale. La portata di gas metano per alimentare il nuovo ciclo combinato nell'assetto finale sarà di circa 260.000 Nm<sup>3</sup>/h..

#### **4.1.3 Le opere civili**

Il progetto prevede di realizzare le seguenti opere civili:

- Fondazioni nuovo TG e ausiliari: si ipotizza ragionevolmente per il nuovo TG e per gli ausiliari fondazioni di tipo profondo con pali intestati alla profondità di -20,00 m rispetto al piano campagna.
- Edificio TG: sarà monopiano, in struttura metallica e chiuso con pannelli di tipo sandwich. In esso si prevederà l'installazione del carroponete per la movimentazione dei macchinari principali, avrà altezza massima di 29 m.
- Edifici elettrici a servizio della Turbina a Gas e della Turbina a Vapore: L'edificio elettrico TG sarà in struttura metallica e chiuso con pannelli di tipo sandwich, con solette dei piani in cls su lamiera grecata. L'altezza massima sarà di 10 m. Sono previsti due piani di servizi per la disposizione dei quadri, apparecchiature di elettro/automazione e la sala controllo. L'area elettrica a servizio della TV sarà ricavata all'interno dell'edificio esistente.
- Impianti a rete interrati: si realizzerà una nuova rete di acque bianche (acqua piovana su strade e piazzali), che verrà convogliata nella vasca di prima pioggia esistente, che sarà adeguata alle esigenze dei nuovi volumi. Saranno previste delle nuove reti di acque oleose e acide che verranno convogliate all'impianto di trattamento esistente.
- Stazione gas: Si realizzerà una nuova stazione gas su un'area attigua alla stazione esistente, opportunamente segregata dal resto dell'impianto con una recinzione. La stazione consisterà di plinti su fondazioni dirette (previo trattamento di vibroflottazione dei terreni) per le tubazioni e i macchinari principali, una tettoia laddove prescritta da legge e codice Remi, un edificio servizi.

#### **4.1.4 Fase di cantiere**

Le prime attività da eseguirsi saranno quelle relative alla preparazione delle aree di lavoro per l'installazione delle infrastrutture di cantiere (uffici, spogliatoi, officine, etc.) e le demolizioni di parti di impianto che risultano interferenti con il layout delle nuove attrezzature.

Si procederà quindi con:

- demolizione edificio spogliatoi;
- costruzione nuovo edificio uffici, comprendente uffici, spogliatoi e parcheggio ENEL; si rammenta che l'uso del parcheggio per i dipendenti ENEL sarà possibile solo nella fase iniziale del progetto, ovvero durante la realizzazione della prima unità a ciclo aperto; poi, sarà necessario far stazionare le auto in altra area e il parcheggio tornerà ad essere utilizzabile alla fine del progetto;
- demolizione edificio uffici;
- demolizione officine;
- demolizione magazzino;
- demolizione edificio autorimessa;
- demolizione autorimessa (n.6) e vasca (n.7);
- demolizione tettoie parcheggio auto;
- costruzione edificio magazzino e officine nuove: si rammenta però che tali infrastrutture non saranno pienamente agibili vista la vicinanza con l'area di costruzione fino alla fine del progetto.

Successivamente, verranno effettuate le seguenti attività necessarie per la messa in servizio del nuovo impianto funzionante a ciclo aperto:

- salvaguardie meccaniche ed elettriche per parti di impianto coinvolte nelle demolizioni, etc.;
- demolizioni impianti e macchinari presenti in area trattamento acque reflue;
- demolizione magazzino materiali pesanti;
- demolizione edifici servizi (portineria, centro medico, servizi igienici, spogliatoi);
- demolizione attrezzature fossa bombole idrogeno;
- demolizione platee e strade esistenti per permettere l'inizio dei lavori di fondazione del nuovo turbogruppo;
- realizzazione edificio elettrico;
- fondazioni turbogruppo TG1A;
- montaggio TG 1A e relativo trasformatore;
- montaggio camino di by-pass;
- montaggio edificio TG 1A;
- montaggi elettrici;
- montaggio nuova stazione gas.

Terminati i lavori della fase preliminare per il funzionamento a ciclo aperto del primo gruppo, si procederà con la realizzazione dei lavori necessari per il secondo gruppo, che dovrà operare sempre in ciclo aperto.

Essenzialmente:

- fondazioni turbogruppo TG 1B;

- montaggio TG 1B e relativo trasformatore;
- montaggio camino di by-pass;
- montaggio edificio TG 1B;
- montaggi elettrici.

Terminati i lavori della fase preliminare per il funzionamento dei gruppi a ciclo aperto, si procederà con la realizzazione della chiusura dei cicli:

- scavi e sottofondazioni per GVR 1A e 1B;
- fondazioni GVR 1A e 1B;
- montaggio GVR 1A e 1B, comprensivo di camino;
- adeguamenti in sala macchine per TV e smontaggio TV esistente Gr.1 e demolizione condensatore;
- demolizione parziale del cavalletto turbina per futuro alloggiamento nuova TV;
- rimozione generatore TV1;
- montaggio nuova TV con relativo nuovo condensatore;
- BOP meccanico, tra cui il prolungamento del pipe rack.

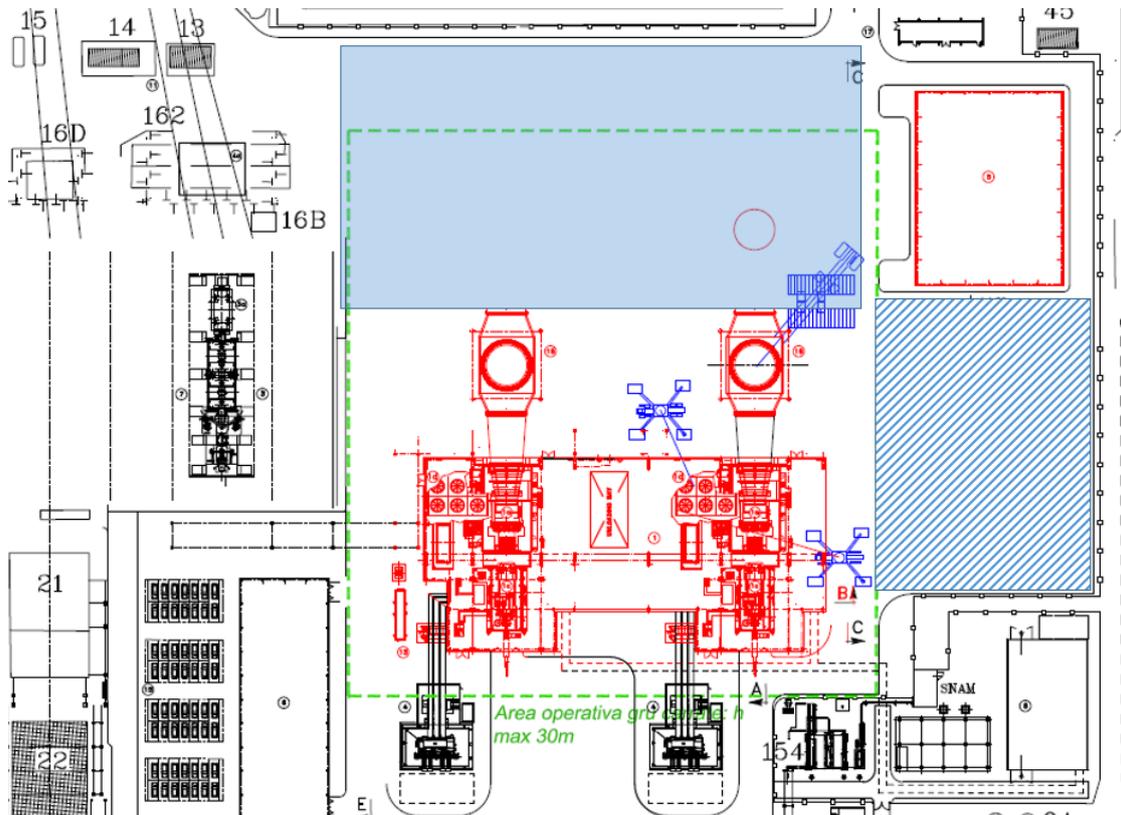
Occorre segnalare che il funzionamento del nuovo impianto a ciclo aperto dovrà comunque prevedere delle fermate programmate necessarie per la costruzione e la realizzazione dei seguenti componenti:

- a) montaggio dei camini dei nuovi GVR: i montaggi della parte sommitale del camino richiederanno il fermo macchina della turbina, data la vicinanza del camino di by-pass con il nuovo camino da realizzare e le temperature elevate dei gas in uscita;
- b) montaggio dei camini finali;
- c) collegamenti al DCS: i lavori elettro-strumentali di completamento richiederanno fermate programmate per poter accedere al DCS di centrale.

L'area che si rende necessaria per le attività di costruzione di un CCGT da 1680 MW<sub>e</sub> è stimabile in circa 25.000 m<sup>2</sup> complessivi.

All'interno dell'impianto di Torrevaldaliga Nord le aree sono molto congestionate e l'identificazione di aree idonee per la costruzione, sia per posizione logistica che per estensione, si rende particolarmente complessa.

Non appena saranno stati demoliti l'edificio portineria e spogliatoi e l'edificio mensa e ricostruiti i nuovi uffici, si potrà procedere con la demolizione degli uffici attuali di centrale, del magazzino e delle tettoie parcheggi, si presenterà una configurazione delle aree come riportata nella seguente Figura 4.1.2, che mostra un'area per prefabbricazione e stoccaggi temporanea e una (frontale ai camini di by-pass) necessaria ai montaggi:



**Figura 4.1.2 – Cantiere Fase-1 e 2: area prefabbricazione e stoccaggi temporanea e area montaggi**

L'area azzurra, avente un'estensione di circa 13.000 m<sup>2</sup>, si potrà utilizzare per gran parte della costruzione delle prime due unità. Chiaramente, l'accesso alla nuova palazzina uffici dovrà essere appositamente studiato per non avere interferenza con le attività di costruzione.

Le altre aree necessarie per lo stoccaggio dei materiali si dovranno invece ricercare nell'area posta a Nord della linea ferroviaria, attualmente occupata dal parco combustibili dismesso. Qui, procedendo con la demolizione delle attrezzature presenti fino a quota 0.00, ovvero senza prevedere scavi di terreno, e rimuovendo rispettivamente:

- serbatoi ex-gasolio 500 m<sup>3</sup>;
- edificio elettrico;
- stazione travaso terminale oleodotti;

si potrà ricavare un'area di circa 30.000 m<sup>2</sup> (Figura 4.1.3).



**Figura 4.1.3 – Fase-1 e 2: area di cantiere all'interno del sedime dell'attuale centrale**

Per tutte le fasi 1 -2, l'uso di tale area sarà sufficiente per soddisfare le esigenze del cantiere. All'interno di tale area si realizzeranno le aree logistiche di costruzione (deposito materiali, officine, aree imprese, etc.).

Durante la fase 3 la logistica delle aree rappresenterà un aspetto critico perché gran parte dell'area interna, utilizzata durante le prime fasi, sarà completamente impegnata dai macchinari necessari per la costruzione del CCGT, come autogru, gru a torre, sollevatori telescopici, etc.

Per tale motivo le nuove infrastrutture per magazzino e officine verranno realizzate solo alla fine della fase 3. Nel caso servissero ulteriori aree, esse saranno ricercate all'interno del perimetro di centrale.

Le opere di cantierizzazione verranno organizzate in aree, come di seguito descritto:

- area controllo accessi;
- area logistica Enel, dove saranno ubicati i monoblocchi prefabbricati ad uso uffici e spogliatoi dedicati al personale Enel, con i relativi servizi (reti idrica, elettrica e dati);

- area Imprese subappaltatrici;
- area Prefabbricazione e montaggio;
- area deposito materiali;
- aree di parcheggio riservate alle maestranze.

Nelle zone limitrofe all'area di intervento saranno riservate delle aree opportunamente recintate, dedicate alla prefabbricazione a piè d'opera e al montaggio dei componenti principali.

Per quanto riguarda il bilancio degli scavi, dei rinterri e dei riporti, per la realizzazione degli interventi in progetto nel sito di Centrale è prevista una quantità massima di terre movimentate pari a circa 55.000 m<sup>3</sup>, con una profondità di scavo massima di 5 m.

Durante le attività di cantiere, con riferimento alla costruzione di una unità, viene stimato il seguente numero di automezzi da/per la centrale:

- primi 12 mesi: fino a 15 camion/ giorno;
- rimanenti mesi: fino a 10 camion/giorno (media).

I mezzi utilizzati per la costruzione saranno indicativamente i seguenti: escavatori gommati e cingolati; pale e grader; bulldozer; vibrofinitrici e rulli compattatori; betoniere e pompe carrate per calcestruzzo; sollevatori telescopici; piattaforme telescopiche; autocarri e autoarticolati per trasporto materiali e attrezzature; autogru carrate; autogru cingolata, gru a torre.

Per quanto concerne i tempi di realizzazione del progetto, sono stati stimati circa 64 mesi.

## 4.2 Dismissione a fine vita dell'impianto

Per gli impianti per i quali si prevede la dismissione, Enel studierà 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 confluiranno conoscenze ed esperienze con connotazioni fortemente multidisciplinari; tale processo potrà prevedere, a titolo indicativo e non esaustivo, la dismissione, la riqualificazione interna o eventuali procedure di cessione/real estate.

Pertanto, al fine di determinare la migliore strategia di dismissione da sviluppare, verrà effettuata in primis una valutazione degli impatti su stakeholders interni ed esterni a livello locale e regionale, potenzialmente anche comprensiva del loro posizionamento verso il processo di dismissione in un'ottica di Creating Shared Value, favorendo il coinvolgimento diretto di tutti i portatori di interessi a livello locale, nazionale e internazionale; questa impostazione è finalizzata alla volontà di creare valore sia per l'Azienda che per il Territorio. Inoltre, mettendo in campo tutte le conoscenze tecniche multidisciplinari e le capacità gestionali e di coordinamento, sarà possibile ottimizzare, in linea con i principi di

Economia Circolare, il riutilizzo di strutture ed infrastrutture esistenti, favorendo l'innovazione, valorizzando nel contempo la creazione di nuove idee e promuovendo l'imprenditorialità.

## 4.3 Interferenze con l'ambiente

### 4.3.1 Approvvigionamenti idrici

L'approvvigionamento idrico della centrale avviene attraverso due punti di prelievo:

- dal mar Tirreno, per uso industriale (processo e raffreddamento);
- dall'acquedotto comunale, per utilizzo igienico-sanitario (mensa e servizi igienici).

Le esigenze di acqua per uso industriale riguardano:

- raffreddamento del ciclo termico (condensazione del vapore di scarico turbine),
- generazione di acqua distillata (evaporatori, osmosi inversa e termocompressori),
- generazione di acqua demineralizzata per il reintegro al ciclo termico,
- raffreddamento in generale dei macchinari.
- impianto di desolforazione,
- sistema antincendio.

#### 4.3.1.1 Acqua di raffreddamento

L'acqua per la condensazione del vapore e per il raffreddamento dei circuiti ausiliari è prelevata dal mare tramite un'opera di presa collocati a 500 m dalla battigia. Una volta prelevata viene inviata alle vasche con griglia per la filtrazione. L'acqua, una volta passata nei condensatori e dopo aver raffreddato il vapore, viene restituita al mare.

La portata di prelievo è di circa 24,5 m<sup>3</sup>/s per ciascuna unità in servizio.

#### 4.3.1.2 Acqua di processo (industriale e demi)

L'acqua dolce necessaria al funzionamento del processo viene ottenuta dissalando l'acqua di mare, attraverso un impianto ad osmosi inversa. La gestione dell'acqua dolce destinata al processo è stata ottimizzata prevedendo di integrare il recupero delle acque reflue dopo il trattamento di depurazione, pertanto i consumi sono relativi al reintegro alle sole perdite di evaporazione, spurghi di vapore ed altre perdite minori.

Per soddisfare le esigenze di approvvigionamento di acqua di processo, da utilizzare per i desolforatori e per la produzione di acqua demineralizzata, è presente un impianto di dissalazione acqua di mare ad osmosi inversa con capacità totale di produzione permeato di 420 m<sup>3</sup>/h di cui 270 m<sup>3</sup>/h a bassa salinità (< 10 ppm) ed i rimanenti con caratteristiche idonee all'uso come acqua industriale (salinità < 400 ppm).

Parte del permeato a bassa salinità viene ulteriormente trattato su scambiatori a letti misti a resine per la produzione di acqua demineralizzata.

L'acqua demineralizzata è stoccata in tre serbatoi esistenti, ciascuno della capacità di 3000 m<sup>3</sup>. Due dei serbatoi di stoccaggio demi sono alimentati con il permeato in uscita dai letti misti, mentre il terzo, che inizialmente aveva la funzione di stoccaggio dell'acqua industriale, è riempito tramite una linea di bilanciamento che lo collega agli altri due serbatoi.

### 4.3.2 Effluenti gassosi

Il nuovo CCGT rispetterà i seguenti limiti di emissione:

- NO<sub>x</sub>      10 mg/Nm<sup>3</sup> @15% O<sub>2</sub> dry
- CO          30 mg/Nm<sup>3</sup> @15% O<sub>2</sub> dry
- NH<sub>3</sub>      5 mg/Nm<sup>3</sup> @15% O<sub>2</sub> dry

Le suddette emissioni saranno rispettate in tutto il *range* di funzionamento del turbogas dal 100% al minimo tecnico ambientale ed in tutto il campo di condizioni ambientali del sito. Per il rispetto di tali limiti è prevista l'installazione di apposito catalizzatore per l'abbattimento degli NO<sub>x</sub>. Le temperature di esercizio di tali sistemi ne prevedono l'installazione tra i banchi di scambio della caldaia a recupero.

Quando il gruppo funzionerà in ciclo aperto (sola turbina gas e utilizzando il camino di bypass), le concentrazioni di inquinanti in uscita al camino di bypass di ogni unità saranno le seguenti:

- NO<sub>x</sub>                      30 mg/Nm<sup>3</sup> @15% O<sub>2</sub> dry
- CO                      30 mg/Nm<sup>3</sup> @15% O<sub>2</sub> dry

### 4.3.3 Effluenti idrici (scarichi)

La realizzazione del nuovo ciclo combinato, prevede la realizzazione di una rete dedicata alla raccolta delle acque, suddivise in base alla loro natura.

Le acque inquinabili da oli saranno inviate in testa all'impianto ITAO. Saranno eventualmente mantenute come riserva le pompe attualmente asservite ad uno dei gruppi a carbone.

All'ITAR saranno invece inviati:

- spurghi condensa dai nuovi circuiti vapore (GVR, scambiatori di calore, etc.);
- acque meteoriche ricadenti su aree potenzialmente inquinabili da acidi e/o alcalini (stoccaggio prodotti).

I punti di scarico S1 e S2 saranno mantenuti. Le acque in uscita saranno conformi ai parametri riportati alla Tab. 3 dell'Allegato 5, parte III, al D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii. previsti per gli scarichi in corpo idrico superficiale.

#### 4.4 Misure gestionali e interventi di ottimizzazione e di riequilibrio

Il contenimento dell'impatto ambientale di un'opera è un'operazione che trae il massimo beneficio da una corretta progettazione, attenta a considerare i molteplici aspetti della realtà ambientale e territoriale interessata. Pertanto, è in tale fase che occorre già mettere in atto una serie di misure di ottimizzazione dell'intervento.

Lo specifico progetto in esame, relativo alla sostituzione delle quattro unità esistenti alimentate a carbone con un ciclo combinato composto da due nuove unità alimentate a gas, prevede l'utilizzo di soluzioni tali da ridurre l'impatto ambientale in fase di esercizio.

Il nuovo ciclo combinato è stato infatti progettato con i criteri più avanzati di efficienza e compatibilità ambientale e proposti nel pieno rispetto delle *Best Available Techniques Reference document* (BRef) di settore definite a livello europeo<sup>2 3</sup>.

Il progetto prevede infatti l'utilizzo di soluzioni impiantistiche tali da ridurre l'eventuale impatto ambientale relativo all'esercizio della Centrale. In particolare, il funzionamento del nuovo ciclo combinato a gas naturale, permette, per quanto riguarda le emissioni in atmosfera, una riduzione di tutte le concentrazioni dei parametri normati in fase di esercizio. Il progetto prevede l'azzeramento degli inquinanti SO<sub>2</sub> e, tramite l'installazione di un catalizzatore, l'abbattimento degli NOx.

La scelta di dispositivi e interventi di contenimento del rumore (edifici con pannellature ad elevato potere fonoisolante, silenziatori, barriere, cappottature, ecc.) permette una riduzione dell'impatto acustico in fase di esercizio.

L'impianto è infine dotato di idonei sistemi per il trattamento delle acque:

- Impianto Trattamento Acque Oleose (ITAO);
- Impianto Trattamento Acque Reflue (ITAR).

<sup>2</sup> 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] pubblicata in data 17/08/2017 sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea.

<sup>3</sup> Nel documento intitolato "Confronto delle prestazioni della Centrale in relazione alle Conclusioni sulle BAT per i Grandi Impianti di Combustione", Allegato n.12 della Relazione Tecnica di progetto (Doc. Enel PBITC00029) è riportata la verifica di tutti i requisiti.

## 5 LE NORME VIGENTI

Dalla disamina dei piani e programmi che insistono sul territorio di interesse risulta l'assenza di evidenti elementi ostativi alla realizzazione del progetto. Si fornisce nel seguito una sintesi delle valutazioni.

Pianificazione	Coerenza
<p><i>Pianificazione e programmazione energetica:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Piano Strategico Europeo per le Tecnologie Energetiche (SET Plan, Nov. 2007);</li> <li>• La disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica (Capacity Market)</li> <li>• Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili dell'Italia (PAN);</li> <li>• Strategia Energetica Nazionale (SEN);</li> <li>• Proposta di Piano nazionale integrato per l'energia e il clima per il periodo 2021-2030 (PNIEC);</li> <li>• Quadro strategico 2019-2021 di ARERA;</li> <li>• Piano Energetico Regionale (PER)</li> </ul>	<p>Lo sviluppo del progetto di conversione della Centrale di Torrevaldaliga Nord è sicuramente in linea con il processo di decarbonizzazione su cui si imposta il PNIEC e nello stesso tempo garantisce l'efficienza e la flessibilità che lo stesso piano propone soprattutto nella fase transitoria, quanto l'utilizzo del gas continuerà a svolgere una funzione essenziale per la stabilità del sistema energetico italiano.</p> <p>Il progetto in esame risulta essere perfettamente coerente con le strategie comunitarie in materia di pianificazione energetica; nello specifico, tale profilo di coerenza è evidente se si rapportano le finalità del progetto con gli obiettivi prioritari sia della strategia "20-20-20" sia del cosiddetto "Terzo Pacchetto Energia", all'incremento dell'efficienza energetica.</p> <p>Il progetto di adeguamento previsto per la Centrale Torrevaldaliga rientra nell'ambito delle azioni previste dal SEN per garantire sicurezza e flessibilità al sistema di produzione e distribuzione del sistema elettrico.</p> <p>Il progetto in esame trova la sua piena coerenza con la linea di intervento OS16e circa il completamento della disciplina del mercato della capacità e, in linea generale è sinergico rispetto a obiettivi e misure soprattutto legate all'efficientamento e integrazione del sistema energetico nazionale e internazionale.</p> <p>Il progetto in esame si inserisce compatibilmente nella pianificazione regionale in termini del programma di decarbonizzazione, efficienza energetica e di flessibilità del sistema elettrico. Risulta chiaro che lo sviluppo della produzione di energia termoelettrica si affianca e si deve armonizzare con l'incentivazione dello sviluppo delle energie da fonti rinnovabili che, tuttavia, da sole non possono garantire, per il momento, il raggiungimento degli obiettivi di flessibilità da garantire nell'ambito del capacity market concordato con l'UE.</p>
<p><i>Pianificazione e programmazione socio-economica:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Quadro Strategico Comune (QSC 2014-2020)</li> </ul>	<p>Non si ha una diretta coerenza tra la pianificazione finanziaria europea e il progetto in esame, che tuttavia è ben inquadrato nel contesto socio-economico di sviluppo regionale, costituendo un impulso per la competitività regionale.</p> <p>Il progetto si inquadra nell'ambito delle azioni volte a l'obiettivo tematico 4 – sostenere la transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio in tutti i settori.</p>

Pianificazione	Coerenza
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Accordo di Partenariato (AdP 2014-2020)</li> <li>• Programma Operativo Regionale FESR 2014-2020 (POR FESR 2014/2020)</li> <li>• Documento di Economia e Finanza Regionale 2018-2020 (DEFR)</li> </ul>	<p>Il progetto in esame non trova diretta corrispondenza con gli assi di finanziamento del POR FESR, anche se si inquadra nell'Asse 4 per la sua strategicità in termini di efficientamento energetico e sviluppo sostenibile.</p> <p>Il progetto in esame non trova diretta corrispondenza con gli assi di finanziamento determinati dal DEFR non affrontando le tematiche energetico/ambientali.</p>
<p><i>Pianificazione delle acque</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Piano stralcio per l'Assetto Idrogeologico</li> <li>• Piano di gestione del rischio alluvioni</li> <li>• Piano di tutela delle acque della Regione Lazio</li> <li>• Piano di gestione delle acque del Distretto Idrografico dell'Appennino Centrale</li> </ul>	<p>Sulla base dell'analisi del Piano di Bacino non si ravvisano specifiche criticità per il progetto in esame dato che gli interventi sulla centrale si collocheranno al di fuori di aree a evidente pericolosità idrogeologica e/o idraulica.</p> <p>Rispetto alla pianificazione di tutela delle acque, il progetto non prevede sostanziali modifiche nella gestione dell'approvvigionamento idrico e degli scarichi dei reflui rispetto alla situazione attuale.</p>
<p><i>Pianificazione per la qualità dell'aria:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Piano di qualità dell'aria della Regione Lazio;</li> </ul>	<p>Il progetto proposto risulta allineato alle disposizioni del Piano di qualità dell'aria della Regione Lazio in quanto è allineato alle migliori tecniche disponibili e permetterà una riduzione delle emissioni.</p>
<p><i>Altra pianificazione ambientale:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Piano Regionale di Gestione dei Rifiuti Speciali</li> </ul>	<p>Rispetto al Piano di Gestione dei Rifiuti, il progetto in esame prevede di massimizzare il recupero dei rifiuti prodotti dalle attività di cantiere, demolizione ed esercizio dell'impianto, allineandosi con quanto auspicato dalla pianificazione di settore.</p>
<p><i>Pianificazione territoriale e paesaggistica:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Piano Territoriale Regionale (PTRG)</li> <li>• Piano Territoriale Paesistico Regionale (PTPR)</li> <li>• Piano Territoriale Provinciale Generale</li> </ul>	<p>È possibile affermare che non vi sono elementi di specifica criticità evidenziati dalla pianificazione regionale e provinciale. Tuttavia, si deve evidenziare che il progetto in esame ricade nella fascia di rispetto dei territori costieri e in un'area di notevole interesse pubblico. Pertanto, sarà necessario sottoporre il progetto ad apposito studio ai sensi dell'art. 26 delle NTA del PTPR e ottenere l'autorizzazione paesistica.</p>
<p><i>Pianificazione comunale:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Piano Regolatore Generale di Civitavecchia</li> <li>• Piano di classificazione acustica</li> </ul>	<p>Il progetto in esame non prevede un cambio del sedime della Centrale né un cambio di destinazione d'uso pertanto il progetto risulta conforme agli strumenti di Piano.</p> <p>Per quanto concerne la zonizzazione acustica, l'area della centrale si colloca in Classe VI – Aree esclusivamente industriali, pertanto il progetto proposto non si pone in contrasto con la classificazione acustica del territorio comunale</p>

Pianificazione	Coerenza
<p><i>Regime vincolistico</i></p>	<p>L'area di intervento interferisce con i seguenti dei vincoli ascrivibili al D.lgs. 42/04 e s.m.i.:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• "territori costieri", ai sensi dell'art. 142, comma 1), lett. a) del D.Lgs. 42/2004 e s.m.i.;</li> <li>• "area di notevole interesse pubblico" denominata "Zona nel Comune di Ladispoli già Cerveteri comprendente il parco di Palo il castello Odescalchi e la torre Flavia inglobato dal vincolo di codice 120374", ai sensi dell'art. 136, comma 1, lettere c) d) del D.Lgs. 42/2004 e s.m.i.-</li> </ul> <p>Il progetto, quindi, dovrà essere assoggettato a procedura di valutazione di compatibilità paesaggistica ai sensi della normativa di settore.</p> <p>Il sito non interferisce con il sistema dei beni culturali di cui all'art. 10 del medesimo decreto.</p> <p>L'area della Centrale non è interessata dal vincolo idrogeologico (R.D.L. n. 3267/1923)</p> <p>L'area della Centrale si colloca in area di sismicità bassa.</p> <p>Il sito di non è assoggettato alle disposizioni di leggi per le ditte a rischio di incidente rilevante ai sensi del D.lgs 105/2015 e s.m.i..</p>
<p><i>Sistema delle aree protette</i></p>	<p>Le aree interessate dagli interventi non ricadono all'interno di aree protette; nell'area vasta di riferimento (5 km) si segnala tuttavia la presenza dell'area protetta: "La Frasca", istituita con D.P.R.L. n.162/17.</p> <p>Per quanto concerne la rete Natura 2000, le aree interessate dagli interventi non ricadono all'interno di siti appartenenti alla suddetta rete, ma nell'area vasta di riferimento si segnala la presenza delle seguenti aree:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• ZSC IT6000005 - Fondali tra Punta S. Agostino e Punta della Mattonara ubicata in prossimità dell'impianto (a circa 500 m Ovest);</li> <li>• ZSC IT6000006 - Fondali tra Punta del Pecoraro e Capo Linaro ubicata a circa 5 km dal sito di Centrale</li> <li>• ZPS IT6030005 - Comprensorio Tolfetano-Cerite-Manziate ubicata a circa 5 km dal sito di Centrale.</li> </ul> <p>Viste le potenziali interferenze indirette del sito con la ZSC Fondali tra Punta S. Agostino e Punta della Mattonara, il progetto dovrà essere assoggettato alla procedura di Valutazione di Incidenza ai sensi della normativa di settore.</p>

## 6 STIMA DEGLI IMPATTI AMBIENTALI

### 6.1 L'Aria

#### 6.1.1 Caratterizzazione della componente

##### 6.1.1.1 Fattori climatici

La Centrale Termoelettrica di Torrevaldaliga Nord si trova sulla costa laziale, in Provincia di Roma, nel Comune di Civitavecchia, circa 2 km a Nord-NordOvest di Punta La Mattonara. L'area della Centrale è ubicata in una stretta fascia pianeggiante che si estende parallelamente al mare a circa 6 km Nord-Ovest dell'abitato di Civitavecchia. L'impianto è posizionato su un terreno pianeggiante che si raccorda, verso l'entroterra, con i rilievi collinari della Tolfa, che raggiungono le quote massime in prossimità degli abitati di Allumiere e Tolfa (Monte Tolfaccia, 579 m s.l.m., circa 10 km ad Est di Civitavecchia).

Il clima della regione è classificabile come temperato umido con estate asciutta e molto calda.

Per caratterizzare l'area dal punto di vista climatologico, sono stati analizzati i dati disponibili nell'Atlante Climatico dell'Aeronautica Militare per il trentennio 1971-2000 della stazione Civitavecchia, localizzata nei pressi di Santa Marinella.

Dal punto di vista del regime termico, i mesi mediamente più freddi risultano essere gennaio e febbraio, quelli più caldi luglio ed agosto. Il valore minimo mensile più basso del trentennio è stato di 7.4 °C, mentre il valore massimo mensile più alto è stato di 27.4 °C.

Dal punto di vista del regime pluviometrico, i mesi che fanno registrare mediamente le quantità massime di precipitazioni sono quelli autunnali di ottobre e novembre. Dei massimi relativi sono riscontrabili a gennaio e aprile. I mesi dell'anno che mediamente risultano avere il maggior numero di giorni piovosi risultano quelli compresi tra ottobre ed aprile, con circa 7-8 giorni piovosi.

Dal punto di vista delle caratteristiche anemologiche, le direzioni di provenienza prevalenti sono quelle da NordEst e da Sud-SudEst indotte dalla circolazione sinottica. A queste si sovrappone il regime locale di brezza dovuta alla presenza del mar Tirreno a Ovest e ai rilievi dell'Appennino ad Est, che si evidenziano nella maggior frequenza dei venti dal settore orientale nelle ore notturne e da quello occidentale nelle ore diurne.

##### 6.1.1.2 Qualità dell'aria

ARPA Lazio realizza il monitoraggio della qualità dell'aria regionale attraverso molteplici strumenti, il più importante dei quali è la Rete Regionale di monitoraggio della Qualità dell'Aria (RRQA).

La "Valutazione della qualità dell'aria della regione Lazio", redatta con cadenza annuale da Arpa Lazio, cui nel seguito si fa riferimento per il periodo 2018, riporta la valutazione annuale della qualità dell'aria realizzata come previsto dal D.Lgs. 155/2010.

Lo studio ha individuato tre postazioni di qualità dell'aria localizzate in prossimità della Centrale di Torrevaldaliga Nord e considerate rappresentative dello stato della qualità dell'aria nell'area di interesse: Aurelia (circa 3.0 km in direzione ENE dalla Centrale), Fiumaretta (circa 3.5 km in direzione SE dalla Centrale) e S. Agostino (circa 3.9 km in direzione NNO dalla Centrale).

Dall'analisi dei dati 2018 si rileva che tutti i parametri monitorati per i diversi inquinanti (polveri, ossidi di azoto, biossido di zolfo, benzene, monossido di carbonio e ozono) risultano entro i limiti di legge.

Il particolato PM<sub>10</sub> è l'insieme di particelle con diametro aerodinamico inferiore a 10 µm (10<sup>-6</sup> metri). Il D.Lgs. 155/2010 fissa due valori limite per il PM<sub>10</sub>: la media annua di 40 µg/m<sup>3</sup> e la media giornaliera di 50 µg/m<sup>3</sup> da non superare più di 35 volte nel corso dell'anno civile. La concentrazione media annua di particolato PM<sub>10</sub> è variata nell'area da un minimo di 13 µg/m<sup>3</sup> nella stazione di Aurelia, ad un massimo di 19 µg/m<sup>3</sup> in quella di Fiumaretta, a fronte di un limite normativo di 40 µg/m<sup>3</sup>. È stato registrato, dalla stazione Fiumaretta, un solo valore superiore alla soglia giornaliera di 50 µg/m<sup>3</sup> a fronte dei 35 superamenti permessi dalla normativa.

Gli ossidi di azoto, indicati con il simbolo NO<sub>x</sub>, si formano soprattutto nei processi di combustione ad alta temperatura e rappresentano un sottoprodotto dei processi industriali e degli scarichi dei motori a combustione interna. I limiti previsti dal D.Lgs. 155/2010 per l'NO<sub>2</sub> sono la media oraria di 200 µg/m<sup>3</sup> da non superare più di 18 volte nel corso dell'anno e la media annua di 40 µg/m<sup>3</sup>. La concentrazione media annua di NO<sub>2</sub> (biossido di azoto) è variata nell'area da un minimo di 3 µg/m<sup>3</sup> nella stazione di S. Agostino, ad un massimo di 18 µg/m<sup>3</sup> in quella di Fiumaretta. Non sono stati registrati superamenti della soglia oraria.

Il biossido di zolfo (SO<sub>2</sub>) è un gas incolore, dall'odore pungente e irritante, che si forma nel processo di combustione per ossidazione dello zolfo presente nei combustibili solidi e liquidi. Il D.Lgs. 155/2010 fissa due valori limite per l'SO<sub>2</sub>: la media oraria di 350 µg/m<sup>3</sup> da non superare più di 24 volte nel corso dell'anno civile e la media giornaliera di 125 µg/m<sup>3</sup> da non superare più di 3 volte nel corso dell'anno civile. Per il biossido di zolfo non sono stati registrati superamenti né della soglia oraria né della soglia giornaliera.

Il benzene (C<sub>6</sub>H<sub>6</sub>) è un idrocarburo aromatico dall'accertato potere cancerogeno. Il D.Lgs. 155/2010 fissa un valore limite di concentrazione annuo di 5 µg/m<sup>3</sup>. Per il benzene (C<sub>6</sub>H<sub>6</sub>) il valore medio annuo di 0.3 µg/m<sup>3</sup> nella stazione di Fiumaretta, risulta ampiamente al di sotto del limite normativo.

Il monossido di carbonio (CO) è una sostanza gassosa che si forma per combustione incompleta di materiale organico, ad esempio nei motori degli autoveicoli e nei processi industriali. Il D.Lgs. 155/2010 fissa un valore limite di  $10 \text{ mg/m}^3$  calcolato come massimo sulla media mobile delle 8 ore. Il monossido di carbonio (CO) monitorato nella stazione di Fiumaretta ha fatto registrato per tutto il 2018 valori sempre inferiori al limite normativo.

L'ozono ( $\text{O}_3$ ) è un inquinante secondario che si forma in atmosfera attraverso reazioni fotochimiche tra altre sostanze. Per l'ozono non si rilevano per il 2018 nella stazione di S. Agostino superamenti della soglia di informazione di  $180 \text{ } \mu\text{g/m}^3$  e tantomeno di quella di allarme di  $240 \text{ } \mu\text{g/m}^3$ .

### **6.1.2 Valutazione degli impatti potenziali sulla componente**

La Centrale di Torrevaldaliga Nord fu costituita negli anni '80 con quattro sezioni termoelettriche da  $660 \text{ MW}_e$  ciascuna, alimentate ad olio combustibile denso. La potenza lorda complessiva era di  $2'640 \text{ MW}_e$ . Le unità entrarono in servizio tra ottobre 1984 e giugno 1986. Nel 2002 iniziò il progetto di trasformazione della Centrale, che prevedeva il cambiamento del combustibile utilizzato da olio denso a carbone per 3 unità. La centrale è attualmente esercita a carbone con una potenza termica totale pari a  $4'260 \text{ MW}_t$  e una potenza elettrica lorda di  $1'980 \text{ MW}_e$ .

L'assetto di progetto prevede la messa fuori servizio di tutte e tre le sezioni a carbone esistenti e la costruzione nell'area di impianto di nuove unità a gas della taglia massima di  $1'680 \text{ MW}_e$ . Le nuove unità sono state progettate con i criteri più avanzati di efficienza e compatibilità ambientale, nel pieno rispetto delle *Best Available Techniques Reference Document* (BRef) di settore.

Lo studio valuta i potenziali impatti sulla qualità dell'aria derivanti dalle diverse fasi di realizzazione ed esercizio delle opere in progetto.

#### **6.1.2.1 Fase di realizzazione**

Le attività generatrici di emissioni in atmosfera durante la fase di cantiere per la demolizione e la realizzazione degli interventi in progetto sono sostanzialmente riconducibili ai mezzi di trasporto e alle macchine operatrici, attraverso i processi di combustione dei motori e la movimentazione ed il trasporto dei materiali polverulenti.

In linea generale, durante le attività di cantiere, saranno adottati tutti gli accorgimenti tecnici e le norme di buona pratica atti a minimizzare le emissioni di polveri.

Le considerazioni relative alle attività legate alla fase di realizzazione dei nuovi cicli combinati mostrano come gli impatti causati dalle emissioni di polveri generate in fase di

cantiere siano da ritenersi non significativi, completamente reversibili e circoscritti all'area di intervento.

#### 6.1.2.2 Fase di esercizio

La valutazione degli impatti sulla componente atmosfera indotti nella fase di esercizio è condotta mediante il confronto tra la stima delle ricadute in termini di concentrazioni in aria ambiente delle emissioni convogliate a camino nell'assetto impiantistico attuale (3 gruppi alimentati a carbone) ed in quelli di progetto (nuovi gruppi alimentati a gas naturale).

L'approccio utilizzato ha l'obiettivo di fornire localizzazione ed estensione massime delle aree potenzialmente interferite dalle ricadute delle emissioni convogliate. A tale scopo, la ricostruzione modellistica della dispersione assume, per tutti gli scenari, il funzionamento continuativo dell'impianto alla massima capacità produttiva per tutta la durata della simulazione, senza dunque prevedere alcun periodo di fermo impianto o di conduzione a potenza ridotta.

Lo strumento modellistico adottato è composto da una catena di modelli per la ricostruzione della dinamica meteorologica 3D (modello prognostico denominato WRF e modello diagnostico denominato CALMET) e da un modello per la ricostruzione della dispersione atmosferica degli inquinanti (modello lagrangiano a puff denominato CALPUFF).

Il modello meteorologico CALMET è stato applicato ad un dominio di calcolo 3D costituito da 10 livelli verticali e due griglie innestate: la prima "esterna", finalizzata alla ricostruzione della circolazione a meso-scala, di 103.5 x 103.5 km<sup>2</sup> a risoluzione di 4.5 km; la seconda "interna", finalizzata alla ricostruzione di dettaglio del territorio, di 27 x 27 km<sup>2</sup> a risoluzione di 500 m.

Lo strumento modellistico è stato applicato, a passo orario, per il triennio 2013-2015.

Le simulazioni della dispersione degli inquinanti in atmosfera sono state effettuate considerando sia uno scenario emissivo "attuale", con emissione dai gruppi esistenti", con alimentati a carbone, sia diversi scenari emissivi "di progetto emissione dai nuovi gruppi alimentati a gas naturale nelle diverse fasi di costruzione ed avviamento.

Nell'assetto di progetto finale si prevede l'annullamento delle emissioni di SO<sub>2</sub> (biossido di zolfo) e di PTS (polveri primarie), la decisa diminuzione delle emissioni degli NO<sub>x</sub> (ossidi di azoto) di poco meno di un ordine di grandezza e la diminuzione delle emissioni di CO (monossido di carbonio) di oltre il 60%.

Dai risultati della simulazione, risultano evidenti i miglioramenti derivanti dalla fase finale dello scenario di progetto. Negli scenari di progetto, le ricadute attese associate alle

emissioni convogliate dalla Centrale risultano sempre sostanzialmente inferiori rispetto allo scenario attuale per tutti i principali inquinanti (biossido di zolfo, polveri ed ossidi di azoto).

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.

La simulazione modellistica ha permesso anche di stimare le ricadute delle emissioni della Centrale in corrispondenza dei centri abitati, assunti quali recettori sensibili in quanto rappresentativi dei luoghi a maggiore densità abitativa. Dall'analisi dei risultati si possono osservare contributi alla concentrazione in aria ambiente sempre considerevolmente inferiori rispetto ai limiti normativi, sia nello scenario attuale sia, ancor più, negli scenari di progetto.

#### 6.1.2.2.1 Impatti sul clima

I principali effetti sul clima indotti dalle centrali termoelettriche derivano dalle emissioni di gas serra. In generale, i gas serra sono gas che in atmosfera assorbono ed emettono energia radiante nello spettro dell'infrarosso, causando quindi un riscaldamento dell'atmosfera. Il principale gas serra emesso dalla Centrale è il biossido di carbonio (CO<sub>2</sub>), gas prodotto da qualunque processo di combustione, oltre che da numerose ulteriori attività antropiche e naturali.

La realizzazione del progetto proposto, prevedendo la sostituzione del vettore energetico da carbone a gas naturale, comporta una riduzione significativa delle emissioni di CO<sub>2</sub> grazie anche alla maggiore efficienza dei nuovi impianti (dall'attuale rendimento elettrico del 47% ad un valore del 62%) ed alla diminuzione della potenza termica installata.

La realizzazione del progetto comporta quindi un impatto positivo nel contrastare il cambiamento climatico.

## 6.2 L'Acqua

### 6.2.1 Caratterizzazione della componente

L'attuale impianto ricade nel bacino idrografico dei fiumi Mignone-Arrone Sud ed è limitrofa, in particolare, ai bacini secondari del Fosso Torrevaldaliga, del fosso del Prete e del fosso Fiumaretta.

Le acque meteoriche del territorio circostante l'impianto vengono convogliate artificialmente in un sistema di drenaggio che va a confluire prevalentemente in un collettore che corre a Sud della centrale e, secondariamente, in un fosso posto a nord del

parco combustibili. Nelle aree di impianto esistono solo le fognature per la raccolta delle acque meteoriche dei vari piazzali e il canale di scarico delle acque marine di raffreddamento della centrale posto, in parte, in sotterraneo.

Per quanto concerne la qualità delle acque superficiali sono disponibili alcuni dati della rete di monitoraggio dei corsi d'acqua effettuati da ARPA Lazio nel triennio 2015-2017, relativi alla rete idrografica principale, ritenuta cioè significativa sulla base dell'ex D.Lgs. 152/99.

L'applicazione dell'indice di qualità ambientale LIMeco (Livello di Inquinamento dai Macrodescrittori per lo stato ecologico) sui corsi d'acqua significativi del bacino Mignone – Arrone Sud al termine del triennio di monitoraggio ha portato ad un giudizio:

- “scarso” per il Fosso Sanguinara 1 e per il Fosso Tre Denari 2,
- “sufficiente” per il Fosso Vecchia 2,
- “elevato” per il Rio Fiume 1.

Per quanto concerne la qualità delle acque marino – costiere, i monitoraggi di ARPA Lazio nel triennio 2015 – 2017 nel tratto marino costiero di interesse per l'impianto hanno evidenziato una situazione generalmente buona dello stato ecologico sotto il profilo delle condizioni di eutrofia, con alcune stazioni che rilevano condizioni “sufficienti” dovute prevalentemente all'influenza dei pennacchi fluviali più rilevanti.

Dal punto di vista della balneazione è sempre stato riscontrato uno stato eccellente nel corso dei monitoraggi di ARPA Lazio nel periodo 2015 – 2018.

Sono disponibili inoltre i dati delle indagini effettuate nel 2018 secondo il piano di monitoraggio del tratto marino costiero antistante lo scarico termico della centrale, applicato dal 2004 nel tratto compreso tra Punta S. Agostino e Capo Linaro, allo scopo di individuare e di valutare la presenza di eventuali variazioni, nel breve e nel medio termine, dovute all'esercizio della Centrale Termoelettrica di Torrevaldaliga Nord, e in particolare allo scarico delle acque di raffreddamento condensatori. Sono state analizzate le seguenti componenti:

- fito e zooplancton,
- *Posidonia oceanica*,
- macrobenthos,
- colonna d'acqua.

Dalle campagne di monitoraggio effettuate non si rileva la presenza di anomalie significative sull'ecosistema e, di conseguenza, effetti derivanti dall'esercizio della Centrale e della presenza dello scarico termico.

Sulla base dei monitoraggi di ARPA Lazio, la classificazione dello stato chimico del triennio 2015-2017 delle acque sotterranee in relazione alla stazione di monitoraggio all'interno del bacino Mignone – Arrone sud valuta lo stato chimico come buono.

Il monitoraggio delle acque di falda all'interno del sito della centrale nel 2015 ha messo in evidenza alcuni superamenti dei limiti previsti dalla tabella n. 2 All. 5 alla parte IV del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii. per i parametri nitrati, solfati, arsenico, manganese, ferro. Ulteriori analisi eseguite a posteriori hanno correlato tali valori a caratteristiche geotermiche naturali dell'area in cui sorge la centrale e non a fattori correlabili all'attività produttiva. Anche le indagini eseguite nel 2017 non hanno evidenziato alcuna contaminazione dall'esercizio dell'impianto.

## ***6.2.2 Valutazione degli impatti potenziali sulla componente***

### ***6.2.2.1 Fase di cantiere***

#### **6.2.2.1.1 Impatti sull'ambiente idrico terrestre**

Il progetto in esame non prevede alcun impatto sulla qualità dei corpi idrici durante la fase di realizzazione.

Gli scarichi liquidi derivanti dalle lavorazioni di cantiere verranno gestiti in modo da minimizzare possibili interferenze con gli ambienti idrici superficiali e sotterranei, e potranno essere di tre tipi:

1. reflui sanitari: questi verranno opportunamente convogliati mediante tubazioni sotterranee e collegati alla rete di centrale, per essere alla fine scaricati nella rete fognaria comunale;
2. reflui derivanti dalle lavorazioni: raccolti dalla rete delle acque potenzialmente inquinate verranno inviati all'ITAR della Centrale per opportuno trattamento, a valle del quale verranno scaricati nel punto autorizzato in mancanza della possibilità di trattamento presso l'ITAR di centrale, i reflui verranno raccolti e smaltiti presso impianti autorizzati;
3. acque di aggettamento: durante l'esecuzione dei lavori, previa specifica autorizzazione, le acque di falda presenti negli scavi saranno evacuate a mezzo di pompe ed accumulate in serbatoi provvisori in vetroresina posti a bordo scavo; da qui le acque saranno convogliate ad un serbatoio di raccolta esistente per essere poi riutilizzate, previo eventuale trattamento autorizzato, nel ciclo tecnologico di centrale. Qualora le acque di aggettamento risultassero non riutilizzabili in centrale, saranno gestite come rifiuto o previa specifica autorizzazione scaricate in mare.

Si realizzerà, inoltre, una nuova rete di acque bianche (acqua piovana su strade e piazzali) convogliata nella vasca di prima pioggia esistente, che sarà adeguata per le esigenze dei nuovi volumi.

Saranno previste delle nuove reti di acque oleose e acide che verranno convogliate all'impianto di trattamento esistente.

### *6.2.2.2 Fase di esercizio*

#### 6.2.2.2.1 Impatti sull'ambiente idrico terrestre

L'installazione del nuovo ciclo combinato prevede una diminuzione sensibile dei prelievi idrici, comportando quindi una riduzione dell'impatto ambientale sulla componente idrica rispetto alla configurazione autorizzata. Sarà creata idonea rete dedicata alla raccolta delle acque, suddivise in base alla loro natura, che saranno convogliate all'impianto ITAO o all'impianto ITAC.

#### 6.2.2.2.2 Impatti sull'ambiente marino

L'installazione del nuovo ciclo combinato prevede una riduzione sensibile dei prelievi idrici (fino al 60 % in meno nel funzionamento a ciclo combinato finale), comportando pertanto una riduzione dell'impatto ambientale sulla componente idrica rispetto alla configurazione autorizzata.

In riferimento agli scarichi termici si fa presente che nell'assetto futuro si avrà una diminuzione della potenza termica dissipata attraverso le acque di raffreddamento dallo scarico S2, ascrivibile alla diminuzione della potenza termica dissipata al condensatore. Vista la riduzione dei volumi idrici scaricati ne consegue, quindi, che la Centrale nel nuovo assetto di progetto non introdurrà alcun impatto ambientale aggiuntivo rispetto alla configurazione autorizzata; inoltre si ipotizza che anche l'interferenza dovuta allo scarico di raffreddamento, che viene periodicamente monitorata come previsto dall'AIA, sia da ritenersi in diminuzione.

## **6.3 Il Suolo e il Sottosuolo**

### *6.3.1 Caratterizzazione della componente*

Le informazioni acquisite tramite le indagini geotecniche condotte nell'intera area condotte da ENEL nel 2005 in occasione del progetto di trasformazione a carbone dell'impianto, integrate con le informazioni bibliografiche hanno permesso di definire la stratigrafia del terreno di fondazione; qui di seguito vengono descritte le principali caratteristiche litologiche dei livelli riconosciuti.

- **Terreno vegetale V** Livello presente in superficie, costituito prevalentemente da sabbia limosa e limo sabbioso argilloso di colore marrone con locali sfumature grigiastre, a tratti con ciottoli e trovanti. È comunque un livello molto discontinuo e spesso assente.
- **Livello R** Livello superficiale, costituito prevalentemente da materiale di riempimento artificiale, sostanzialmente sabbia e ghiaia e ciottoli di colore nocciola-grigiastro in matrice limosa. Rinvenuto in gran parte dell'area fino ad una profondità massima di 9.0 m..
- **Livello A 1** Livello flyshoide costituito da argillite e marne argillose, di colore bruno-giallastro, con venature verdastre, fortemente alterato, considerato a volte come materiale granulare.
- **Livello A 2** Livello più compatto del livello A 1, costituito da argille marnose-scistose con struttura scagliosa alternate a marne e livelli litoidi marnoso-calcarei; colore grigio nocciola tendente a grigio scuro verso il basso. Rappresentante la serie tipica del flysch tolfetano, è presente a profondità variabili.
- **Livello B** Livello costituito da sabbia limosa con ghiaia, di colore marrone grigiastro, di spessore variabile e discontinuo nell'intera area.

I principali lineamenti geomorfologici presenti nell'area sono orli e cicli di scarpata senza soluzione di continuità che si estendono per lunghezze dell'ordine delle centinaia di metri, con un'altezza pari a 10m c.a. raccordati da superfici sub-pianeggianti irregolari. In particolare, poi, nel sito industriale della centrale di Torrevaldaliga Nord i lavori per la costruzione dell'impianto hanno modificato l'originaria situazione naturale. Dal confronto tra le carte topografiche precedenti e successive la costruzione dell'impianto e tra i dati stratigrafici ricavati nel corso delle varie campagne di indagini geognostiche si deduce, innanzi tutto, che il piano di campagna naturale degradava dolcemente verso mare da circa 27 m s.l.m. fino a zero con una pendenza via via decrescente.

I lavori per la realizzazione della centrale hanno modificato la morfologia del sito e la riorganizzazione dell'impianto con la relativa rimozione della maggior parte dei serbatoi del parco stoccaggi olio combustibile ed il successivo ricolmamento delle depressioni con il materiale recuperato nelle operazioni di dragaggio dei fondali dei bracci di mare destinati alla realizzazione delle nuove banchine di scarico del carbone e del calcare, ha ulteriormente modificato la conformazione morfologica dell'area.

Sulla base dei dati rilevabili nell'area, nella zona della centrale non si rilevano fenomeni di dissesto.

La Regione Lazio ha approvato la "Nuova classificazione sismica della Regione Lazio" il 22 maggio 2009 con DGR n. 387 ss.mm.ii. in base alla quale la Centrale si ricade nella sottozona sismica 3B.

L'immediato sottosuolo dell'area di Centrale di Torrevaldaliga Nord è caratterizzato dalla presenza di una falda freatica ospitata dall'insieme dei depositi recenti e di riporto, soggetta a variazioni stagionali, con un livello posto in genere a pochi metri dal piano campagna e con un lento flusso generalizzato verso mare. Tale falda è tuttavia piuttosto discontinua.

Dal punto di vista della vulnerabilità all'inquinamento si può affermare che in generale l'area presenta caratteri di bassa vulnerabilità sia per la generale bassa permeabilità complessiva del sistema e sia quindi per la esiguità della risorsa idrica che defluisce nel sottosuolo.

### ***6.3.2 Stima degli impatti potenziali***

Gli impatti sul suolo e sottosuolo potenzialmente determinati dalla realizzazione delle opere in progetto, sono riconducibili sostanzialmente a:

- movimento terre con la conseguente gestione delle terre e rocce da scavo;
- occupazione e consumo di suolo sia in fase di cantiere che di esercizio;
- Potenziale interferenza con le acque di falda sia in fase di cantiere che di esercizio;
- Potenziale contaminazione del suolo e delle acque di falda per sversamenti accidentali.

#### ***6.3.2.1 Impatti in fase di cantiere***

##### Volumi di scavo e gestione delle terre

Gli interventi in progetto riguardano esclusivamente aree interne al perimetro esistente.

Sarà preliminarmente effettuata la preparazione dell'area di intervento, che consisterà nel livellamento dell'area di impianto con la demolizione delle strutture esistenti.

In linea generale, per la nuova Turbina a Gas (TG) e per gli ausiliari si ipotizzano fondazioni di tipo profondo, con pali intestati alla profondità di -20,00 m rispetto al piano campagna.

Il progetto prevede una quota massima di scavo di circa 5 metri per la realizzazione delle fondazioni dirette minori e delle altre strutture interrato.

Inoltre, nell'area del nuovo TG sarà realizzata una nuova rete di acque bianche (acqua piovana su strade e piazzali), che verrà convogliata nella vasca di prima pioggia esistente, che sarà adeguata alle esigenze dei nuovi volumi. Saranno poi previste delle nuove reti di acque oleose e acide che verranno convogliate all'impianto di trattamento esistente.

Per la realizzazione degli interventi in progetto nel sito di Centrale è prevista una quantità massima di terre movimentate pari a circa 55.000 m<sup>3</sup> ed un riutilizzo, per rinterri, stimato per circa 41.000 m<sup>3</sup> (cfr. Piano preliminare di utilizzo delle terre e rocce escluse dalla disciplina dei rifiuti).

La gestione delle terre e rocce scavate per la realizzazione degli interventi in progetto, delle quali è previsto di massimizzarne il riutilizzo, è sottoposta ai limiti e alle modalità previste dal D.P.R. 120/17 (cfr. Piano preliminare di utilizzo delle terre e rocce escluse dalla disciplina dei rifiuti).

Le ipotesi progettuali per la gestione delle terre e rocce da scavo prodotte nell'ambito della realizzazione delle opere in progetto prevedono che sia massimizzato il riutilizzo o il recupero delle terre prodotte. In sito queste terre saranno riutilizzate in particolare per:

- il riempimento degli scavi a seguito della realizzazione delle nuove infrastrutture e parti di impianto;
- la sistemazione morfologica delle pendenze per il convogliamento delle acque piovane dei piazzali

Se necessario, il riempimento delle aree di scavo dovrà essere effettuato con materiali inerti certificati, proveniente da aree esterne al sito.

Il materiale generato dalle attività di scavo qualitativamente non idoneo per il riutilizzo deve essere gestito come rifiuto in conformità alla Parte IV - D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii. e destinato ad idonei impianti di recupero/smaltimento, privilegiando le attività di recupero allo smaltimento finale.

Le specifiche indicazioni contenute nel "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)" allegato al progetto, per le modalità di gestione delle terre e rocce da scavo, al quale si rimanda per i dettagli in merito non esposti nel presente paragrafo, garantiscono la minimizzazione degli impatti potenziali connessi a all'azione di progetto di movimentazione terre.

#### Occupazione di suolo per la fase di cantiere

L'area che si rende necessaria per le attività di realizzazione di un singolo CCGT da 840 MW<sub>e</sub> è stimabile in circa 25.000 m<sup>2</sup>. All'interno dell'impianto di Torrevaldaliga Nord le aree sono molto congestionate e l'identificazione di aree idonee per la costruzione, sia per posizione logistica che per estensione, si rende particolarmente complessa.

In ogni caso le aree di cantiere sono previste internamente all'attuale sedime di impianto e non si prevede quindi ulteriore sottrazione di suolo avente uso differente da quello industriale e/o tecnologico. Inoltre, tali aree saranno occupate temporaneamente dalle attività di cantiere e, quindi, al termine dei lavori saranno o ripristinate o utilizzate per insediare le nuove unità tecnologiche in progetto.

#### Potenziale contaminazione del suolo e delle acque sotterranee in fase di cantiere

In fase di cantiere saranno predisposte tutte le modalità operative previste atte a minimizzare il rischio di eventuali incidenti (intesi come sversamenti accidentali); inoltre si ricorda che tutte le aree di deposito e lavorazione saranno impermeabilizzate e i reflui saranno gestiti in modo da non interferire con le matrici acque e suolo/sottosuolo. Si ritiene che detto impatto potenziale sia basso e comunque a carattere strettamente locale e temporaneo.

#### Interferenza con la falda idrica in fase di scavo e realizzazione delle opere

Le opere in progetto potrebbero interferire con la falda sotterranea durante le fasi di scavo per la messa in opera delle opere in progetto. Gli scavi, si ricorda, sono previsti fino a una profondità massima di 5 m da piano campagna e a quella quota potrebbe rilevarsi una falda superficiale. Tale falda è tuttavia piuttosto discontinua sia a causa dell'eterogeneità dei materiali che la contengono, i quali localmente potrebbero risultare anche a bassissima permeabilità, sia a causa della presenza delle opere di fondazione delle varie parti di impianto, che quasi sempre poggiano direttamente sul flysch sottostante, poco permeabile, creando quindi estese barriere che interrompono la continuità della falda.

Data la natura della falda presente e le condizioni di discontinuità della stessa non si prevedono significative interferenze. Qualora, in fase di cantiere, si dovessero riscontrare venute d'acqua si provvederà saranno smaltite ai sensi della normativa vigente.

#### *6.3.2.2 Impatti in fase di esercizio*

##### Occupazione di suolo

La presenza fisica dell'impianto determinerà un'occupazione di suolo a lungo termine. Si sottolinea, comunque, che gli interventi in progetto riguardano esclusivamente aree interne al perimetro esistente. In tal senso, quindi, l'impatto complessivo dell'opera risulta essere sostanzialmente nullo.

##### Stabilità dei terreni

Le caratteristiche geotecniche dei terreni di fondazione della centrale, per quanto riguarda i primi strati, non sono particolarmente buone, tanto che si ipotizzano, per tutte le opere principali fondazioni di tipo profondo, costituite da pali trivellati intestati alla profondità di -20,00 m rispetto al piano campagna.

Viste le condizioni realizzative proposte si ritiene l'impatto relativo alla suddetta componente minimizzato e la stabilità delle opere garantita a livello progettuale.

##### Rischio sismico

La previsione di progetto per le fondazioni dei nuovi impianti tiene conto, della sollecitazione sismica tipica dell'area, adottando i coefficienti sismici necessari alla progettazione delle strutture dell'impianto.

## Potenziale contaminazione del suolo e delle acque sotterranee in fase di esercizio

Lo sversamento accidentale dei vari materiali impiegati nell'esercizio dell'impianto pare poco probabile in quanto sono già adottate e continueranno ad esserlo semplici regole di gestione e controllo delle varie operazioni «a rischio»; in impianto, infatti, saranno previste le norme di sicurezza ambientale con procedure di pronto intervento in caso di fuoriuscita delle sostanze in terra (quali la delimitazione della zona interessata allo sversamento utilizzando sabbia o materiale inerte etc.).

Le aree di transito degli automezzi ed interne agli edifici sono comunque tutte pavimentate e sono provviste di reti di raccolta delle acque adeguatamente gestite.

### Prelievi idrici

La centrale, anche nel suo funzionamento futuro continuerà ad utilizzare l'acqua prelevata dal mare, e dall'acquedotto e quella di recupero dai cicli produttivi. Per gli usi civili il prelievo avverrà sempre dall'acquedotto.

In generale, comunque, il nuovo ciclo combinato sarà progettato per minimizzare l'uso di acqua. Per i servizi (bagni, docce e mensa) si continuerà ad utilizzare l'acqua dell'acquedotto comunale.

## **6.4 La Biodiversità**

### ***6.4.1 Vegetazione e flora***

#### ***6.4.1.1 Stato attuale della componente***

La Centrale termoelettrica di Torrevaldaliga Nord è situata sulla costa laziale, nel territorio della Città metropolitana di Roma Capitale, nel Comune di Civitavecchia, a circa 2 km a Nord-Nord Ovest di Punta La Mattonara e a circa 6 km Nord-Ovest dell'abitato di Civitavecchia. Il sito è ubicato in una stretta fascia pianeggiante, che si estende parallelamente al mare ed è attraversato a Est dalla ferrovia Roma-Pisa.

Il Comune di Civitavecchia è compreso tra il Fiume Mignone, a Nord, e il Fiume Marangone, a Sud, e appartiene al sistema territoriale e ambientale dei "Monti della Tolfa", caratterizzato dalla presenza di una pluralità di paesaggi.

Sulla base dell'analisi della cartografia riportata nella Carta di Uso del Suolo (Regione Lazio – Agenzia Regionale Parchi, 2011), si rileva che la metà dell'area analizzata (circa 5 km in direzione N-S e 10 km in direzione E attorno al sito di centrale) è interessata da colture, intervallate sul territorio dalla presenza di aree urbanizzate e di praterie. In particolare, i Seminativi in aree non irrigue coprono circa il 27% dell'area, seguiti dai Seminativi in aree irrigue con 11% circa della superficie.

Le aree naturali e seminaturali occupano circa il 35% della superficie, con una prevalenza delle Cerrete collinari, dei prati-pascoli collinari a dominanza di leguminose e della Macchia a mirto e lentisco o a olivastro e lentisco.

Circa il 15% del territorio è occupato da aree urbanizzate, composte da: Tessuto residenziale continuo e denso, Reti stradali, Reti per la distribuzione la produzione e il trasporto di energia e Zone residenziali a tessuto continuo.

L'insieme dei caratteri fisici sopra citati, integrati con gli elementi floristici, faunistici e vegetazionali riscontrabili nelle aree naturali, ha dato luogo a una complessità di sistemi naturali che ha generato un mosaico paesaggistico unico in tutto il bacino del Mediterraneo.

In particolare, le tipologie vegetazionali riscontrabili nell'area di indagine (Tonelli, 2006) sono: la Vegetazione delle sabbie costiere, la Vegetazione litoranea rupestre, la Macchia mediterranea e la Vegetazione forestale.

#### *6.4.1.2 Stima degli impatti potenziali*

La Centrale Enel di Torrevaldaliga Nord e relative opere di connessione alla Rete, oggetto delle modifiche impiantistiche in progetto, risulta essere interna alle aree attualmente occupate dall'impianto produttivo. Considerando che le attività di costruzione dei nuovi manufatti interessano esclusivamente le aree d'impianto, sono da escludersi potenziali interferenze dirette (sottrazione di suolo) indotte dalla realizzazione e dall'esercizio della Centrale sulla componente vegetale terrestre.

Per quanto riguarda le interferenze indirette, l'unico fattore che potenzialmente potrebbe generare interferenze sono le emissioni in atmosfera. A tale proposito le concentrazioni dei contributi attuali di  $SO_2$  e  $NO_x$ , prodotti dall'esercizio della Centrale risultano decisamente inferiori ai valori di previsti dalla legge per la protezione della vegetazione e degli ecosistemi e non sono di entità tale da incrementare in modo significativo il valore medio annuo di background. Nell'assetto futuro non sono previsti contributi di  $SO_2$ , mentre le concentrazioni dei contributi di  $NO_x$  rimarranno decisamente inferiori ai valori di previsti dalla legge.

Considerando, quindi, il ridotto livello dei contributi alle immissioni al suolo e l'assenza di contributi di  $SO_2$ , si può concludere che l'esercizio della Centrale, nel nuovo assetto, non determini alterazione in senso negativo rispetto allo scenario attuale per la tutela delle specie vegetali, degli habitat e degli ecosistemi presenti nelle aree interessate, ma, anzi, costituisca un elemento migliorativo rispetto alla situazione attuale.

## 6.4.2 Fauna, ecosistemi e rete ecologica

### 6.4.2.1 Stato attuale della componente

#### **Biosfera terrestre**

Nell'area di studio sono state individuate 5 principali unità ambientali faunistiche, facendo riferimento alle principali formazioni vegetali e all'uso del suolo:

- A) boschi;
- B) formazioni ripariali;
- C) cespuglieti;
- D) pascoli arborati;
- E) zone rupestri, aree nude e ambienti urbanizzati.

Ognuna delle tipologie ambientali è caratterizzata da una propria struttura della vegetazione e, di conseguenza, da differenti popolazioni di vertebrati. Naturalmente non è possibile fornire una precisa linea di demarcazione fra le diverse unità ambientali, soprattutto per quelle specie animali che necessitano di ecosistemi complessi.

Gli habitat naturali, in generale, presentano una buona biodiversità faunistica nelle diverse componenti (avifauna, rettili, anfibi, mammiferi).

#### **Biosfera marina**

Sulle coste laziali sono state effettuate numerose indagini sulle biocenosi bentoniche; quelle condotte sui fondi duri sono relative alla zona di Civitavecchia e ad alcuni substrati artificiali, mentre i fondi molli sono stati principalmente studiati in alcune aree del Lazio Settentrionale e in corrispondenza della foce del Tevere.

I fondi molli della fascia costiera esaminati (0-7 m) presentano una fauna sostanzialmente assimilabile a quella delle sabbie fini degli alti livelli. Per quanto riguarda i fondi molli della Fascia del Largo (8 - 110 m), i popolamenti animali risultano distribuiti in relazione al gradiente di profondità e al tipo di substrato.

In riferimento invece ai fondi duri, i popolamenti animali delle coste laziali si presentano nel complesso ben strutturati, con dominanza di singole specie tipicamente fotofile.

Per quanto riguarda le praterie di *Posidonia oceanica*, la distribuzione appare molto eterogenea. Tra Torre Flavia a Capo Linaro si ritrovano ampie zone di "matte" (l'insieme di rizomi e sedimento) morta intervallate a rocce organogene, catini di sabbia con radi fasci di *Posidonia* e talvolta macchie di *Posidonia* più consistenti.

I fondali tra Capo Linaro e Torre S. Agostino presentano un mosaico di *Posidonia*, rocce prevalentemente organogene e fondi molli. Risulta invece più articolata la situazione

rilevata dalla foce del Mignone alla foce del Marta, ove sono presenti mosaici di sabbie, rocce organogene e macchie di *Posidonia* assieme ad ampie zone sabbiose o secche con roccia organogena e a grandi estensioni di "matte" morta, con rada *Posidonia* viva.

Il problema della regressione della *Posidonia* è quindi generalizzabile per tutta la costa laziale, isole Pontine escluse. L'alterazione della qualità delle acque costiere è uno dei motivi invocati per spiegare la regressione delle praterie di *Posidonia*.

#### *6.4.2.2 Stima degli impatti potenziali*

Poiché il progetto riguarda esclusivamente le aree interne all'impianto termoelettrico esistente, considerando che non sono previste nuove opere a mare e che le attività di costruzione dei nuovi manufatti interessano esclusivamente le aree d'impianto, sono da escludersi potenziali interferenze dirette (sottrazione di habitat) indotte dalla realizzazione e dall'esercizio della Centrale.

Gli unici fattori che potenzialmente potrebbero generare interferenze indirette sono le emissioni in atmosfera e il rumore prodotto in fase di cantiere ed esercizio. Non è considerabile lo scarico termico in quanto è prevista una significativa riduzione dei volumi utilizzati per il raffreddamento del ciclo acqua-vapore. Ne consegue che gli ecosistemi marini non dovrebbero essere interessati da effetti riconducibili agli scarichi termici.

Le immissioni gassose di SO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub> sia attuali sia previste (solo NO<sub>x</sub>), per le tre fasi di esercizio, risultano decisamente inferiori ai limiti di legge per la protezione delle specie vegetali e degli ecosistemi.

Infine, sulla base di quanto previsto dalla modellazione della perturbazione sonora, sia in fase di costruzione sia in fase di esercizio, e considerando che i contributi si sviluppano su di un'area in parte industriale e in parte fortemente antropizzata, è possibile ipotizzare una sostanziale assenza di effetti sulla componente faunistica locale poiché ragionevolmente di tipo antropofilo e abituata al clima acustico esistente.

### **6.4.3 Patrimonio agroalimentare**

#### *6.4.3.1 Stato attuale della componente*

Nell'ultimo decennio, il Lazio è stato caratterizzato da un consistente ridimensionamento strutturale sia in termini di numerosità aziendale che di Superficie Agricola Utilizzata (SAU). Al 2010, le aziende agricole presenti nel territorio erano pari a 98.216 unità con una superficie utilizzata pari a 638.601,83 ettari. Rispetto al dato rilevato dal censimento del 2000, le aziende agricole registrano un calo del 48,2% nel loro numero e dell'11,4% nella dotazione fondiaria.

Dal 2000 al 2010 la dimensione media aziendale si amplia passando da 3,80 a 6,50 ettari di SAU media (+70%), configurando un processo di ricomposizione fondiaria particolarmente

evidente nella regione. Nonostante ciò, la dimensione media delle aziende regionali permane al di sotto del dato nazionale e in alcune aree la struttura aziendale permane frammentata.

I comparti della zootecnia registrano significative riduzioni della numerosità aziendale indipendentemente dalla tipologia di allevamento detenuto.

Le aziende agricole con superfici a bosco sono presenti nel Lazio per un totale di 20.083 unità e presentano una superficie investita di circa 198.155 ettari (circa il 22% delle superfici destinate a bosco presenti nel Centro Italia). La dimensione media dei boschi annessi ad aziende agricole è pari a 9,87 ettari ed è inferiore alla media relativa al Centro Italia, ma superiore a quella registrata a livello nazionale (8,83 ettari).

L'agriturismo è l'attività di diversificazione del reddito degli agricoltori più praticata dalle aziende agricole laziali (747, circa lo 0,76% del totale) e rappresenta anche l'attività connessa più remunerativa (delle 747 aziende che praticano attività agrituristica, 698 considerano tale attività come quella più remunerativa).

La Regione conta 59 marchi riconosciuti con denominazione di origine tra cui alcuni a forte riconoscibilità presso i consumatori. Le produzioni IGP e DOP sono presenti soprattutto nei comparti olivicolo, vitivinicolo, lattiero-caseario e carne; alcune produzioni (es. Oliva di Gaeta) sono in fase di riconoscimento.

Inoltre, nelle zone a produzione di qualità DOP, IGP si rileva una maggior diffusione di aziende biologiche rispetto ad altre aree regionali.

Da segnalare inoltre l'esistenza del Marchio "Natura in Campo – I prodotti dei Parchi", creato e registrato dall'Agenzia Regionale Parchi del Lazio e concesso a titolo gratuito ai produttori presenti nelle aree protette del Lazio che ne facciano richiesta e che possano garantire requisiti di qualità e/o sostenibilità delle loro produzioni agricole o zootecniche o dei relativi prodotti lavorati e trasformati.

La Regione destina il 10% della SAU a coltivazioni biologiche (8% della SAU nazionale). Nel triennio 2008-2011 il comparto biologico ha registrato un incremento pari al 3,2% in termini di numerosità aziendale (+92 aziende) e un aumento delle superfici destinate alla coltivazione del 21,35% (14.719 ettari).

Il territorio interessato dal progetto rientra, infine, nelle zone di produzione di diversi prodotti agroalimentari di pregio:

#### DOP

- Pecorino Romano;
- Ricotta Romana;
- Salamini alla cacciatore.

## IGP

- Abbacchio romano;
- Agnello del centro Italia;
- Carciofo romanesco del Lazio;

## Vini DOC

- Roma;
- Tarquinia;
- Cerveteri.

Occorre considerare che circa il 50% del territorio considerato è utilizzato per la produzione agricola, con una prevalenza delle colture ortive a pieno campo o in serra nella parte Nord Ovest e una prevalenza delle colture non irrigue nella parte Est.

I vigneti, di piccole dimensioni, risultano sporadici e ricoprono una superficie totale trascurabile.

### *6.4.3.2 Stima degli impatti potenziali*

Si escludono effetti diretti (riduzione di superfici) riconducibili alla realizzazione e all'esercizio dell'impianto proposto. L'unica interferenza indiretta potenziale è costituita dai contributi alle concentrazioni al suolo di SO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub>, ma i livelli di concentrazione, sia attuali sia quelli previsti per i soli ossidi di azoto, sono ampiamente inferiori ai limiti di legge pensati per proteggere anche le specie vegetali più sensibili.

Ne consegue che è possibile ipotizzare la mancanza di effetti dell'esercizio dell'impianto proposto sul sistema di produzione agroalimentare locale.

## 6.5 Il Clima acustico e vibrazionale

### *6.5.1 Caratterizzazione della componente*

La Centrale Termoelettrica di Torrevaldaliga Nord si trova sulla costa laziale, nel Comune di Civitavecchia, a Nord-Nord Ovest di Punta La Mattonara. L'area della centrale è ubicata in una fascia pianeggiante che si estende parallelamente al mare a circa 5 km Nord-Ovest dell'abitato di Civitavecchia ed è attraversata dalla Ferrovia Roma-Pisa, che divide il sito in due parti. Oltre il rilevato ferroviario, ad una quota altimetrica leggermente superiore a quella dell'isola produttiva, è situata la sotto-stazione elettrica. La zona circostante la centrale, verso l'entroterra, è pianeggiante; l'uso del suolo prevalente è di tipo agricolo. Verso Nord-Ovest, la fascia costiera continua con andamento pianeggiante raggiungendo la Punta S. Agostino e la foce del fiume Mignone; a Sud, invece, si trovano, dopo la centrale Enel, la centrale Tirreno Power, l'area portuale e l'abitato di Civitavecchia.

Dal punto di vista dell'impatto acustico, l'immediato intorno della centrale Enel è caratterizzato dall'assenza di estese zone residenziali, fatta eccezione per la località La Scaglia ad Est della centrale. Vi sono tuttavia un buon numero di edifici sparsi, taluni dei quali ad uso abitativo, distribuiti in tutta l'area circostante.

Il rumore ambientale della zona è determinato da un complesso di sorgenti sonore, a cui concorrono infrastrutture di trasporto stradali e ferroviarie, impianti industriali, insediamenti artigianali, un centro commerciale di grande distribuzione con elevato traffico indotto, una ampia zona adibita a deposito auto. Tali sorgenti hanno una tipologia di emissione sonora nel tempo assai differenziata: continua quella delle due centrali, variabile e legata al ciclo giorno/notte quella delle arterie stradali, concentrata ai transiti dei convogli quella della sorgente ferroviaria, funzione dei turni di lavoro per altre realtà industriali e artigianali. Esse interagiscono in vario modo con i ricettori abitativi precedentemente menzionati. La zona a Sud-Est dell'impianto Enel risente maggiormente del traffico stradale e delle attività che si sviluppano ai margini della via Aurelia, mentre le zone ad Est e a Nord-Est, sono invece caratterizzate dal contributo dei due impianti termoelettrici, oltre naturalmente a cause locali, quali l'attività antropica, il traffico locale e le attività agricole.

I limiti all'inquinamento acustico traggono spunto dalla Legge Quadro 447/95 e sono stabiliti dal DPCM 14/11/1997; essi trovano applicazione mediante lo strumento della classificazione acustica comunale. Il Comune di Civitavecchia ha approvato tale piano nel 2006. L'area su cui insiste la centrale Enel e l'adiacente impianto Tirreno Power è stata assegnata alla Classe VI (Aree esclusivamente industriali) e l'area immediatamente circostante, anche lungo il litorale, alla Classe V (aree prevalentemente industriali). L'abitato di Scaglia e l'area dell'infrastruttura ferroviaria rientrano nella Classe IV (aree di intensa attività umana). Tra l'area dell'entroterra, assegnata estensivamente alla classe III, e l'area di classe V è interposta una "fascia cuscinetto" in classe IV, di ampiezza pari ad alcune decine di metri. Le abitazioni prospicienti il piazzale di accesso alla centrale Tirreno Power ricadono in classe VI, le abitazioni situate a Nord dell'impianto ricadono in classe III, l'agglomerato di Scaglia ricade in classe IV e le abitazioni dislocate lungo Via Scaglia tra l'agglomerato omonimo e l'area di impianto ricadono in classe V.

Lo studio di caratterizzazione della situazione attuale si basa su un'estesa campagna sperimentale eseguita a Marzo 2018 e sul contestuale aggiornamento della modellazione matematica della rumorosità prodotta dalla centrale nell'assetto attuale.

Lo stato attuale del clima acustico nell'area circostante la c.le di Torrevaldaliga Nord è stato caratterizzato attraverso una campagna di misura, condotta nel marzo del 2018 da CESI ed Enel, i cui risultati sono descritti in altrettanti rapporti tecnici. Il personale impegnato nell'esecuzione delle prove, nell'elaborazione dei dati e nella produzione dei risultati è in

possesto dei requisiti di Tecnico Competente in Acustica Ambientale, ai sensi della Legge Quadro 447/95, come modificata dal D.Lgs. 42/2017. Nell'ambito della campagna è stata utilizzata strumentazione di Classe 1, dotata di certificato di calibrazione, come richiesto dal D.M.A. 16/03/1998.

La campagna sperimentale condotta da CESI ha visto l'esecuzione di due tipologie di attività: il monitoraggio del rumore a lungo termine in continuo presso cinque postazioni situate in corrispondenza di potenziali ricettori e rilievi a breve termine per la valutazione del livello di emissione delle principali macrosorgenti che costituiscono la centrale, dati da utilizzare nell'ambito della successiva applicazione del modello. La campagna condotta dai tecnici Enel ha riguardato invece una serie di rilievi a breve termine lungo la recinzione della centrale, per la valutazione del livello emissivo dell'impianto nel suo complesso.

Nell'ambito degli intervalli di esecuzione delle misure a breve termine, la centrale è stata esercita con regimi di carico corrispondenti ai criteri indicati nel provvedimento AIA, ossia con potenza pari all'80% di quella complessiva. Le misure a lungo termine hanno coperto ulteriori assetti di impianto rispetto, dettati dalle esigenze di rete.

Nell'ambito dello studio, oltre alla parte sperimentale prima menzionata, è stata utilizzata la modellazione matematica della rumorosità prodotta dalla centrale nell'assetto attuale; tale modellazione, basata sui dati acquisiti in campo e sviluppata con l'applicazione di una procedura di taratura e verifica, fu predisposta originariamente nel 2010, immediatamente a valle della conclusione delle attività di conversione a carbone. Essa è stata aggiornata in occasione dei successivi rinnovi AIA (2014, 2018).

La modellazione è stata predisposta utilizzando un pacchetto software di tipo commerciale, con applicazione dello standard ISO 9613-2 *"Acoustics -- Attenuation of sound during propagation outdoors -- Part 2: General method of calculation"*, per il calcolo della propagazione sonora. Il procedimento di taratura/verifica del modello è stato svolto in linea con quanto stabilito dallo standard UNI 11143 *"Acustica - Metodo per la stima dell'impatto e del clima acustico per tipologia di sorgenti"*. Negli scorsi anni, tale procedimento, sviluppato nell'ambito di una collaborazione tra l'allora Laboratorio Enel di Piacenza ed il CIRIAF (Centro Interuniversitario di Ricerca sugli Agenti Fisici – Università di Perugia), fu indicato tra i metodi consigliati per gli impianti termoelettrici nel DMA sui metodi innovativi per le valutazioni di impatto ambientale<sup>4</sup>. In termini generali, la procedura di taratura / verifica si basa su un insieme di misure eseguite in prossimità delle sorgenti, per la caratterizzazione dello spettro emissivo, lungo il percorso di propagazione,

---

<sup>4</sup> Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio - Decreto 1 aprile 2004 "Linee guida per l'utilizzo dei sistemi innovativi nelle valutazioni di impatto ambientale". (GU Serie Generale n.84 del 09-04-2004) – Allegato 1 "Metodologie e Raccomandazioni per la mitigazione e abbattimento dell'inquinamento ambientale", scheda tecnica N. MR- 003 rev. 28.02.2004 "Metodologia per la valutazione dell'inquinamento acustico prodotto da Centrali Termoelettriche nel territorio circostante".

per verificare la congruenza del decadimento con i risultati del modello, e presso punti di verifica non utilizzati in fase di taratura, presso i quali verificare lo scostamento tra i livelli calcolati e quelli sperimentali. L'attribuzione della potenza acustica alle varie sorgenti è stata effettuata mediante un procedimento "a ritroso", a partire dai livelli misurati. Il calcolo è stato effettuato per bande spettrali di 1/3 d'ottava nel campo 25÷16000 Hz. I dati sperimentali sono costituiti dagli spettri del livello sonoro rilevati durante la campagna sperimentale.

Il modello verificato ha consentito di ricostruire il contributo delle sorgenti "non Enel" al rumore ambientale, che altrimenti avrebbe dovuto essere rilevato sperimentalmente con tutte le unità produttive della c.le di Torrevaldaliga contemporaneamente non attive, una condizione questa estremamente improbabile, almeno in un arco temporale congruente con la realizzazione dello studio in oggetto. Per tale ricostruzione, si sono detratti dai livelli misurati, comprensivi delle sorgenti Enel e di quelle "non Enel", i contributi delle sole sorgenti Enel calcolati del modello. I livelli così ottenuti hanno costituito un dato di input per le successive valutazioni degli impatti.

### ***6.5.2 Valutazione degli impatti potenziali sulla componente***

La valutazione degli impatti per il nuovo scenario impiantistico è stata svolta mediante l'applicazione di un software in grado di prevedere i livelli sonori prodotti dal funzionamento della centrale in tutta l'area circostante, sulla base dei dati emissivi delle sorgenti sonore coinvolte, espressi mediante il relativo livello di potenza sonora. Il calcolo modellistico è stato effettuato in conformità alla stessa norma ISO 9613-2, simulando le n.3 fasi di costruzione, ossia: una sola unità turbogas in ciclo aperto, due unità turbogas in ciclo aperto, chiusura del ciclo combinato con le n.2 turbine a gas e relative caldaie a recupero (GVR) che si collegheranno a una sola turbina a vapore.

La modellazione matematica previsionale della nuova unità è stata predisposta apportando le necessarie modifiche alla modellazione della situazione esistente descritta al punto precedente.

La campagna sperimentale del 2018 per la caratterizzazione del livello di rumore con tutte le unità in servizio, la modellazione matematica della rumorosità prodotta dalla centrale nell'assetto attuale, precedentemente descritte, e i risultati forniti dalla simulazione modellistica previsionale del rumore prodotto dalla centrale, hanno consentito di valutarne l'impatto acustico e verificare il rispetto dei limiti di legge nello scenario "fase 2" (n.2 turbogas in ciclo aperto) che è quello più impattante dal punto di vista dell'inquinamento acustico.

Lo studio ha riguardato i punti di misura considerati nell'ambito della campagna sperimentale; le principali conclusioni ottenute sono di seguito riportate.

- Le analisi condotte mostrano il pieno rispetto dei limiti assoluti di immissione presso tutti i punti sia in periodo diurno che notturno.
- Le variazioni del livello di immissione tra lo scenario “fase 2”, il più critico degli scenari futuri, e quello attuale, valutati presso i punti rappresentativi di potenziali ambienti abitativi, costituiscono una stima del criterio differenziale. Si riscontra, presso tutti i punti, la tendenza ad una riduzione del livello di immissione, sia in periodo diurno che notturno nel rispetto a quello attuale.
- Si avrà pure il rispetto dei limiti di emissione, pari a 5 dB in meno dei corrispondenti limiti assoluti di immissione, presso i punti rappresentativi dei potenziali ricettori a carattere residenziale e lungo la recinzione.
- Lo studio comprende anche la valutazione del rumore prodotto in fase di cantiere, per le fasi di preparazione del sito e di scavo, ritenute quelle più impattanti dal punto di vista dell'inquinamento acustico. La simulazione è stata condotta, anche in questo caso, con criteri conservativi, ossia assumendo il funzionamento contemporaneo e continuativo di tutti i macchinari per l'intero tempo di riferimento diurno. Nonostante ciò, si riscontra l'ampio rispetto dei limiti assoluti d'immissione per tutti i punti. Limitate fasi con lavorazioni rumorose potranno essere gestite con lo strumento della deroga per attività temporanee.

Si conclude, quindi, la piena compatibilità dell'opera con i limiti di legge in relazione all'inquinamento acustico sia per la condizione di esercizio che per quella di cantiere.

La valutazione dell'impatto che l'esercizio della centrale nel nuovo assetto determinerà sul clima acustico è riportata nell'Allegato C – Studio di Impatto Acustico, cui si rimanda per ulteriori dettagli.

## 6.6 Le radiazioni ionizzanti e non ionizzanti

### 6.6.1 Caratterizzazione della componente

#### 6.6.1.1 Radiazioni ionizzanti

La centrale di Torrevaldaliga Nord, nel suo assetto attuale che prevede l'utilizzo del carbone come combustibile, genera un marginale impatto radiologico dovuto al rilascio in atmosfera di radionuclidi naturali e alla produzione di ceneri leggere e pesanti.

#### 6.6.1.2 Radiazioni non ionizzanti

Attualmente all'interno dell'impianto di Torrevaldaliga Nord è presente una stazione elettrica a 380 kV collegata mediante quattro elettrodotti a 380 kV (uno per ciascun

generatore) alla Stazione Elettrica (SE) Terna "Aurelia" situata nel territorio del Comune di Tarquinia.

Vista la posizione degli stalli all'interno della proprietà della centrale, lontani da aree accessibili al pubblico, si può affermare che il campo magnetico generato sia inferiore al valore di attenzione e all'obiettivo di qualità per il campo magnetico definiti dal DPCM 8/7/2003 per la popolazione.

Anche per quanto riguarda l'impatto sul campo elettrico, la posizione degli stalli all'interno della proprietà Enel e la presenza della recinzione, garantiscono che esso si mantenga al di sotto del limite di esposizione di 5 kV/m per il pubblico.

### *6.6.1.3 Radiazioni luminose*

Attualmente la Centrale risulta dotata di un sistema di illuminazione adeguato, in relazione alle diverse aree operative considerando che si tratta di area a destinazione industriale.

## **6.6.2 Valutazione degli impatti potenziali sulla componente**

### *6.6.2.1 Radiazioni ionizzanti*

Il progetto prevede la dismissione degli attuali gruppi a carbone e la costruzione di un gruppo alimentato a gas naturale, il quale contiene quantità assolutamente trascurabili di radionuclidi naturali. Si può quindi senz'altro affermare che l'impatto sull'esposizione della popolazione alle radiazioni ionizzanti è migliorativo rispetto al già trascurabile impatto dovuto all'assetto attuale.

### *6.6.2.2 Radiazioni non ionizzanti*

Attualmente all'interno dell'impianto di Torrevaldaliga Nord è presente una stazione elettrica a 380 kV collegata mediante quattro elettrodotti a 380 kV (uno per ciascun generatore) alla Stazione Elettrica (SE) Terna "Aurelia" situata nel territorio del Comune di Tarquinia.

Vista la posizione degli stalli all'interno della proprietà della centrale, lontani da aree accessibili al pubblico, si può affermare che il campo magnetico generato sia inferiore al valore di attenzione e all'obiettivo di qualità per il campo magnetico definiti dal DPCM 8/7/2003 per la popolazione.

Anche per quanto riguarda l'impatto sul campo elettrico, la posizione degli stalli all'interno della proprietà Enel e la presenza della recinzione, garantiscono che esso si mantenga al di sotto del limite di esposizione di 5 kV/m per il pubblico.

### 6.6.2.3 Radiazioni luminose

Il sistema di illuminazione della Centrale sarà progettato in modo da fornire un adeguato livello di illuminamento in tutte le nuove aree operative e fornirà l'illuminazione necessaria per la gestione da parte del personale addetto, incluse le emergenze. In relazione all'inquinamento luminoso, sulla base delle informazioni ad oggi disponibili e relative alla progettazione preliminare degli interventi, è ipotizzabile che l'intervento non generi significativi incrementi di radiazione luminosa rivolta verso il cielo rispetto alle attuali emissioni luminose della Centrale.

## 6.7 Il Paesaggio

### 6.7.1 Caratterizzazione della componente

Il paesaggio, in particolar modo quello italiano, è frutto di un delicato equilibrio di elementi naturali ed elementi "costruiti", in cui alla morfologia dei luoghi ed alle loro caratteristiche ambientali si sono sovrapposti i segni che l'uomo vi ha lasciato nel corso dei secoli, quali testimonianza degli usi e delle attività che vi ha svolto, in relazione all'assetto sociale, economico e culturale delle diverse epoche. Per questo stretto legame con l'organizzazione che l'uomo imprime al territorio per soddisfare i propri bisogni di vita e relazione, il paesaggio è una realtà in continua evoluzione, lenta o repentina a seconda delle forze e degli equilibri che si determinano.

L'analisi della componente "paesaggio" permette di individuare i suoi caratteri fondamentali e stabilire le possibili compatibilità tra sviluppo e conservazione. In tale analisi sono importanti, quindi, sia gli aspetti storico-culturali, sia i valori estetico-visuali.

Lo studio dell'area in esame interessata dagli interventi in progetto è stato condotto sulla base delle indicazioni presenti in letteratura in materia di valutazione dell'impatto sul paesaggio, considerando il paesaggio come un sistema complesso a cui rapportarsi con un approccio transdisciplinare, esaminando le componenti sia naturali che antropiche che lo caratterizzano, partendo da un'analisi generale per poi esaminare le aree direttamente interessate dalle opere in progetto.

Il comune di Civitavecchia, nel quale gli interventi in esame ricadono, appartiene al sistema territoriale e ambientale dei "Monti della Tolfa" ed è contraddistinto dalla presenza di una pluralità di paesaggi.

Il paesaggio agroforestale costiero e retrocostiero individua le aree caratterizzate dalle pendici boscate dei Monti della Tolfa che degradano verso il mare lasciando spazio, nella fascia costiera, ai seminativi. Il paesaggio agricolo collinare con coltivazioni miste è diffuso nel territorio provinciale sui rilievi collinari che circondano le aree pianeggianti attorno a Roma conosciute come "campagna romana". Infine, il territorio è caratterizzato anche dal

paesaggio agricolo della pianura costiera con coltivazione mista che si presenta in quei tratti di litorale occupati da varie colture e da una variegata presenza di aree urbane.

Il territorio nel quale ricade l'intervento presenta numerosi elementi di carattere antropico, spesso detrattori per il paesaggio. Tale aspetto è il risultato di processi repentini di urbanizzazione e cementificazione della costa, che hanno comportato un'edificazione, al di fuori dei centri urbani più consolidati (come ad esempio quello di Civitavecchia), diffusa e parcellizzata. L'area è inoltre interessata da diversi comparti di carattere industriale e/o portuale: uno tra tutti, oltre all'esistente Centrale, il porto di Civitavecchia, il quale svolge funzioni logistiche per il trasporto di turisti e merci.



**Figura 6.7.1 - Vista aerea del Porto**

Il territorio considerato è segnato anche dalla realizzazione di infrastrutture a rete e viarie, a partire dai collegamenti stradali e ferroviari adibiti al trasporto merci e persone, fino alle linee di trasporto dell'energia elettrica o ai tracciati dell'elettrodotto.

Tra gli elementi antropici, alcuni possono essere definiti "di pregio", poiché contribuiscono alla definizione storica e culturale del paesaggio locale. Tra questi occorre citare: la Chiesa di S. Agostino, nei pressi della Località Borgo Pantano, i resti dell'acquedotto di Traiano e il tratto antico della ferrovia. Altri elementi degni di nota si ritrovano invece diffusamente all'interno del centro storico di Civitavecchia.



**Figura 6.7.2 - Terme Taurine di Civitavecchia**

L'area che ospita la Centrale termoelettrica di Torrevaldaliga Nord è, dal punto di vista morfologico, un'area pianeggiante in prossimità della costa, le uniche variazioni di altitudine sono dovute ad azioni dell'uomo e alla presenza di macchie di verde. Questa è un'area a destinazione industriale a nord del porto di Civitavecchia. Gli impianti industriali già presenti nella zona hanno ormai forme e linee assimilate dal paesaggio.



**Figura 6.7.3 – Costa in prossimità della Centrale**

## ***6.7.2 Valutazione degli impatti potenziali sulla componente***

### ***6.7.2.1 Fase di cantiere***

La realizzazione del nuovo CCGT comporterà una fase di demolizione delle strutture esistenti necessarie per la realizzazione del progetto proposto, una fase di costruzione e una fase di montaggio dei componenti. Come descritto nei precedenti paragrafi, l'esecuzione delle opere è prevista all'interno del perimetro dell'area di centrale. L'impatto nella fase di cantiere sul contesto percettivo sarà limitato alla presenza temporanea di

macchine per il sollevamento degli elementi, comunque confinata all'interno del recinto di Centrale in una zona a Sud rispetto all'impianto esistente, ed alla presenza delle installazioni di cantiere, costituite da strutture temporanee aventi altezze ridotte rispetto alle parti impiantistiche già esistenti nel sito, risulteranno visivamente nascosti e quasi impercettibili dalle aree esterne.

Nel corso della realizzazione del progetto, con l'aumento in altezza dei volumi realizzati, le nuove opere potranno rendersi visibili, determinando un impatto visivo nell'intorno dell'area, via via associabile all'impatto generato dalla configurazione finale di impianto, analizzata nel successivo paragrafo, ma tuttavia gradatamente, in termini temporali, assorbibile nel bagaglio percettivo dell'osservatore.

#### *6.7.2.2 Fase di esercizio*

Per la valutazione dei potenziali impatti del progetto in esame sul paesaggio in fase di esercizio sono state effettuate indagini di tipo descrittivo e percettivo. Le prime indagano i sistemi di segni del territorio dal punto di vista naturale, antropico, storico-culturale, mentre quelle di tipo percettivo sono volte a valutare la visibilità dell'opera. Le principali fasi dell'analisi condotta sono le seguenti:

- **individuazione degli elementi morfologici, naturali ed antropici** eventualmente presenti nell'area di indagine considerata attraverso analisi della cartografia;
- descrizione e definizione dello spazio visivo di progetto, analisi delle condizioni visuali esistenti (**definizione dell'intervisibilità**) attraverso l'analisi della cartografia (curve di livello, elementi morfologici e naturali individuati) e successiva verifica dell'effettivo bacino di intervisibilità individuato mediante sopralluoghi mirati;
- **definizione e scelta dei recettori sensibili all'interno del bacino di intervisibilità** ed identificazione di punti di vista significativi per la valutazione dell'impatto, attraverso le simulazioni di inserimento paesaggistico delle opere in progetto (fotoinsertimenti);
- **valutazione dell'entità degli impatti sul contesto visivo e paesaggistico**, con individuazione di eventuali misure di mitigazione e/o compensazione degli impatti.

Per la conformazione del territorio pianeggiante, il bacino di intervisibilità degli interventi risulta ampio, contenuto tuttavia in alcune direzioni grazie alla presenza di costruzioni e di fitte fasce alberate. Si osserva comunque che le opere all'interno dell'area di centrale non saranno mai visibili nella loro interezza, data la posizione interna all'area industriale.

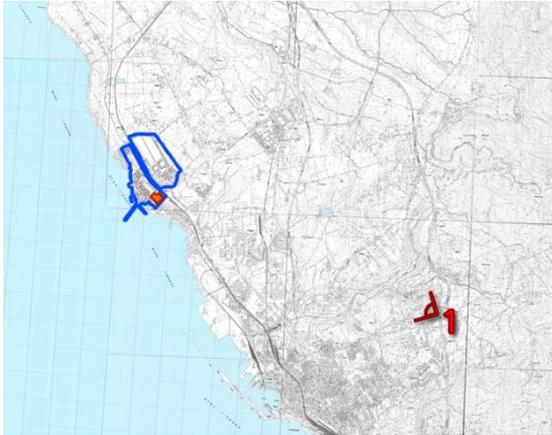
La fase successiva all'identificazione del bacino di intervisibilità riguarda l'individuazione di recettori particolarmente sensibili da un punto di vista di percezione visiva della nuova infrastruttura, poiché appartenenti a contesti in cui la popolazione vive (ad esempio i centri urbanizzati compatti o le aree caratterizzate dalla presenza di un urbanizzato disperso), trascorre del tempo libero (lungo la rete escursionistica) o transita (ad esempio gli assi viari delle strade esistenti). Tali recettori costituiscono, per le loro caratteristiche di "fruibilità",

punti di vista significativi dai quali è possibile valutare l'effettivo impatto delle opere sul paesaggio.

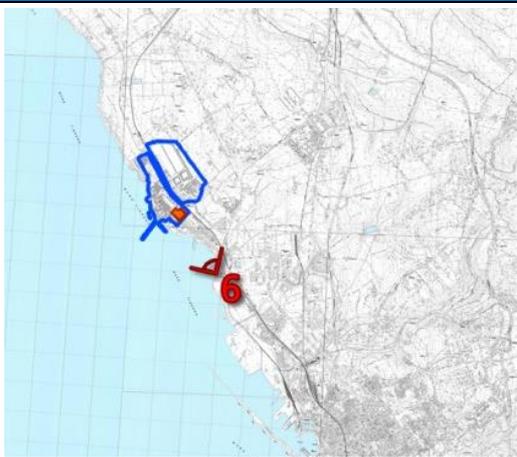
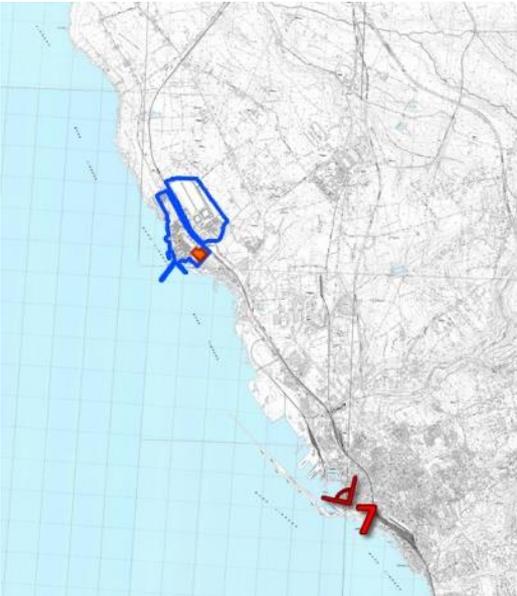
Per valutare l'interferenza prodotta sul paesaggio dalle opere in progetto, in relazione alla loro visibilità-percettibilità, tenendo conto dei canali di massima fruizione del paesaggio, i punti di vista sono stati selezionati in modo da essere rappresentativi del bacino di intervisibilità dell'intervento in esame.

I punti di vista prescelti per la valutazione degli impatti sono riportati nella successiva Tabella 6.7.1.

**Tabella 6.7.1 – Punti di vista delle simulazioni di inserimento paesaggistico**

Punto di Vista	Localizzazione	Direzione della visuale	Tipologia
1	Dallo svincolo della A12 Roma-Civitavecchia		Dinamico
2	Dalle Terme Taurine		Statico

Punto di Vista	Localizzazione	Direzione della visuale	Tipologia
3	Dal Raccordo Civitavecchia-Viterbo		Dinamico
4	Dalla Necropoli di Tarquinia		Statico
5	Dalla strada di accesso al Porto di Civitavecchia		Dinamico

Punto di Vista	Localizzazione	Direzione della visuale	Tipologia
6	Dal Porto Nuovo		Statico
7	Dal Forte Michelangelo		Statico

I punti di vista scelti in prossimità sono caratterizzati da una fruizione modesta, correlata perlopiù alle attività dell'area industriale o portuale localizzati intorno all'area di centrale, mentre quelli più distanti legati al transito sulle vie che collegano Civitavecchia a Roma o Viterbo, ed infine quelli legati ad una fruizione turistica presi in prossimità di Civitavecchia o di Tarquinia dove il traffico diventa maggiore, dovuto all'affluenza turistica.

Dall'analisi condotta, supportata anche dai fotoinserti elaborati, si ritiene che la realizzazione degli interventi proposti non comporti una modificazione significativa nell'ambito del paesaggio analizzato. Date le caratteristiche progettuali degli interventi e di come questi si inseriscono nel contesto locale si evince che gli interventi non potranno ulteriormente condizionare il territorio interessato, già caratterizzato da una connotazione antropica di carattere segnatamente industriale. Per le ragioni sopra esposte gli impatti sul paesaggio possono quindi considerarsi di bassa entità.

Si riportano di seguito le simulazioni dai punti di vista selezionati.



**Figura 6.7.4 – Punto di vista 1 – Stato di fatto**



**Figura 6.7.5 – Punto di vista 1 – Simulazione**



**Figura 6.7.6 – Punto di vista 2 – Stato di fatto**



**Figura 6.7.7 – Punto di vista 2 – Simulazione**



**Figura 6.7.8 – Punto di vista 3 – Stato di fatto**



**Figura 6.7.9 – Punto di vista 3 – Simulazione**



**Figura 6.7.10 – Punto di vista 4 – Stato di fatto**



**Figura 6.7.11 – Punto di vista 4 – Simulazione**



**Figura 6.7.12 – Punto di vista 5 – Stato di fatto**



**Figura 6.7.13 – Punto di vista 5 – Simulazione**



**Figura 6.7.14 – Punto di vista 6 – Stato di fatto**



**Figura 6.7.15 – Punto di vista 6 – Simulazione**



Figura 6.7.16 – Punto di vista 7 – Stato di fatto



Figura 6.7.17 – Punto di vista 7 – Simulazione

## 6.8 La Salute Pubblica

### 6.8.1 Caratterizzazione della componente

Nel periodo 2007-2015 i residenti nel comune di Civitavecchia presentano lievi eccessi di rischio di ospedalizzazione per tutte le cause e quasi tutti i grandi gruppi di patologie, ad esclusione delle patologie respiratorie, con rischi che risultano sempre molto contenuti (<1.3), seppur significativi. Tali eccessi di rischio sono coerenti con il contesto provinciale, anch'esso caratterizzato da un rapporto di ospedalizzazione leggermente superiore a quello italiano.

I comuni della provincia di Roma appaiono, comunque, non essere i soli nella regione Lazio a presentare eccessi di rischio rispetto all'Italia. Si evidenzia, ad esempio, un cluster di comuni, localizzati nella provincia di Rieti, caratterizzati da eccessi di ospedalizzazione, ma non di mortalità, per tutti i grandi gruppi di cause, ad esclusione dei tumori, in parte sovrapponibili con un quadro caratterizzato da incremento di mortalità e morbosità caratteristico dei comuni dell'area confinante della regione Umbria, come evidenziato da altri studi di geomapping condotti dall'Università degli Studi di Roma Tor Vergata. Date le estreme differenze di attività antropica presente nelle due province (Roma e Rieti), si potrebbe ipotizzare che, almeno in parte, tali eccessi di rischio siano imputabili a fattori legati agli stili di vita individuali. Nell'area di Civitavecchia, ad esempio, si registra un'ampia diffusione dell'abitudine al fumo, di gran lunga superiore al dato nazionale per il periodo 2011-2014 (32% vs. 28%). Analogamente, nella provincia di Rieti la quota di fumatori risulta essere superiore a quella italiana per il periodo 2013-2016 (29% fumatori vs. 26% Italia).

Per ciò che concerne la mortalità, tra i residenti di Civitavecchia si registrano lievissimi eccessi di rischio per tutte le malattie (SMR 1.113) e per tumori maligni (SMR 1.114), che risultano congruenti con il contesto regionale. Eccessi di rischio, in particolare per tumori e disturbi respiratori, si riscontrano, infatti, in tutte le province della regione Lazio, ad esclusione di Rieti: SMRs<1.45 per tutte le cause, SMRs<2.2 per tumori maligni, SMRs<1.9 per malattie del sistema circolatorio e SMRs<3.9 per disturbi respiratori.

## ***6.8.2 Valutazione degli impatti potenziali sulla componente***

Le principali fonti di rischio per la salute pubblica derivanti dal progetto sono costituite prevalentemente dall'inquinamento acustico e da quello atmosferico. Non sono qui considerati gli impatti sul suolo e sulle acque sotterranee sulla base di quanto riportato nei §§ 6.3.2e 6.2.2.

### ***6.8.2.1 Inquinamento atmosferico***

Le considerazioni relative alle attività legate alla fase di realizzazione del nuovo ciclo combinato mostrano come gli impatti causati dalle emissioni di polveri generate in fase di cantiere sono da ritenersi non significativi, completamente reversibili e circoscritti all'area di intervento.

Per quanto riguarda la fase di esercizio dell'impianto, le analisi effettuate mostrano come i valori stimati delle concentrazioni dei macroinquinanti normati, nel punto di massima ricaduta, siano tutti ampiamente all'interno dei limiti imposti dal D.lgs. 155/2010, sia nella configurazione attuale che in quella di progetto. Anche i livelli critici posti a protezione della vegetazione non vengono mai raggiunti per nessun inquinante.

Evidenti i miglioramenti derivanti dall'assetto di progetto che permette di eliminare le emissioni di biossido di zolfo (SO<sub>2</sub>) e particolato primario (PM<sub>10</sub> e PM<sub>2.5</sub>) e ridurre di quasi di un ordine di grandezza quelle degli ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>), e del 64% il monossido di carbonio (CO). In tale scenario, le ricadute attese associate alle emissioni convogliate dalla Centrale risultano sempre sostanzialmente inferiori rispetto allo scenario attuale per tutti i principali inquinanti.

La realizzazione del progetto proposto consente inoltre, riducendo le emissioni di CO<sub>2</sub> di oltre il 62%, di ottenere un beneficio nel contrastare il cambiamento climatico.

#### *6.8.2.2 Inquinamento acustico*

La valutazione dell'impatto acustico si è basata su una campagna sperimentale per la caratterizzazione del livello di rumore con tutte le unità in servizio eseguita nel 2016. I risultati di tale attività, insieme a quelli forniti dalla simulazione modellistica previsionale del rumore prodotto dalla nuova unità negli scenari indicati, hanno consentito di valutarne l'impatto acustico e verificare il rispetto dei limiti di legge.

I livelli assoluti di immissione risultano, in tutti i punti considerati, minori dei relativi limiti di zona, sia in periodo diurno che notturno. Il criterio differenziale, valutato come differenza aritmetica tra il livello di emissione *post operam* e l'analogo valore *ante operam* presso i punti sede dei rilievi sperimentali risulterà ovunque minore del limite più restrittivo stabilito dal DPCM 14/11/1997, pari a + 3 dB notturni.

Il contributo delle nuove unità su tutti questi punti risulterà minore del valore più restrittivo dei limiti di emissione, secondo la rispettiva classe acustica di appartenenza.

Anche l'impatto delle fasi realizzative, valutato puntualmente per quelle di preparazione del sito e di scavo, ritenute più critiche, risulterà compreso entro i limiti assoluti di immissione del periodo diurno presso i ricettori.

Si conclude quindi la piena compatibilità dell'opera con i limiti di legge in relazione all'inquinamento acustico e un conseguente impatto trascurabile sulla salute pubblica della popolazione.

#### *6.8.2.3 Valutazione di Impatto Sanitario*

Lo Studio di Impatto Ambientale è accompagnato da uno studio di Valutazione di Impatto Sanitario, condotto dalla società ICARO per conto di Enel.

Lo studio evidenzia che l'ampio margine di rispetto delle ricadute del progetto rispetto agli Standard di Qualità Ambientale analizzati permette di definire a priori come non significativo l'impatto sulla salute pubblica degli interventi proposti.

Inoltre, lo studio evidenzia come la generale riduzione degli impatti sulle varie componenti ambientali permette di affermare che l'impatto sanitario atteso nel passaggio dall'assetto attuale a quello di progetto è sicuramente positivo.

In conclusione, lo studio afferma che l'analisi ha mostrato impatti positivi sulla componente sanitaria. In ogni caso, come principio di cautela, Enel ha ritenuto opportuno proporre un monitoraggio periodico degli indicatori sanitari analizzati, al fine di verificare le previsioni generali di valutazione di impatto formulate.

Si rimanda all'*Allegato D – Valutazione di Impatto Sanitario* del presente documento per approfondimenti riguardo la valutazione dell'impatto sanitario sulla popolazione coinvolta.

## 7 MISURE DI MITIGAZIONE E MONITORAGGIO

### 7.1 Mitigazioni

Il progetto relativo alla realizzazione del nuovo ciclo combinato prevede l'utilizzo di soluzioni tali da ridurre l'impatto ambientale in fase di esercizio.

Il nuovo gruppo è stato infatti progettato con i criteri più avanzati di efficienza e compatibilità ambientale e proposti nel pieno rispetto delle *Best Available Techniques Reference document* (BRef) di settore.

La seguente tabella riporta le principali misure di mitigazione che saranno adottate dal progetto. Tali misure sono dettagliatamente descritte al Capitolo 5 dello Studio di Impatto Ambientale.

Componente	Impatto	Mitigazione
<p>Atmosfera e qualità dell'aria</p>	<p><u>Fase di cantiere</u> - Emissioni gassose da mezzi e macchinari di cantiere.</p> <p><u>Fase di esercizio</u> - Emissioni gassose in atmosfera.</p> <p>Si rileva che i risultati modellistici evidenziano i miglioramenti derivanti dall'ultima fase dello scenario di progetto che, prevedendo il funzionamento solo dei nuovi gruppi turbogas, permette di eliminare le emissioni di biossido di zolfo (SO<sub>2</sub>) e particolato primario (PM<sub>10</sub> e PM<sub>2.5</sub>). Lo scenario di progetto permette inoltre di ridurre le emissioni su base oraria di circa il 90% quelle degli ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>) e di circa il 64% quelle di monossido di carbonio (CO) e dell'ammoniaca (NH<sub>3</sub>). Le emissioni di CO<sub>2</sub> saranno inoltre ridotte del 62%, consentendo conseguentemente di ottenere un beneficio nel contrastare il cambiamento climatico.</p>	<p><u>Fase di cantiere</u></p> <p>Gli accorgimenti in fase di cantiere saranno finalizzati a ridurre il carico emissivo e consisteranno nell'applicazione di buone pratiche per la gestione del cantiere e nell'adozione di misure di mitigazione tra cui:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- bagnatura delle terre in movimentazione e delle superfici di cantiere quali piste e piazzali;</li> <li>- pulizia degli pneumatici degli autoveicoli in uscita dal cantiere;</li> <li>- copertura dei trasporti verso aree esterne al cantiere;</li> <li>- riduzione della velocità dei mezzi sulle strade di cantiere non asfaltate;</li> <li>- installazione di barriere protettive, di altezza idonea, intorno ai cumuli e/o alle aree di cantiere;</li> <li>- evitare le demolizioni e le movimentazioni di materiali polverulenti durante le giornate con vento intenso;</li> <li>- durante la demolizione delle strutture bagnatura dei manufatti al fine di minimizzare la formazione e la diffusione di polveri;</li> <li>- convogliare l'aria di processo in sistemi di abbattimento delle polveri, quali filtri a maniche, e coprire e inscatolare le attività o i macchinari per le attività di frantumazione, macinazione o agglomerazione del materiale.</li> </ul> <p><u>Fase di esercizio</u> - impianto di desolforazione (DeSO<sub>x</sub>)</p>
<p>Acqua</p>	<p><u>Fase di cantiere</u> - Prelievi idrici - Potenziale contaminazione dei corpi idrici</p> <p><u>Fase di esercizio</u> la nuova configurazione di progetto non comporterà un maggiore impatto ambientale sulla componente idrica rispetto alla configurazione autorizzata.</p>	<p><u>Fase di cantiere</u></p> <p>Il rischio legato allo sversamento di sostanze inquinanti stoccate e utilizzate sarà minimizzato dall'adozione, da parte delle imprese, di adeguati accorgimenti finalizzati allo stoccaggio di tali sostanze in assoluta sicurezza.</p> <p><u>Fase di esercizio</u></p> <p>Non sono necessarie misure di mitigazione.</p>

Componente	Impatto	Mitigazione
<p>Suolo e sottosuolo</p>	<p><u>Fase di cantiere</u></p> <p>L'intervento non ha impatti significativi sulla componente in fase di cantiere. In particolare le attività di scavo e movimentazione di terra connesse alla realizzazione delle fondazioni non altereranno lo stato del sottosuolo.</p> <p><u>Fase di esercizio</u></p> <p>L'impatto in fase di esercizio è limitato all'occupazione di suolo, che tuttavia interesserà aree già destinate ad attività industriali.</p>	<p><u>Fase di cantiere</u></p> <p>Non sono necessarie misure di mitigazione. Durante la fase di cantiere saranno comunque applicate le buone pratiche per la gestione dello stesso.</p> <p><u>Fase di esercizio</u></p> <p>Non sono necessarie misure di mitigazione.</p>
<p>Biodiversità</p>	<p><u>Fase di cantiere</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Emissioni gassose da mezzi e macchinari di cantiere.</li> </ul> <p><u>Fase di esercizio</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Emissioni gassose in atmosfera.</li> </ul> <p>Si rileva che i risultati modellistici evidenziano i miglioramenti derivanti dall'ultima fase dello scenario di progetto che, prevedendo il funzionamento solo dei nuovi gruppi turbogas, permette di eliminare le emissioni di biossido di zolfo (SO<sub>2</sub>) e particolato primario (PM<sub>10</sub> e PM<sub>2.5</sub>), con conseguente miglioramento dello stato fitosanitario della vegetazione.</p>	<p><u>Fase di cantiere</u></p> <p>Le misure di mitigazione sulla componente coincidono con quelle adottate per la qualità dell'aria.</p> <p><u>Fase di esercizio</u></p> <p>Non sono necessarie misure di mitigazione.</p>

Componente	Impatto	Mitigazione
<p>Clima acustico e vibrazionale</p>	<p><u>Fase di cantiere</u> - Emissioni sonore dalle lavorazioni di cantiere</p> <p><u>Fase di esercizio</u> - Emissioni sonore legate all'esercizio dell'impianto</p>	<p><u>Fase di cantiere</u></p> <p>Gli accorgimenti in fase di cantiere saranno finalizzati a ridurre il carico emissivo e consisteranno nell'applicazione di buone pratiche per la gestione del cantiere e nell'adozione di misure di mitigazione tra cui:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Preferenza per le lavorazioni nel periodo diurno;</li> <li>- Rispetto della manutenzione e del corretto funzionamento di ogni attrezzatura;</li> <li>- Eventuale utilizzo di barriere acustiche mobili;</li> <li>- Ottimizzazione movimentazione di cantiere di materiali in entrata e uscita, per minimizzare l'impiego di viabilità pubblica;</li> <li>- Privilegiare l'utilizzo di macchine movimento terra ed operatrici gommate, piuttosto che cingolate, con potenza minima appropriata al tipo di intervento;</li> <li>- Privilegiare l'utilizzo di impianti fissi, gruppi elettrogeni e compressori insonorizzati.</li> </ul> <p><u>Fase di esercizio</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- utilizzo di nuovi macchinari, di recente concezione, intrinsecamente meno rumorosi di quelli attuali e dall'imposizione di adeguati limiti alla rumorosità emessa dalle apparecchiature.</li> <li>- Predisposizione dei necessari dispositivi e interventi di contenimento del rumore (edifici con pannellature ad elevato potere fonoisolante, silenziatori, barriere, cappottature, ecc.).</li> </ul>
<p>Radiazioni ionizzanti e campi elettromagnetici</p>	<p><u>Fase di cantiere</u> Non sono prevedibili impatti.</p> <p><u>Fase di esercizio</u> - Emissioni di onde elettromagnetiche</p>	<p><u>Fase di cantiere</u> Non necessarie misure di mitigazione.</p> <p><u>Fase di esercizio</u> Non necessarie misure di mitigazione rispetto alla situazione attuale.</p>

Componente	Impatto	Mitigazione
Paesaggio	<p><u>Fase di cantiere</u> Non sono prevedibili impatti che alterino la struttura fisica del paesaggio o che inducano una significativa trasformazione fisica dei luoghi</p> <p><u>Fase di esercizio</u> Le nuove opere in progetto saranno inserite in contesto antropico e industriale, senza modificare i caratteri attuali del paesaggio percepito poiché saranno assorbiti e/o associati ad altri elementi già esistenti e assimilabili nel bagaglio culturale e percettivo del potenziale osservatore.</p>	<p><u>Fase di cantiere</u> Non sono necessarie misure di mitigazione.</p> <p><u>Fase di esercizio</u> Una ulteriore riduzione dell'impatto visivo dell'opera potrà essere ottenuta grazie ad un adeguato trattamento cromatico delle superfici.</p>
Salute pubblica	<p><u>Fase di cantiere</u> - Emissioni gassose e sonore legate a mezzi e macchinari.</p> <p><u>Fase di esercizio</u> - Emissioni gassose e sonore legate a mezzi e macchinari.</p>	<p><u>Fase di cantiere</u> Le misure di mitigazione sulla componente coincidono con quelle adottate per la qualità dell'aria e per il clima acustico.</p> <p><u>Fase di esercizio</u> Le misure di mitigazione sulla componente coincidono con quelle adottate per la qualità dell'aria e per il clima acustico.</p>

## 7.2 Monitoraggi

Il progetto relativo alla sostituzione delle unità esistenti alimentate a carbone della Centrale di Torrevaldaliga Nord di Civitavecchia con un nuovo ciclo combinato prevede un'attività di monitoraggio delle seguenti matrici ambientali: qualità dell'aria, ambiente idrico, clima acustico e salute pubblica.

Si prevede quindi un aggiornamento del Piano di Monitoraggio e Controllo di cui la Centrale è già dotata<sup>5</sup>, in particolare per quanto riguarda le emissioni gassose: cesseranno infatti le attività di monitoraggio riguardanti i camini delle unità TN2, TN3 e TN4, che saranno messe fuori servizio e saranno invece avviate nuove attività di monitoraggio per il camino di *by-pass* nella fase di esercizio in OCGT e il camino del CCGT in fase di esercizio.

Il nuovo camino sarà dotato di un Sistema di Monitoraggio delle Emissioni (SME) conforme agli standard e alla normativa attuali in materia di monitoraggio. Tale sistema misurerà in

<sup>5</sup> Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC), allegato al Decreto A.I.A. vigente (D.M.-0000284 del 30/09/2019). Tale Piano ha la finalità di verificare la conformità dell'esercizio della Centrale alle condizioni prescritte nella stessa A.I.A., di cui costituisce parte integrante.

continuo le concentrazioni di O<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, NH<sub>3</sub> e CO e i parametri temperatura, pressione, umidità, portata fumi e permetterà di calcolare le concentrazioni medie, ai fini del rispetto dei limiti autorizzati.

I dettagli delle attività di Monitoraggio ambientale sono riportati in un apposito documento allegato allo Studio di Impatto Ambientale (*Allegato F – Progetto di Monitoraggio Ambientale*).

## 8 CONCLUSIONI

Il progetto analizzato prevede, nell'area di impianto, la sostituzione delle 3 unità a carbone esistenti con un impianto a ciclo combinato composto da due nuove unità alimentate a gas (TVN1A e TVN1B) aventi complessiva potenza elettrica di 1680 MWe e potenza termica di 2700 MWt.

Il criterio guida del progetto di conversione della centrale è quello di preservare il più possibile la struttura impiantistica esistente e riutilizzare gli impianti ausiliari, migliorando le prestazioni ambientali ed incrementando sostanzialmente l'efficienza energetica. Ove possibile, favorire il recupero dei materiali in una logica di economia circolare. Infatti, il nuovo ciclo combinato avrà un rendimento elettrico netto superiore al 60% e consentirà di:

- ridurre la potenza termica autorizzata da 4260 MW<sub>t</sub> (1980 MW<sub>e</sub>) a 2700 MW<sub>t</sub> (1680 MW<sub>e</sub> in ciclo chiuso<sup>6</sup>);
- realizzare potenza elettrica di produzione con unità che hanno rendimento elettrico netto superiore al 60%, rispetto all'attuale 44,7%, riducendo contestualmente le emissioni di CO<sub>2</sub> di oltre il 62%;
- ottenere una concentrazione di emissioni in atmosfera di NO<sub>x</sub> e CO inferiori ai valori attuali (NO<sub>x</sub> ridotti da 100 a 10 mg/Nm<sup>3</sup> e CO che passano da 120 a 30 mg/Nm<sup>3</sup>);
- azzerare le emissioni di SO<sub>2</sub> e di polveri.

Dalla disamina degli strumenti di programmazione e pianificazione che insistono sul territorio di interesse, nonché dall'analisi del regime vincolistico, risulta l'assenza di evidenti elementi ostativi alla realizzazione del progetto ed una sostanziale compatibilità con gli indirizzi e gli obiettivi definiti da tali strumenti.

Dalla valutazione dell'impatto del progetto sul sistema ambientale complessivo, è emerso che le fasi di realizzazione e di dismissione delle opere sono caratterizzate da potenziali impatti ambientali di carattere temporaneo e di trascurabile o al più bassa entità, circoscritti alle immediate vicinanze delle aree interessate dai lavori e possono essere considerati completamente reversibili nel breve periodo, al termine dei lavori.

Le valutazioni relative agli impatti potenziali in fase di esercizio hanno confermato 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. Considerando il miglioramento della qualità dell'aria locale derivante dalla scomparsa di emissioni di polveri di SO<sub>2</sub> nonché la riduzione del contributo di NO<sub>x</sub> alle

<sup>6</sup> Nel caso di configurazione 2+1 la potenza nominale di 1680 MWe è la massima potenzialmente traguardabile in relazione alle valutazioni tecniche ad oggi sviluppate dai fornitori; l'effettiva potenza dipenderà dalla potenza delle singole macchine del produttore che si aggiudicherà la gara di fornitura, e potrebbe incrementarsi per sviluppo tecnologico fino al 3% in più (totale 1730 MWe circa), non modificando tuttavia in alcun modo la potenza termica dichiarata

immissioni al suolo, si può osservare che l'esercizio della centrale nel nuovo assetto non determini alterazioni negative rispetto allo scenario attuale per la tutela delle condizioni di qualità dell'aria e conseguentemente delle condizioni fitosanitarie della vegetazione, ma, anzi, costituisca un elemento migliorativo.

A completamento di quanto evidenziato, si osserva che l'insieme degli interventi previsti non altera negativamente l'assetto socio-economico attuale, in quanto strutture simili sono già esistenti ed inserite nel territorio da un tempo sufficiente perché sia stato possibile, per la popolazione locale, assorbirne la presenza non solo visiva, ma anche l'impronta sociale e culturale. La realizzazione delle opere potrà invece mantenere un impatto positivo sul livello di occupazione locale e benefici economici diretti ed indiretti sul territorio.

Il progetto, una volta realizzato, permetterà di mantenere la funzione strategica che la Centrale riveste in termini di sicurezza e stabilità nella produzione di energia elettrica da immettere nella rete elettrica nazionale e permetterà inoltre di configurare un impianto allineato alle Conclusioni sulle BAT per i Grandi Impianti di Combustione.

## 9 DIZIONARIO DEI TERMINI TECNICI ED ELENCO ACRONIMI

Termine	Descrizione	Acronimo
Ammoniaca	Sostanza gassosa emessa da un impianto termoelettrico.	NH <sub>3</sub>
Anidride carbonica	Sostanza gassosa emessa da un impianto termoelettrico.	CO <sub>2</sub>
Autorizzazione Integrata Ambientale	L'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) é il provvedimento che autorizza l'esercizio di una installazione a determinate condizioni che garantiscono la conformità ai requisiti IPPC (prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento) di cui al Titolo III-bis alla Parte seconda del D.Lgs.152/06, relativa alle emissioni industriali, e alle prestazioni ambientali associate alle Migliori Tecniche Disponibili (BAT).	AIA
Best Available Techniques	Le Best Available Techniques (BAT) o Migliori Tecniche Disponibili (MTD), in riferimento a quanto disposto dall'art. 29-bis del D.Lgs 152/06, possono essere considerate soluzioni tecniche impiantistiche, gestionali e di controllo, che interessano le fasi di progetto, costruzione, manutenzione, esercizio e chiusura di un impianto/installazione, finalizzate a evitare, o, qualora non sia possibile, ridurre, le emissioni nell'aria, nell'acqua, nel suolo, oltre alla produzione di rifiuti.	BAT
Best Available Techniques Reference Document (BREF)	Il documento di riferimento sulle migliori tecniche disponibili (BREF) si riferisce a una serie di lavori di riferimento dell'Unione europea sviluppati per lo scambio di informazioni tra i settori industriali e le organizzazioni non governative (ONG) in diversi Stati membri, e l'Ufficio europeo per la prevenzione e il controllo integrati dell'inquinamento (IPCC/EIPPCB). L'EIPPCB è stata istituita nel 1997 per promuovere la migliore tecnologia disponibile (BAT) per ridurre l'inquinamento atmosferico e promuovere un monitoraggio efficace della qualità dell'aria.	BREF
Close Cycle Gas Turbine	Turbina a gas funzionante in ciclo chiuso.	CCGT

Termine	Descrizione	Acronimo
Elenco Ufficiale delle Aree Naturali Protette	È un elenco stilato, e periodicamente aggiornato, dal Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare - Direzione per la protezione della natura, che raccoglie tutte le aree naturali protette, marine e terrestri, ufficialmente riconosciute.	EUAP
Fonti di Energia Rinnovabile	Fonti di Energia Rinnovabile	FER
MegaWatt	Il Watt (W) è l'unità di misura della potenza del Sistema Internazionale. Per una centrale termoelettrica si distingue il Megawatt elettrico (MW <sub>e</sub> ) e il Megawatt termico (MW <sub>t</sub> ): sono entrambe unità di misura di potenza (in Watt), tra loro sommabili, ma differiscono notevolmente in valore sulla base del rendimento medio della singola centrale.	MW
Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare	Il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare è dicastero del Governo della Repubblica Italiana preposto all'attuazione della politica ambientale.	MATTM
Ministero per i Beni e delle Attività Culturali e per il Turismo	Il Ministero per i Beni e delle Attività Culturali e per il Turismo è il dicastero del Governo della Repubblica Italiana preposto alla tutela della cultura, dello spettacolo, e alla conservazione del patrimonio artistico e culturale e del paesaggio. Si esprime di concerto al MATTM nel rilascio del parere relativo alla realizzazione delle tipologie di intervento quale quella in esame.	MIBACT
Ministero per l'Industria, il Commercio e l'Artigianato	Ora detto Ministero per lo Sviluppo Economico, dicastero del governo italiano che comprende politica industriale, commercio internazionale, comunicazioni ed energia.	M.I.C.A.
Monossido di Carbonio	Sostanza gassosa emessa da un impianto termoelettrico.	CO
Open Cycle Gas Turbine	Turbina a gas funzionante in ciclo aperto.	OCGT
Ossidi di azoto	Sostanza gassosa emessa da un impianto termoelettrico.	NOx
Rete di Trasmissione Nazionale	È il sistema di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica ad alta e altissima tensione verso le aree di consumo dove sarà utilizzata dopo la trasformazione a tensione più bassa.	RTN
Singola Terna/Doppia Terna	L'energia elettrica ad alta tensione viene trasportata da una o più terne di conduttori (terna singola, doppia terna, doppia terna ottimizzata) fino alle cabine primarie di trasformazione, poste in prossimità dei centri urbani, nei quali il livello della tensione viene abbassato tra i 5 e i 20 kV (media tensione).	ST/DT
Sito di Importanza Comunitaria	È un'area naturale, protetta dalle leggi dell'Unione Europea che tutelano la biodiversità (flora, fauna, ecosistemi) che tutti i Paesi europei sono tenuti a	SIC

Termine	Descrizione	Acronimo
	rispettare. Possono coincidere o meno con le aree naturali protette (parchi, riserve, oasi, ecc.) istituite a livello statale o regionale.	
Studio di Impatto Ambientale	Lo Studio d'Impatto Ambientale (SIA) è il documento tecnico redatto dal proponente il progetto, in cui è presentata una descrizione approfondita e completa delle caratteristiche del progetto e delle principali interazioni dell'opera con l'ambiente circostante. Lo Studio viene presentato all'interno della procedura di Valutazione di Impatto Ambientale.	SIA
Successive modifiche e integrazioni	L'acronimo indica che una norma, legge, decreto, regolamento o circolare è stato modificato e integrato successivamente alla sua data di emissione.	ss.mm.ii
Turbina a gas	Turbina alimentata a gas	TG
Turbina a Vapore	Turbina alimentata a vapore, posta a valle della TG	TV
Valutazione di Impatto Ambientale	La Valutazione di Impatto Ambientale è una procedura normata dal Decreto Legislativo n.152 del 2006. Si tratta di uno strumento di supporto decisionale tecnico-amministrativo. Nella procedura di VIA la valutazione sulla compatibilità ambientale di un determinato progetto è svolta dalla pubblica amministrazione, che si basa sia sulle informazioni fornite dal proponente del progetto, sia sulla consulenza data da altre strutture della pubblica amministrazione, sia sulla partecipazione della cittadinanza e dei gruppi della società civile.	VIA
Zona di Protezione Speciale	È un'area naturale, protetta dalle leggi dell'Unione Europea che tutelano l'avifauna (uccelli) che tutti i Paesi europei sono tenuti a rispettare. Possono coincidere o meno con le aree naturali protette (parchi, riserve, oasi, ecc.) istituite a livello statale o regionale.	ZPS

## 10 ALLEGATI ALLO STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

Lo Studio di Impatto Ambientale è corredato da elaborati cartografici e dai seguenti studi specialistici di dettaglio:

Allegato A - Emissioni degli inquinanti in atmosfera e valutazione delle ricadute sulla qualità dell'aria;

Allegato B – Studio per la Valutazione di Incidenza Ambientale;

Allegato C – Valutazione di Impatto Acustico;

Allegato D – Valutazione di Impatto Sanitario;

Allegato E – Studio di dispersione termica delle acque di raffreddamento;

Allegato F – Progetto di Monitoraggio Ambientale.