

RAPPORTO

USO RISERVATO APPROVATO B9014453

Cliente	Enel Produzione S.p.A.
Oggetto	Centrale Termoelettrica di Torrevaldaliga Nord di Civitavecchia (RM) Progetto di sostituzione delle unità a carbone esistenti con nuove unità a gas Studio di Impatto Ambientale (art.22 D.Lgs 152/2006 e ss.mm.ii.)
Ordine	A.Q. 8400134283, attivazione N. 3500038651 del 04.04.2019
Note	A1300001867 – Lett. B9014186

PAD B9014453 (2716906) - USO RISERVATO

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



N. pagine 313 **N. pagine fuori testo** 820

Data 29/11/2019

Elaborato EMS - Perotti Maurizio, ESC - Lamberti Marco, ESC - Ziliani Roberto,
B9014453 3711 AUT B9014453 3728 AUT B9014453 3754 AUT
 ESC - De Bellis Caterina, ESC - Ghilardi Marina, SCE - Barbieri Giorgio,
B9014453 92853 AUT B9014453 114978 AUT B9014453 114979 AUT
 ESC - Manzi Giovanni, ESC - Bernardi Katia, ESC - Capra Davide, EMS - Croce Sonia,
B9014453 3575 AUT B9014453 1052030 AUT B9014453 3293 AUT B9014453 1354650 AUT
 ESC - D'Aleo Marco, ESC - Conti Michele, EMS - IZZI Daniele
B9014453 1596735 AUT B9014453 2910797 AUT B9014453 2069429 AUT

Verificato EMS - Sala Maurizio, ESC - Pertot Cesare
B9014453 3741 VER B9014453 3840 VER

Approvato ESC - Il Responsabile - Pertot Cesare
B9014453 3840 APP

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

1	INTRODUZIONE	6
1.1	Premessa.....	6
1.2	Struttura, obiettivi e criteri di redazione del documento	7
1.3	Motivazioni del progetto	9
1.4	Localizzazione degli interventi	10
2	TUTELE E VINCOLI PRESENTI.....	12
2.1	Generalità	12
2.2	Pianificazione e programmazione energetica	12
2.2.1	Pianificazione e programmazione energetica europea	13
2.2.2	Pianificazione e programmazione energetica nazionale.....	19
2.2.3	Pianificazione e programmazione energetica regionale	31
2.2.4	Coerenza del progetto con la programmazione energetica.....	37
2.3	Pianificazione e programmazione socio-economica	38
2.3.1	Pianificazione e programmazione europea e nazionale.....	38
2.3.2	Pianificazione e programmazione socio-economica regionale.....	46
2.3.3	Coerenza del progetto con la programmazione socio-economica	49
2.4	Strumenti di pianificazione territoriale e paesaggistica.....	50
2.4.2	Pianificazione territoriale provinciale.....	60
2.4.3	Coerenza del progetto con la programmazione territoriale	69
2.4.4	Altri strumenti di pianificazione di interesse.....	69
2.4.5	Coerenza del progetto con la pianificazione di interesse	84
2.5	Strumenti di programmazione e pianificazione locale	85
2.5.1	Piano Regolatore Generale di Civitavecchia	85
2.5.2	Piano di Zonizzazione Acustica Comunale del comune di Civitavecchia	85
2.5.3	Coerenza del progetto con gli strumenti urbanistici comunali.....	86
2.6	Regime vincolistico	87
2.6.1	Patrimonio culturale (D. Lgs. 42/2004)	87
2.6.2	Vincolo idrogeologico (R.D.L. n. 3267/1923)	92
2.6.3	Rischio sismico.....	92
2.6.4	Siti contaminati.....	94
2.6.5	Incidenti rilevanti.....	94
2.6.6	Rapporto tra il progetto e il regime vincolistico	95
2.7	Sistema delle aree protette e/o tutelate	95
2.7.1	Aree protette	95
2.7.2	Rete Natura 2000	96
2.7.3	Rapporto tra il progetto e il sistema delle Aree protette	98
2.8	Eventuali disarmonie tra i piani e il progetto.....	98
3	DESCRIZIONE DEL PROGETTO.....	101
3.1	Premessa.....	101
3.2	Assetto attuale della Centrale.....	103
3.2.1	Le sezioni di generazione	103
3.2.2	Combustibili impiegati	105
3.2.3	Sistemi ausiliari	105
3.2.4	Opere connesse.....	106

3.2.5	Interferenze con l'ambiente.....	107
3.3	Descrizione della configurazione di progetto	112
3.3.1	Analisi delle alternative di progetto	113
3.3.2	Caratteristiche tecnico-dimensionali dell'intervento.....	115
3.3.3	Sistemi ausiliari	120
3.3.4	Sistema di controllo	123
3.3.5	Connessione alla Rete elettrica nazionale	125
3.3.1	Approvvigionamento metano.....	125
3.3.2	Sistema elettrico	126
3.3.3	Interferenze con l'ambiente.....	129
3.4	Fase di cantiere	131
3.4.1	Opere civili	131
3.4.2	Insedimenti di cantiere	133
3.4.3	Viabilità interna ed accessi alle opere.....	136
3.4.4	Fasi di lavoro	138
3.4.5	Fabbisogno di risorse	139
3.4.6	Flussi di traffico.....	140
3.4.7	Produzione di rifiuti ed emissioni	141
3.4.8	Smantellamento delle installazioni e ripristino dei luoghi	142
3.4.9	Cronoprogramma delle attività.....	143
3.5	Dismissione a fine vita dell'impianto	145
3.6	Confronto tra stato attuale autorizzato e stato di progetto	145
3.7	Confronto delle prestazioni della Centrale in relazione alle Conclusioni sulle BAT per i Grandi Impianti di Combustione	148
4	FATTORI E COMPONENTI AMBIENTALI POTENZIALMENTE PERTURBATI DAL PROGETTO NELLE SUE DIVERSE FASI.....	149
4.1	Atmosfera e qualità dell'aria.....	149
4.2	Ambiente idrico	150
4.2.1	Stato attuale della componente – Acque superficiali.....	150
4.2.2	Stato attuale della componente – Acque sotterranee	165
4.2.3	Stima degli impatti potenziali	166
4.3	Suolo e sottosuolo	169
4.3.1	Stato attuale della componente.....	169
4.3.2	Stima degli impatti potenziali	185
4.4	Biodiversità	195
4.4.1	Vegetazione e flora	195
4.4.2	Fauna, ecosistemi e rete ecologica.....	210
4.4.3	Patrimonio agroalimentare.....	220
4.5	Clima acustico e vibrazionale	223
4.6	Radiazioni Ionizzanti e non Ionizzanti.....	223
4.6.1	Radiazioni Ionizzanti	223
4.6.2	Radiazioni Non Ionizzanti	224
4.7	Paesaggio	226
4.7.1	Stato attuale della componente.....	226
4.7.2	Stima degli impatti potenziali	232
4.8	Salute Pubblica.....	256
4.8.1	Stato attuale della componente.....	256
4.8.2	Stima degli impatti potenziali.....	285
4.8.3	Valutazioni conclusive degli impatti	288

4.9	Impatto sul sistema ambientale complessivo e sua prevedibile evoluzione	288
5	MISURE DI MITIGAZIONE.....	292
5.1	Atmosfera e qualità dell'aria.....	292
5.2	Ambiente idrico	293
5.3	Suolo e sottosuolo	293
5.4	Rumore.....	293
6	PROGETTO DI MONITORAGGIO AMBIENTALE	295
7	CONCLUSIONI.....	296
7.1	Atmosfera	298
7.2	Ambiente idrico	298
7.3	Suolo e sottosuolo	299
7.4	Biodiversità	299
7.5	Clima acustico e vibrazionale	299
7.6	Radiazioni ionizzanti e non ionizzanti.....	300
7.7	Paesaggio	300
7.8	Salute pubblica	300
7.9	Sommario delle lacune e difficoltà	301
8	RIFERIMENTI NORMATIVI E BIBLIOGRAFIA.....	302
8.1	Riferimenti normativi	302
8.2	Fonti	310
8.3	Sitografia.....	312

Allegati

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

Indice delle Tavole

Tavola 1.4.1 – Corografia

Tavola 1.4.2 – Localizzazione degli interventi

Tavola 1.4.3 – Localizzazione dell’impianto esistente su ortofoto

Tavola 2.6.1 – Regime vincolistico

Tavola 2.7.1 – Aree protette e/o tutelate

Tavola 3.3.1 – Planimetria delle opere (Documento di progetto Enel PBITC00931)

Tavola 3.3.2 – Planimetria delle demolizioni (Documento di progetto Enel PBITC00930)

Tavola 4.4.1 – Carta di uso del suolo e delle formazioni naturali e seminaturali

Tavola 4.7.1 – Carta di sintesi degli elementi morfologici, naturali e antropici del territorio

Tavola 4.7.2 – Rilievo fotografico dello stato dei luoghi

Tavola 4.7.3 – Carta di intervisibilità

Tavola 4.7.4 – Individuazione dei punti di vista dei fotoinserimenti

STORIA DELLE REVISIONI

Numero revisione	Data	Protocollo	Lista delle modifiche e/o dei paragrafi modificati
0	29/11/2019	B9014453	Prima emissione

1 INTRODUZIONE

1.1 Premessa

Con il presente studio la Società Enel Produzione S.p.A. intende sottoporre alla procedura di Valutazione di Impatto Ambientale, in accordo con la normativa vigente in materia, il progetto denominato "Progetto di sostituzione delle unità a carbone esistenti con nuove unità a gas".

La Centrale Termoelettrica di Torrevaldaliga Nord è ubicata nel comune di Civitavecchia, nella città metropolitana di Roma Capitale, regione Lazio.

La Centrale è attualmente esercita a carbone con una potenza termica totale pari a 4260 MW_t, una potenza elettrica lorda di 1980 MW_t (660 MW_e per gruppo).

Il progetto prevede, in sostituzione delle unità a carbone, la realizzazione nell'area di impianto esistente di nuove unità a gas; pertanto le unità a carbone esistenti verranno messe fuori servizio. Il progetto avrà una configurazione due su uno (2 turbine a gas e relative caldaie a recupero che si collegano ad una sola turbina a vapore), taglia di circa 1680 MW_e¹. L'intervento prevede tre fasi di realizzazione. La prima fase comprende la costruzione di una prima unità turbogas e il funzionamento in ciclo aperto (OCGT), con la messa fuori esercizio di tutte le unità a carbone esistenti. La seconda fase prevede l'aggiunta di un'altra unità turbogas (OCGT). 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.

Il nuovo ciclo combinato 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

¹ 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.

elettrica. Quanto sopra anche in relazione alla sempre maggiore penetrazione nello scenario elettrico della produzione da FER (fonti di energia rinnovabili), caratterizzate dalla necessità di essere affiancate da sistemi di produzione/tecnologici stabili, efficienti, flessibili e funzionali ad assicurare l'affidabilità del sistema elettrico nazionale. 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.

Il nuovo ciclo combinato, rispetto alla configurazione attuale autorizzata all'esercizio con Decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale (A.I.A.) DM 2019/0000284 del 30/09/2019, consentirà di:

- Ridurre la potenza termica a circa 2700 MW_t, a fronte di una potenza termica ad oggi installata di 4260 MW_t;
- Diminuire la potenza elettrica di produzione (1680 MW_e² contro i 1980 MW_e attuali), raggiungendo un rendimento elettrico netto superiore al 60%, rispetto all'attuale 44,7% e riducendo contestualmente le emissioni di CO₂ di oltre il 62%;
- Ottenere una concentrazione di emissioni in atmosfera di NO_x e CO sensibilmente inferiori ai valori attuali (NO_x ridotti da 100 (al 6% O₂ su base secca), a 10 mg/Nm³ (al 15 % O₂ su base secca), CO che passano da 120 (al 6% O₂ su base secca), a 30 mg/Nm³ (al 15 % O₂ su base secca));
- Azzerare le emissioni di SO₂ e polveri.

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

1.2 Struttura, obiettivi e criteri di redazione del documento

Il presente Studio di Impatto Ambientale è stato redatto in conformità a quanto stabilito dalla normativa comunitaria, nazionale e regionale in materia di Valutazione di Impatto Ambientale e si propone di fornire ogni informazione utile in merito alle possibili interferenze delle attività di cantiere e di esercizio con le componenti ambientali.

I criteri seguiti nella redazione del presente documento, l'articolazione dei contenuti e la documentazione fornita coincidono con quanto indicato all'art. 22, Parte Seconda, Titolo I del D.Lgs. 152/2006 così come modificato dal D.Lgs. 104/2017 ed i contenuti si riferiscono a quanto disposto all'Allegato VII del citato decreto.

². 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.

Il presente Cap. 1 introduce il progetto in esame presentando le motivazioni e la localizzazione degli interventi, nonché la struttura dello studio.

Il Cap. 2 descrive nel dettaglio l'ubicazione del progetto in riferimento alle tutele ed ai vincoli presenti, derivanti dalla normativa e dagli strumenti di pianificazione e programmazione vigenti e di interesse per il progetto in esame, verificandone la coerenza.

Il Cap. 3 descrive le caratteristiche tecniche e fisiche degli interventi in progetto con riferimento alla fase di realizzazione e di esercizio dell'impianto. Il capitolo presenta inoltre una descrizione delle ragionevoli principali alternative localizzative e tecnologiche del progetto.

Il Cap. 4 è sviluppato analizzando, nell'area interessata, i sistemi ambientali coinvolti dalle attività in progetto, dettagliando lo stato attuale rilevato e sviluppando l'analisi di impatto previsionale per ogni singola componente ambientale potenzialmente interferita e per il complesso del sistema ambientale interessato.

Il Cap. 5 descrive le misure di mitigazione e compensazione degli impatti che si prevede adottare, mentre il Cap. 6 è dedicato alla definizione del Progetto di Monitoraggio Ambientale, riportato esaustivamente nel relativo Allegato F.

Il Cap. 7 riporta le conclusioni delle analisi e valutazioni condotte all'interno dello studio, evidenziando eventuali lacune tecniche o mancanza di conoscenze incontrate nella raccolta delle informazioni e nella previsione degli impatti.

L'elenco di riferimenti e fonti analizzati per la redazione dello studio conclude il documento.

Allo Studio sono inoltre allegati la cartografia tematica, gli allegati tematici e gli studi specialistici relativi alle componenti Atmosfera e qualità dell'aria, Clima acustico, Salute Pubblica, nonché lo Studio per la Valutazione di Incidenza, lo Studio di dispersione termica delle acque di raffreddamento e il Progetto di Monitoraggio Ambientale.

Per l'approvvigionamento del gas metano necessario al funzionamento dell'impianto nella nuova configurazione è previsto il potenziamento dell'allacciamento alla Centrale con la realizzazione di un metanodotto di circa 500 m e la realizzazione del metanodotto di derivazione "Celleno – Civitavecchia" per una lunghezza di circa 18 km. Per la descrizione dei progetti relativi si rimanda ai documenti predisposti da SNAM/COMIS³ e ai relativi

³ METANODOTTO: POT. ALL. CENTRALE ENEL DI TORREVALDALIGA NORD (ROMA) DN 400 (16") – DP 75 bar, RELAZIONE TECNICA, 16/09//2019 e annessi.

METANODOTTO: POTENZIAMENTO METANODOTTO DERIVAZIONE CELLENO – CIVITAVECCHIA DN 900 (36") – DP 75 bar, RELAZIONE TECNICA, 16/09//2019 e annessi.

allegati, ivi compresi gli Studi di impatto ambientale⁴, annessi alla documentazione di Progetto.

1.3 Motivazioni del progetto

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% 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-NOx, tipo DLN. L'aggiunta del catalizzatore SCR, nel funzionamento CCGT, e dell'iniezione di ammoniacca consente di raggiungere target di emissione per gli NOx di 10 mg/Nm³ (al 15% O₂ su base secca).

⁴ METANODOTTO: POT. ALL. CENTRALE ENEL DI TORREVALDALIGA NORD (ROMA) DN 400 (16") – DP 75 bar, STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE, 18/10//2019.

METANODOTTO: POTENZIAMENTO METANODOTTO DERIVAZIONE CELLENO – CIVITAVECCHIA DN 900 (36") – DP 75 bar, STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE, 18/10//2019.

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.

1.4 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 NNW di Punta La Mattonara.

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 m², su un'area di proprietà di circa 975.000 m².

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 TV del gruppo 1 attualmente dismesso.

La localizzazione del sito è riportata nella *Tavola 1.4.1 – Corografia*, nella *Tavola 1.4.2 – Localizzazione degli interventi* e nella *Tavola 1.4.3 – Localizzazione dell'impianto esistente su ortofoto* allegate al presente documento.

2 TUTELE E VINCOLI PRESENTI

2.1 Generalità

Il presente capitolo fornisce gli elementi conoscitivi sulle relazioni tra l'opera progettata e gli atti di legislazione, pianificazione e programmazione territoriale e settoriale vigenti, ai diversi livelli (nazionale, regionale, locale) e sugli eventuali riflessi, in termini sia di vincoli che di opportunità, sul sistema economico e territoriale.

In questo ambito si provvede all'analisi delle finalità e delle motivazioni strategiche dell'opera e all'analisi delle modalità con cui soddisfa la domanda esistente, anche alla luce delle trasformazioni in corso a livello locale e allo stato di attuazione della pianificazione.

L'area di intervento è stata inquadrata rispetto al sistema di pianificazione e programmazione territoriale nazionale, regionale, provinciale e locale, al fine di evidenziare le coerenze, le compatibilità e le conformità con gli strumenti di pianificazione vigenti a pieno titolo o vigenti in regime di salvaguardia, considerando altresì gli indirizzi contenuti in strumenti di pianificazione in corso di approvazione, se ritenuti di interesse.

Sono inoltre analizzati i vincoli territoriali, ambientali e paesaggistici derivanti dalla normativa comunitaria, nazionale, regionale, di bacino e locale insistenti sul territorio, al fine di evidenziare le coerenze, le compatibilità e le conformità dell'intervento in progetto con il regime vincolistico.

2.2 Pianificazione e programmazione energetica

A livello globale, il 4 novembre 2016 è entrato in vigore l'Accordo di Parigi, negoziato nella capitale francese dal 30 novembre al 12 dicembre 2015 durante la XXI Conferenza delle Parti dell'UNFCCC (nota anche come Conferenza di Rio sui cambiamenti climatici o COP 21) dai 195 Paesi che vi hanno partecipato.

L'Accordo rappresenta la prosecuzione del cammino intrapreso dalla comunità internazionale con il Protocollo di Kyoto del 1997 e costituisce un passo importante nelle politiche internazionali sulla lotta ai cambiamenti climatici. L'Accordo fissa un obiettivo ambizioso per il mantenimento dell'aumento medio della temperatura mondiale nettamente al di sotto dei 2°C, puntando addirittura a non superare il valore di 1,5°C, soglia ritenuta idonea per la mitigazione significativa dei rischi e degli impatti derivanti dai cambiamenti climatici. Inoltre, esso è caratterizzato da un'ampia partecipazione soprattutto se confrontata con il precedente Protocollo di Kyoto e dal fatto che gli Stati che aderiscono si impegnano con una serie di azioni e target nazionali che verranno monitorati attraverso un attento sistema di *governance*.

Oltre al tema ambientale, l'accordo raggiunto durante la COP21 riconosce gli aspetti sociali della lotta al cambiamento climatico (lotta alla povertà, sicurezza alimentare legata alla

vulnerabilità dei sistemi di produzione alimentare, diritto alla salute, ecc.). Invita i paesi sviluppati a prendere la leadership nella promozione di stili di vita e modelli di consumo e produzione sostenibili. Infine, l'accordo riconosce l'importanza del concetto di "giustizia climatica".

In questo contesto, l'Unione Europea procede da oltre un decennio nella direzione della sostenibilità energetica, sia in termini di indipendenza da approvvigionamenti soggetti all'influenza di cambiamenti geopolitici, sia in termini più marcatamente improntata alla riduzione degli impatti ambientali legati alla produzione ed al consumo di energia.

2.2.1 Pianificazione e programmazione energetica europea

Nel 2006 l'Unione Europea ha indicato le proprie priorità di politica energetica e climatica tramite il *Libro verde sull'energia* pubblicato dalla Commissione europea nel 2006. Esse sono:

- garantire la sicurezza degli approvvigionamenti energetici (*security of supply*);
- limitare la dipendenza dalle importazioni di idrocarburi (*competitiveness*);
- coniugare le politiche energetiche con il contrasto al cambiamento climatico (*sustainability*).

Alla luce di queste priorità, il 10 gennaio 2007 la Commissione ha definito un pacchetto integrato di misure – il cosiddetto "**pacchetto energia**" – che istituisce la Politica energetica europea. Le proposte della Commissione sono state appoggiate dai capi di stato e di governo dell'Unione i quali, in occasione del Consiglio Europeo del marzo 2007, hanno ufficialmente lanciato la cosiddetta strategia del "**20-20-20 entro il 2020**". Più esattamente, si vogliono raggiungere, entro il 2020, i seguenti risultati:

- riduzione delle emissioni di CO₂ del 20% rispetto ai livelli del 1990;
- riduzione dei consumi di energia primaria del 20% rispetto al valore tendenziale per il 2020;
- incremento della percentuale complessiva delle energie rinnovabili, portandola a circa il 20% del consumo totale di energia dell'UE (per raggiungere questo obiettivo si è deciso anche che ogni paese dell'Unione debba aumentare del 10% l'uso di biocarburanti nel settore dei trasporti entro il 2020).

Tali obiettivi sono stati declinati tramite un Pacchetto di direttive noto con il nome di "Pacchetto 20-20-20" e successivamente implementati nelle normative nazionali dagli Stati Membri.

La Commissione Europea ha sviluppato, inoltre, un importante strumento di natura volontaria per gli Enti Locali per la promozione degli obiettivi del "20-20-20": il cosiddetto "Patto dei Sindaci". Questa iniziativa impegna le città europee a ridurre di almeno il 20% le proprie emissioni di gas serra al 2020 attraverso l'attuazione di un Piano di Azione per l'Energia Sostenibile (PAES). I Comuni firmatari si impegnano in particolare a preparare un

Inventario Base delle Emissioni (Baseline) come punto di partenza per il PAES e a presentare piani di monitoraggio e valutazione delle azioni intraprese. Gli impegni assunti con la sottoscrizione del Patto dei Sindaci sono vincolanti.

Successivamente, nel 2011, la Commissione ha definito nella tabella di marcia verso un'economia competitiva a basse emissioni di carbonio nel 2050, attraverso la Roadmap 2050 il cui principale obiettivo è la riduzione, entro il 2050, delle emissioni di gas serra da 80 a 95% rispetto ai livelli del 1990.

Nel 2016, la Commissione Europea ha presentato una serie di proposte legislative note sotto il nome di Clean Energy Package, volte a rivedere le politiche europee in materia di energia e clima coerentemente con gli impegni derivanti dall'Accordo di Parigi e con la Roadmap europea al 2050. Il Pacchetto è stato approvato definitivamente da Parlamento e Consiglio Europeo nel corso del 2018 ed è attualmente in fase di pubblicazione in Gazzetta Ufficiale EU.

Il Clean Energy Package, oltre a stabilire e aggiornare le norme di funzionamento del sistema elettrico comunitario, stabilisce gli obiettivi in materia di fonti rinnovabili ed efficienza energetica al 2030:

- contributo delle fonti rinnovabili ai consumi finali di energia pari al 32% entro il 2030. Non viene indicata la declinazione di tali obiettivi a livello settoriale o di Stato Membro, ma si lascia a ciascun Paese tale compito;
- riduzione dei consumi finali di energia al 2030 pari al 32,5% e introduzione di un sistema di risparmio di energia finale in capo agli operatori pari allo 0,8% annuo a partire dal 2021 e rispetto alla media dei consumi finali del triennio 2016-2018.

Gli Stati Membri devono indicare il proprio contributo a tali obiettivi e le misure che intendono mettere in atto, tramite la presentazione dei Piani Nazionali Integrati Energia e Clima e un attento sistema di monitoraggio periodico di cui la Commissione Europea sarà partecipe.

Per quanto riguarda la regolamentazione europea di dettaglio **sul contenimento delle emissioni di gas serra**, la Commissione europea con la direttiva 2003/87/CE ha istituito un sistema per lo scambio di quote di emissione dei gas a effetto serra (modificato successivamente con la Direttiva 2009/29/CE che lo perfeziona e dal Piano Triennale di Attuazione del PER 2017-2019 che lo estende), "al fine di promuovere la riduzione di dette emissioni secondo criteri di validità in termini di costi e di efficienza economica".

Il sistema ETS (Emission Trading System) europeo è di tipo cap-and-trade, ovvero fissa un limite massimo (cap) per le emissioni di CO₂ generate dai circa 10.000 impianti industriali più energivori europei (di cui circa 1.400 situati in Italia) che ricadono nel campo di applicazione della direttiva, e che sono responsabili del 50% delle emissioni di CO₂ europee, lasciando agli operatori la libertà di scegliere se adempiere all'obbligo di riduzione delle

proprie emissioni oppure acquistare da altri operatori (possessori di diritti in eccesso rispetto alle loro necessità) i diritti di emissione necessari per gestire il proprio impianto. A partire dal 2013, i diritti di emissione vengono assegnati principalmente tramite aste centralizzate a livello europeo, con eccezioni previste per alcuni settori esposti a livelli elevati di competizione internazionale (ai quali una parte delle quote di emissione viene assegnata a titolo gratuito).

Successivamente la direttiva 2018/410/CE ha aggiornato il sistema di emission trading, stabilendo che:

- per ottemperare in maniera economicamente efficiente all'impegno di abbattere le emissioni di gas a effetto serra della Comunità rispetto ai livelli del 1990, le quote di emissione assegnate a tali impianti dovrebbero essere, nel 2030, inferiori del 43% rispetto ai livelli di emissione registrati per detti impianti nel 2005;
- a decorrere dal 2021 un decremento annuo lineare pari al 2,2%;
- un meccanismo di aggiustamento del quantitativo di quote in circolazione finalizzato ad assorbire l'eccesso di offerta
- l'istituzione del Fondo Innovazione per il finanziamento di tecnologie low carbon e del Fondo Modernizzazione per modernizzazione i sistemi energetici di 10 Stati Membri caratterizzati da situazioni economiche peggiori rispetto alla media UE.

Il progetto in esame, che implica la decarbonizzazione della Centrale di Torvaldliga nord, contribuisce senz'altro a raggiungere gli obiettivi del COP21 e alle azioni che l'Italia dovrà intraprendere per garantire la sua partecipazione a quanto proposto nell'accordo.

2.2.1.1 Liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica

Il Clean Energy Package ha aggiornato gran parte della regolamentazione europea relativa al mercato dell'energia elettrica. Esso infatti aggiorna i seguenti provvedimenti, facenti parte del Terzo Pacchetto Energia del 2009:

- la Direttiva 2009/72/CE relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica;
- il Regolamento 713/2009 che istituisce una Agenzia per la cooperazione tra i regolatori nazionali dell'energia;
- il Regolamento 714/2009 relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica;

Le misure adottate nel Terzo Pacchetto Energia mirano, tra l'altro:

- a rafforzare i poteri e l'indipendenza dei regolatori nazionali dell'energia;
- ad incrementare la collaborazione fra i gestori delle reti di trasmissione di elettricità e gas, in modo da favorire un maggior coordinamento dei loro investimenti;
- a favorire la solidarietà fra gli Stati membri in situazioni di crisi energetica.

In tale contesto, l'Europa ha avviato importanti modifiche nella regolamentazione del settore dell'energia caratterizzate dalla liberalizzazione dei servizi energetici a rete, cioè quelli relativi alla fornitura dell'energia elettrica e del gas. Questo processo ha origini nella Direttiva 96/92/CE, abrogata dalla Direttiva 2003/54/CE, oggi sostituita dalla citata Direttiva 2009/72/CE, recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, fino ad arrivare alla nuova formulazione da poco approvata nell'ambito del Clean Energy Package. Tali norme hanno trovato applicazione con gradualità nei diversi Stati Membri; in Italia, la liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica si è realizzata per effetto del D. Lgs. n. 79 del 16 marzo 1999, che ha stabilito che sono completamente libere le attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica, mentre le attività di trasmissione e dispacciamento sono riservate allo Stato, che le attribuisce in concessione al Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN).

Il processo di liberalizzazione è avvenuto progressivamente, inizialmente riguardando solo le grandi imprese, poi le aziende ed in fine, dal 1° luglio 2007 (con il Decreto Legge n. 73 del 2007) tutti i clienti, privati e aziende, possono scegliere il proprio fornitore di energia elettrica, realizzandosi così la liberalizzazione completa del settore.

Con la pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale Europea del 14 giugno 2019 degli ultimi quattro provvedimenti del pacchetto *Clean Energy Package*, l'Unione Europea completa la riforma del proprio quadro per la politica energetica, stabilendo i presupposti normativi per la transizione verso l'energia pulita. Ricordiamo i quattro provvedimenti adottati (che entreranno in vigore 20 giorni dopo la data di pubblicazione):

- Regolamento (UE) 2019/941 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE
- Regolamento (UE) 2019/942 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia
- Regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 sul mercato interno dell'energia elettrica
- Direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE

In particolare, quest'ultima e il regolamento 2019/943 sono relativi al mercato interno dell'elettricità e hanno lo scopo di renderlo più flessibile tenendo conto del peso sempre più preponderante delle rinnovabili. Per evitare di finanziare le fonti fossili, il regolamento prevede un limite di emissione di 550 g di CO₂ di origine fossile per kWh di energia elettrica: le nuove centrali elettriche che hanno maggiori emissioni non potranno partecipare ai meccanismi di capacità (ovvero a remunerazioni per i fornitori di elettricità che si

impegnano a mantenerla e metterla a disposizione in caso di bisogno per garantire la sicurezza del sistema elettrico, vedi successivo § 2.2.1.3). Le vecchie centrali potranno continuare solo a determinate condizioni e comunque non oltre il 1 luglio 2025.

Lo sviluppo del progetto in esame, quindi, garantisce le performance richieste dai suddetti regolamenti, allineandosi agli obiettivi proposti dalla Comunità europea in termini di flessibilità ed efficientamento.

2.2.1.2 Piano Strategico Europeo per le tecnologie energetiche (Piano SET)

Con il Piano Strategico Europeo per le Tecnologie Energetiche (SET Plan, Nov. 2007), la Commissione Europea riporta l'innovazione tecnologica al centro delle strategie per ridurre le emissioni di gas serra e per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti energetici.

Dopo la liberalizzazione dei mercati energetici e l'introduzione di importanti meccanismi finanziari (emission trading) volti ad attribuire un valore economico alla riduzione delle emissioni, l'attenzione torna sullo sviluppo tecnologico, in particolare su quelle tecnologie che consentono di accrescere l'efficienza energetica e di ridurre le emissioni di gas serra.

L'obiettivo è quello di pilotare, attraverso tali tecnologie, una rivoluzione nella domanda di servizi energetici, tale da conseguire, entro il 2020, una riduzione dei consumi di energia del 20% rispetto alle previsioni tendenziali, una penetrazione delle fonti rinnovabili nel mix energetico del 20% e una riduzione delle emissioni di gas serra del 20% rispetto ai livelli 1990, creando nel contempo opportunità di sviluppo economico per l'Europa.

Il SET Plan si configura in parte come strumento di attuazione delle linee di politica energetica indicate dal Consiglio Europeo e, in parte, come strumento organizzativo verso assetti più funzionali della cooperazione e dell'integrazione europea nel settore energetico.

Il SET Plan offre ai Paesi Membri elementi e strategie per ricalibrare le loro politiche di sviluppo delle tecnologie a basse emissioni e per individuare delle traiettorie tecnologiche per il conseguimento degli obiettivi comunitari.

In particolare, il Piano strategico europeo per le tecnologie energetiche stabilisce:

- l'avvio di una serie di nuove iniziative industriali europee prioritarie, incentrate sullo sviluppo di tecnologie per le quali la cooperazione a livello comunitario costituisce un valore aggiunto eccezionale;
- il potenziamento di ricerca e innovazione del settore industriale mediante coordinamento delle attività europee, nazionali e private;
- l'istituzione di un'alleanza europea della ricerca nel settore dell'energia per rafforzare considerevolmente la cooperazione tra gli organismi di ricerca nel settore dell'energia;
- un'attività più intensa di programmazione e previsione a livello europeo per le infrastrutture e i sistemi energetici.

Per consentire di tracciare un quadro preciso delle tecnologie energetiche in Europa sono previsti anche l'istituzione di un sistema di informazione e la messa a punto, in collaborazione con gli Stati membri, di un procedimento che consenta la pianificazione congiunta della ricerca sulle tecnologie energetiche.

Nel settembre 2015 la Commissione ha pubblicato una Comunicazione che definisce la nuova strategia di ricerca e innovazione dei prossimi anni. Il SET Plan così integrato mette in evidenza i settori in cui l'Unione Europea deve rafforzare la cooperazione con i Paesi del SET Plan e coi portatori di interesse per introdurre sul mercato nuove, efficienti e competitive tecnologie a basse emissioni di carbonio.

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", in particolare per gli aspetti legati alla decarbonizzazione e all'incremento dell'efficienza energetica.

2.2.1.3 Capacity Market

I meccanismi di remunerazione della capacità (CRM, Capacity Remuneration Mechanisms) sono misure volte a garantire l'adeguatezza del sistema elettrico (copertura del picco di domanda con adeguato margine di riserva). In genere, questi meccanismi permettono ai fornitori di capacità elettrica di ottenere una remunerazione supplementare, che si aggiunge alle entrate ottenute dalla vendita dell'elettricità sul mercato, in cambio del mantenimento della capacità esistente o dell'investimento in capacità nuova. Tale remunerazione supplementare, potendo avere un impatto sulla concorrenza nel mercato interno dell'energia elettrica, deve essere valutata alla luce delle norme Ue in materia di aiuti di Stato

I meccanismi di remunerazione della capacità approvati sono stati analizzati, infatti, sulla base della Disciplina in materia di aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020, che definisce i criteri che tali meccanismi devono soddisfare per risultare conformi alle norme comunitarie in materia di aiuti di Stato. In tale contesto, la Commissione Europea ha tenuto conto delle informazioni raccolte nel quadro della sua indagine settoriale in materia di aiuti di Stato relativa ai meccanismi di remunerazione della capacità, conclusasi nel 2016, condotta in undici Stati membri tra cui il Belgio, la Francia, la Germania, l'Italia e la Polonia.

Nella relazione finale dell'indagine settoriale si evidenzia che i meccanismi di remunerazione della capacità devono rispondere ad un genuino bisogno di sicurezza dell'approvvigionamento ed essere concepiti in modo tale da evitare le distorsioni della

concorrenza e garantire la sicurezza dell'approvvigionamento al minor costo possibile per i consumatori.

Il piano italiano, approvato dalla Commissione Europea nel febbraio del 2018, prevede l'introduzione di un meccanismo di remunerazione di capacità sotto forma di capacity market, la cui partecipazione è aperta a tutte le risorse. Il meccanismo è stato approvato per un periodo di dieci anni, durante i quali l'Italia attuerà anche alcune riforme del mercato, con cui intende porre rimedio ai rischi strutturali che caratterizzano l'approvvigionamento del mercato dell'energia elettrica

In sintesi, lo schema si sostanzia nel fatto che i fornitori di capacità possono ottenere una compensazione finanziaria in cambio della disponibilità a produrre energia elettrica o, nel caso degli operatori della gestione della domanda, della disponibilità a ridurre il consumo di energia elettrica.

Il meccanismo di remunerazione della capacità sarà accompagnato anche da alcune riforme del mercato; la prima riforma riguarda il miglioramento della rete di trasmissione nazionale: l'intenzione è quella di investire nella capacità di trasmissione transfrontaliera e realizzare una serie di riforme che consentiranno ai mercati dell'energia elettrica di inviare segnali di investimento più chiari. Queste riforme, tuttavia, non risultano sufficienti a garantire il livello auspicato di sicurezza dell'approvvigionamento a breve termine, ed è per questo che, alla luce delle attuali circostanze, il meccanismo di remunerazione della capacità si rivela necessario.

Il recente Decreto Ministeriale del 28 giugno 2019 approva la disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica (Capacity Market); il provvedimento disciplina appunto le remunerazioni supplementari pagate ai grandi impianti di produzione elettrica, per la loro disponibilità a produrre energia in caso di problemi strutturali di sicurezza, e gli incentivi destinati agli operatori della gestione della domanda, per la disponibilità a ridurre i propri consumi. Sarà dunque individuato il valore massimo del premio e del prezzo di esercizio tale da ridurre i costi del sistema e gli oneri a carico dei consumatori, con verifica degli effetti prodotti. Questo meccanismo, quindi, contribuisce attivamente al processo di decarbonizzazione del settore elettrico, favorendo la realizzazione di nuova capacità di sostituzione, necessaria al fine di garantire l'adeguatezza del sistema.

2.2.2 Pianificazione e programmazione energetica nazionale

2.2.2.1 La politica energetica nazionale

La disciplina nazionale in materia di fonti rinnovabili

Nel 2010 il Governo ha pubblicato il Piano di Azione Nazionale (PAN) sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, in attuazione della direttiva 2009/28/CE. Il PAN costituisce il documento programmatico che delinea le azioni utili al raggiungimento, entro il 2020, dell'obiettivo vincolante per l'Italia di coprire con energia prodotta da fonti rinnovabili il 17% dei consumi finali lordi nazionali.

L'obiettivo deve essere raggiunto mediante l'utilizzo di energia prodotta da fonti rinnovabili nei settori:

- elettricità;
- riscaldamento e raffreddamento;
- trasporti.

Per ciascuna area di intervento il PAN delinea le principali linee d'azione, evidenziando come le misure da attuare riguardino non solo la promozione delle fonti rinnovabili per usi termici e per i trasporti, ma anche lo sviluppo e la gestione della rete elettrica, l'ulteriore snellimento delle procedure autorizzative e lo sviluppo di progetti di cooperazione internazionale. Il PAN contiene, inoltre, l'insieme delle misure (economiche, non economiche, di supporto e di cooperazione internazionale) necessarie per raggiungere gli obiettivi.

In attuazione della direttiva 2009/28/CE è stato pubblicato nel 2011 il D.Lgs. n. 28/2011, che definisce il quadro degli strumenti, inclusi i meccanismi incentivanti, e delle autorizzazioni ai fini del raggiungimento dell'obiettivo italiano sulle fonti rinnovabili.

Con il D.M. 15 marzo 2012 è stata definita la ripartizione dell'obiettivo nazionale di sviluppo delle fonti rinnovabili (del 17%) tra le varie Regioni italiane, il cosiddetto "Burden Sharing". Gli obiettivi, intermedi e finali, per ciascuna regione e provincia autonoma sono riportati nella seguente tabella.

Tabella 2.2 1: Traiettorie degli obiettivi regionali, dalla situazione iniziale al 2020

Regioni e province autonome	Obiettivo regionale per l'anno [%]					
	anno iniziale di riferimento (*)	2012	2014	2016	2018	2020
Abruzzo	5,8	10,1	11,7	13,6	15,9	19,1
Basilicata	7,9	16,1	19,6	23,4	27,8	33,1
Calabria	8,7	14,7	17,1	19,7	22,9	27,1
Campania	4,2	8,3	9,8	11,6	13,8	16,7
Emilia Romagna	2,0	4,2	5,1	6,0	7,3	8,9
Friuli V. Giulia	5,2	7,6	8,5	9,6	10,9	12,7
Lazio	4,0	6,5	7,4	8,5	9,9	11,9
Liguria	3,4	6,8	8,0	9,5	11,4	14,1
Lombardia	4,9	7,0	7,7	8,5	9,7	11,3
Marche	2,6	6,7	8,3	10,1	12,4	15,4
Molise	10,8	18,7	21,9	25,5	29,7	35,0
Piemonte	9,2	11,1	11,5	12,2	13,4	15,1
Puglia	3,0	6,7	8,3	10,0	11,9	14,2
Sardegna	3,8	8,4	10,4	12,5	14,9	17,8
Sicilia	2,7	7,0	8,8	10,8	13,1	15,9
TAA – Bolzano	32,4	33,8	33,9	34,3	35,0	36,5
TAA – Trento	28,6	30,9	31,4	32,1	33,4	35,5
Toscana	6,2	9,6	10,9	12,3	14,1	16,5
Umbria	6,2	8,7	9,5	10,6	11,9	13,7
Valle D'Aosta	51,6	51,8	51,0	50,7	51,0	52,1
Veneto	3,4	5,6	6,5	7,4	8,7	10,3
Italia	5,3	8,2	9,3	10,6	12,2	14,3

La disciplina nazionale in materia di efficienza energetica

Nell'ambito dell'efficienza energetica lo strumento programmatico di riferimento per la definizione delle misure necessarie al raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica fissati a livello nazionale è il Piano d'Azione per l'Efficienza Energetica (PAEE). Tali obiettivi possono riassumersi nei seguenti: sicurezza degli approvvigionamenti, riduzione dei costi dell'energia per le imprese e i cittadini e promozione di filiere tecnologiche innovative e tutela ambientale, anche in relazione alla riduzione delle emissioni climalteranti. Il PAEE pone le basi per una pianificazione strategica delle misure ed una valutazione dei loro effetti ed assicura la programmazione ed attuazione di un coerente set di misure mirate a concretizzare il potenziale risparmio energetico tecnicamente ed economicamente conseguibile in tutti gli ambiti dell'economia nazionale all'orizzonte 2020.

Dopo le prime due edizioni, PAEE 2007 e PAEE 2011, il Piano è stato oggetto di importanti aggiornamenti, coerentemente alle nuove disposizioni introdotte dal D.Lgs. n. 102/2014 di

recepimento della direttiva europea sull'efficienza energetica (direttiva 27/2012/CE). Il PAEE 2014 definisce gli obiettivi di efficienza energetica fissati dall'Italia al 2020, le misure di policy attivate per il loro raggiungimento e presenta la valutazione quantitativa dei risparmi conseguiti alla fine del 2012 sia in relazione agli obiettivi al 2016 fissati dal PAEE 2011, sia in relazione agli obiettivi della SEN relativi al periodo 2011-2020

Quanto contenuto nel PAEE 2014 è stato poi oggetto di continuità con l'approvazione del PAEE 2017 (approvato con Decreto 11/12/2017 del Ministero dello Sviluppo economico), che costituisce di fatto un aggiornamento del precedente ai sensi dell'art. 24 par.2 della direttiva 2012/27/UE. Infatti, il PAEE 2017 comprende al suo interno le misure nazionali per il miglioramento dell'efficienza energetica, i risparmi di energia attesi e/o conseguiti e stime sul consumo generale di energia primaria previsto nel 2020.

Il Piano 2017 prende atto della relazione annuale sull'efficienza energetica recante i progressi realizzati al 2016 nel conseguimento degli obiettivi di efficienza energetica al 2020, della relazione annuale sulla cogenerazione in Italia, relativa all'anno di produzione 2015, trasmessa dal Ministero dello sviluppo economico alla Commissione europea nell'aprile 2017 e della relazione sui regimi nazionali obbligatori di efficienza energetica e sulla notifica del metodo, trasmessa dal Ministero dello sviluppo economico alla Commissione europea nel dicembre 2013, in applicazione dell'art. 7 della direttiva 2012/27/UE.

2.2.2.2 Strategia Energetica Nazionale (SEN)

Con D.M. del Ministero dello Sviluppo Economico e del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, è stata adottata la Strategia Energetica Nazionale 2017, il piano decennale del Governo italiano per anticipare e gestire il cambiamento del sistema energetico.

Di seguito si riportano i principali obiettivi e le misure previste nel documento analizzato.

Decarbonizzazione e fonti rinnovabili

- **Target di sviluppo delle fonti rinnovabili per un contributo pari al 30% sui consumi finali di energia al 2030**, da raggiungere con traiettoria coerente con quanto indicato dalla Governance Europea (quindi pressoché lineare).
- Per il **settore elettrico** è attesa una produzione da FER di **187 TWh**, pari al **55,4%** dei consumi finali lordi di energia elettrica (vs il 55% della SEN). Previsto un contributo rilevante del fotovoltaico con circa **31 GW aggiuntivi** (30 GW nella SEN) da installare soprattutto su superfici edificate, tettoie, parcheggi, aree di servizio e, per gli impianti a terra, zone improduttive (es. superfici agricole non utilizzate).
 - **Autoconsumo e comunità energetiche** - è previsto il **mantenimento dell'esenzione dal pagamento degli oneri di sistema** (componente variabile) per le configurazioni one-to-one e **l'estensione di tale beneficio alle community**. La sostenibilità del

meccanismo sarà monitorata per valutare l'eventuale partecipazione agli oneri di sistema delle configurazioni con potenza maggiore di 50 kW. Sarà comunque mantenuta la partecipazione alla copertura degli oneri di rete per le configurazioni connesse alla rete pubblica. L'estensione dell'ambito e le condizioni per la realizzazione delle comunità energetiche saranno meglio definite in esito ad uno studio in corso di svolgimento (studio finanziato dalla Commissione Europea e svolto da RSE per conto del MSE), mentre è già prevista la possibilità di realizzazione di **nuovi SDC** (sistemi di distribuzione chiusi, ad oggi non realizzabili secondo la normativa vigente in Italia).

- **Meccanismi di supporto per i grandi impianti** - si manterrà il **meccanismo di aste competitive affiancato dai PPA**. Per i PPA in una prima fase sarà valutato il ruolo dello Stato tramite progetti pilota nell'ambito del Piano d'azione nazionale sugli acquisti verdi della PA.
- Per il **settore trasporti** è previsto un contributo da fonti rinnovabili pari a 21,6% dei consumi settoriali, da raggiungere soprattutto con **biocarburanti avanzati e mobilità elettrica**. In particolare sono previsti **6 milioni di veicoli** elettrici di cui **1,6 puri (BEV)**.
- Per il settore termico il target (33%) verrà raggiunto mediante la promozione delle biomasse e delle **pompe di calore**, la riqualificazione del parco edilizio e lo sfruttamento del potenziale residuo da teleriscaldamento.

Sicurezza energetica e mercato interno dell'energia

- Per il **settore gas** si procederà all'**ottimizzazione** dell'uso delle **infrastrutture esistenti** e allo sviluppo del mercato del GNL e all'ammodernamento della rete di trasporto.
- Per il **settore elettrico** sono previste le seguenti linee di azione:
 - Sviluppo della rete di trasmissione secondo quanto previsto nel Piano di Sviluppo di Terna 2018 e ulteriore sviluppo tramite l'incremento di 1.000 MW sulla dorsale adriatica. Gli investimenti cumulati per la rete di trasmissione sono pari a 10,5 mld€ per il periodo 2017-30.
 - **Accumuli**: incremento dell'utilizzo degli impianti esistenti, sviluppo di **nuova capacità per un totale di 6 GW**, di cui 3 GW da impianti di pompaggio e 3 GW da accumuli elettrochimici a servizio della rete, da promuovere attraverso meccanismi di mercato. Inoltre è previsto un forte contributo anche da accumuli distribuiti (15 GWh), da promuovere tramite un meccanismo ad hoc che premi l'energia autoconsumata e preveda un ruolo attivo del DSO.
 - Mantenimento delle condizioni di adeguatezza tramite l'implementazione del **meccanismo di remunerazione della capacità (CRM), il Capacity Market**. A tale riguardo è confermata l'intenzione di introdurre **limiti emissivi della CO₂ da subito per escludere gli impianti a carbone dal CRM**. Si procederà dunque ad una **notifica integrativa** della misura di aiuto alla Commissione europea, con l'obiettivo di far diventare operativo il sistema già nel **2019**.
 - **Nuova capacità a gas per circa 3 GW**. Da informazioni informali ricevute da RSE, questo valore è il risultato delle simulazioni del modello energetico RSE che ottimizza le risorse per la copertura del solo fabbisogno in "energia". In tal senso, tale valore **non tiene conto di valutazioni sull'adeguatezza** del sistema (valutazioni

- effettuate tenendo conto delle esigenze in “potenza” del sistema elettrico) e pertanto il valore di capacità indicato **potrebbe essere sensibilmente incrementato**.
- **Ampia partecipazione al mercato elettrico** da parte di tutte le risorse, con riferimento in particolare alla gestione della domanda, alle aggregazioni, alle fonti rinnovabili e agli accumuli (anche tramite promozione del V2G), secondo principi di neutralità tecnologia e minimizzazione dei costi. Relativamente alla **demand response**, non viene esplicitato il contributo quantitativo previsto per il 2030, pur essendo richiamato diffusamente nel testo tra gli strumenti per garantire la transizione verso il nuovo assetto del sistema elettrico. In tal senso, si procederà con i progetti pilota di Terna fino alla completa integrazione nel sistema di regole. Per quanto riguarda il **V2G**, in una prima fase sperimentale saranno introdotti meccanismi per la partecipazione ai mercati dei servizi prevedendo specifiche misure di riequilibrio nel pagamento degli oneri di sistema (viene fatto esplicito riferimento all’emanando decreto). Successivamente tali meccanismi saranno applicati in via estensiva previa valutazione di impatto ed eventuali adeguamenti.
 - Promozione di un **ruolo più attivo del DSO**, in veste di “facilitatore” e attraverso un aggiornamento delle responsabilità nella fornitura dei servizi di rete e nuovi modelli di cooperazione tra TSO e DSO. In un secondo momento sarà valutato il passaggio progressivo verso un **modello decentralizzato di dispacciamento**.
 - Incremento della resilienza e della flessibilità del sistema. Gli **investimenti** cumulati per le reti di distribuzione sono pari a **25,7 mld€ per il periodo 2017-30**.
 - Confermato il superamento del regime di **maggior tutela a luglio 2020**.

Efficienza energetica

- Il target non vincolante sulla riduzione di energia primaria è posto pari al 43% (rispetto ai valori tendenziali 2030 fissati nel 2007). Il **target vincolante di riduzione dei consumi finali annui** è posto pari allo **0,8%** (rispetto alla media del periodo 2016-18) e verrà perseguito, in continuità con quanto prevedeva la SEN, soprattutto nei settori residenziale e trasporti nonché grazie al raggiungimento degli obiettivi sulle fonti rinnovabili (es. tramite la diffusione delle pompe di calore e della mobilità elettrica).

In termini di decarbonizzazione l’impegno a promuovere il *phase out* in tempi relativamente brevi deve quindi comprendere contestualmente l’impegno **alla realizzazione negli stessi tempi delle infrastrutture aggiuntive e l’adesione ad un sistema di intervento e di monitoraggio per autorizzare e realizzare le opere in tempi coerenti con il 2025**, una volta che le stesse opere siano state valutate sotto il profilo ambientale e del rapporto costi/benefici. Il *phase out* del carbone rappresenterà, infatti, una discontinuità importante nel sistema elettrico nazionale, che dovrà essere affrontata ricorrendo ad un mix equilibrato di misure e strumenti quali nuovi sistemi di accumulo, sviluppo smart delle reti, nuove risorse (demand response e vehicle grid integration) e nuovi impianti a gas per colmare il fabbisogno residuo del sistema.

Per realizzare il phase out in condizioni di sicurezza, è necessario realizzare in tempo utile il piano di interventi indispensabili per gestire la quota crescente di rinnovabili elettriche e

completarlo con ulteriori, specifici interventi in termini di infrastrutture e impianti, anche riconvertendo gli attuali siti con un piano concordato verso poli innovativi di produzione energetica.

Ad oggi, come evidenzia Terna nella recente Audizione presso la Commissione Attività Produttive della Camera dei Deputati a proposito del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima, la diminuzione della potenza termoelettrica disponibile ha ridotto il margine di riserva, secondo le analisi di Terna, dal 25 GW del 2014 a circa 7 GW del 2018; tale margine, sebbene sufficiente in condizioni standard, ha dimostrato di poter diventare critico e presentare dei rischi per la sicurezza in condizioni climatiche estreme e di variabilità dell'import. Ciò anche in ragione del fatto che la sostituzione di capacità termica con capacità rinnovabile non programmabile risente ancora – in termini di contributo all'adeguatezza del sistema – della limitata disponibilità delle fonti rinnovabili in particolari momenti della giornata, nonché della loro variabilità.

In questi termini la politica del *Capacity Market*, rappresenta una delle principali soluzioni già messe in campo per garantire l'adeguatezza del sistema e dovrebbe superare le difficoltà incontrate di recente nel mantenimento di adeguati margini di riserva in condizioni di stress (picco di domanda, variazioni di import). Questo non sarà riservato solo alla capacità termoelettrica ma aperto ad una pluralità di opzioni tecnologiche, nazionali e cross border.

Lo scenario di penetrazione delle rinnovabili e di contestuale riduzione della produzione termoelettrica renderebbe necessario, secondo le stime di Terna, l'ulteriore capacità flessibile (i.e. OCGT⁵ o CCGT⁶). Terna stima tale necessità fino a 6 GW entro il 2025 (connessa al *phase out* del carbone e all'assenza di nuovi accumuli). La dislocazione dovrà essere opportunamente promossa nel territorio, in relazione all'evoluzione del sistema. I tempi di realizzazione e i costi (quindi i tempi di ammortamento) possono essere drasticamente ridotti utilizzando i gruppi di cicli combinati dismessi o convertendo alcuni impianti CCGT al funzionamento in ciclo semplice.

Come detto nel § 2.2.1.3 il piano di capacity market proposto dall'Italia è stato approvato dall'UE nel febbraio 2018 e **risulta evidente come il progetto di adeguamento previsto per la Centrale di Torrevaldaliga nord rientri nell'ambito delle azioni necessarie per garantire sicurezza e flessibilità al sistema di produzione e distribuzione del sistema elettrico.**

⁵ Open Cycle Gas Turbine

⁶ Combine Cycle Gas Turbine

2.2.2.3 Proposta di Piano nazionale integrato per l'energia e il clima per il periodo 2021-2030 (PNIEC)

Il 31 dicembre 2018 il MISE ha pubblicato la proposta di Piano Nazionale integrato per l'energia e il clima per il periodo 2021-2030 (PNIEC), un documento attualmente in fase di osservazione, il termine della quale è previsto per il 5 settembre 2019, e la cui approvazione è prevista entro il dicembre 2019.

Per supportare e fornire una robusta base analitica al PNIEC sono stati realizzati:

- uno scenario BASE che descrive una evoluzione del sistema energetico con politiche e misure correnti;
- uno scenario PNIEC che quantifica gli obiettivi strategici del piano.

La tabella seguente illustra i principali obiettivi del piano al 2030 su rinnovabili, efficienza energetica ed emissioni di gas serra e le principali misure previste per il raggiungimento degli obiettivi del Piano.

Tabella 2.2-1 – Principali obiettivi su energia e clima dell'UE e dell'Italia al 2020 e al 2030

	Obiettivi 2020		Obiettivi 2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA (PNEC)
Energie rinnovabili (FER)				
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	20%	17%	32%	30%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti	10%	10%	14%	21,6%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento			+1,3% annuo (indicativo)	+1,3% annuo (indicativo)
Efficienza Energetica				
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-20%	-24%	-32,5% (indicativo)	-43% (indicativo)
Risparmi consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	-1,5% annuo (senza trasp.)	-1,5% annuo (senza trasp.)	-0,8% annuo (con trasporti)	-0,8% annuo (con trasporti)
Emissioni Gas Serra				
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	-21%		-43%	
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-10%	-13%	-30%	-33%
Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-20%		-40%	

Sul fronte della domanda energetica, quindi, il PNIEC prevede un 30% di consumi finali lordi (CFL) coperti da fonti rinnovabili (FER) da raggiungere entro il 2030. Scomponendo la domanda nei diversi settori chiave, il contributo delle FER risulta così differenziato:

- un 55,4% di quota rinnovabile nel settore elettrico,

- un 33% nel settore termico (usi per riscaldamento e raffrescamento)
- un 21,6% per quanto riguarda l'incorporazione di rinnovabili nei trasporti.

In quest'ultimo contesto, gli autori del documento si aspettano un importante contributo delle auto elettriche e ibride al 2030, con una diffusione complessiva di quasi 6 milioni di veicoli ad alimentazione elettrica di cui circa 1,6 milioni di mezzi *full electric*.

Sul piano dell'efficienza energetica, il PNIEC prevede una riduzione dei consumi di energia primaria del 43% e del 39,7% dell'energia finale (rispetto allo scenario PRIMES 2007). Per quanto riguarda, invece, il livello assoluto di consumo di energia al 2030, l'Italia persegue un obiettivo di 132,0 Mtep di energia primaria e 103,8 Mtep di energia finale.

Sul fronte emissioni, invece, il testo riporta una riduzione dei gas serra del 33% per tutti i settori che non rientrano nell'ETS, il mercato del carbonio europeo, ossia trasporti (esclusa l'aviazione), residenziale, terziario, industria non energivora, agricoltura e rifiuti.

Nel dettaglio per quel che riguarda la decarbonizzazione nel PNIEC si specifica che [...] *l'Italia ritiene di accelerare la transizione dai combustibili tradizionali alle fonti rinnovabili, promuovendo il graduale abbandono del carbone per la generazione elettrica a favore di un mix elettrico basato su una quota crescente di rinnovabili e, per la parte residua, sul gas. Si specifica anche che [...] per il verificarsi di tale transizione sarà necessario realizzare con la dovuta programmazione gli impianti sostitutivi e le necessarie infrastrutture.*

L'Italia attuerà tutte le politiche e misure necessarie al raggiungimento degli obiettivi di riduzione di gas a effetto serra concordate a livello internazionale ed europeo. Per i settori coperti dal sistema di scambio quote EU ETS - innanzitutto il termoelettrico e l'industria energivora - oltre a un livello dei prezzi della CO₂ più elevato rispetto a quello degli ultimi anni, contribuiranno il phase out dal carbone, programmato entro il 2025, e una significativa accelerazione delle rinnovabili e dell'efficienza energetica nei processi di lavorazione. [...].

Il PNIEC evidenzia in ogni caso che il gas continuerà a svolgere nel breve-medio periodo una funzione essenziale, in sinergia con le fonti rinnovabili, per gli usi industriali e domestici e soprattutto per la generazione elettrica, pertanto occorre continuare a prestare una particolare attenzione alla diversificazione delle fonti di approvvigionamento.

In tal senso tra le misure previste al fine di garantire l'adeguatezza e il mantenimento degli standard di sicurezza del sistema elettrico, gas e prodotti petroliferi nel PNIEC si ipotizza, tra gli altri interventi, la possibilità di localizzare nuovi impianti termoelettrici a gas a ciclo aperto ad alta efficienza per il bilanciamento della rete (peaker) laddove la chiusura delle centrali a carbone ne renderà necessaria la costruzione.

Come detto la proposta di Piano è oggi in fase di osservazione e il 21 marzo 2019 si è aperta la procedura di Valutazione Ambientale Strategica del Piano che dovrà essere approvato

entro il 2019, tenendo conto anche delle raccomandazioni pervenute dalla Commissione Europea il 18 giugno 2019.

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.

2.2.2.4 Quadro strategico 2019-2021 di ARERA

Il 9 aprile 2019 si è svolta la consultazione (139/2019/A) per la presentazione del nuovo Quadro Strategico 2019-2021 di ARERA le cui audizioni si sono concluse il 9 maggio 2019; l'approvazione del documento è avvenuta con deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente n. 242/2019/A del 18 giugno 2019.

Nel documento presentato, oltre ad obiettivi strategici (OS) per gli ambiti specifici "Ambiente" ed "Energia", l'Autorità ha individuato una serie di temi trasversali che vanno dalla tutela di un consumatore consapevole all'innovazione di sistema, fino agli interventi sulla stessa regolazione in un'ottica di semplificazione, trasparenza ed *enforcement*.

Tra i principali obiettivi del documento si segnalano:

- un ruolo di maggiore centralità del consumatore, al quale si forniranno strumenti e azioni per una maggiore consapevolezza nelle proprie scelte;
- una valorizzazione dell'innovazione della tecnologia e dei processi in ambito energetico ambientale;
- una particolare attenzione allo sviluppo uniforme nelle diverse aree del paese, cui saranno applicati principi di regolazione asimmetrica al fine di rendere territorialmente più omogeneo il livello dei servizi pubblici.

Per quanto riguarda nello specifico l'area energia, il primo obiettivo è la creazione di "mercati efficienti e integrati a livello europeo". Nell'elettrico *"l'Autorità dovrà armonizzare il disegno del mercato italiano compatibile con quello europeo, pur preservando la gestione centralizzata e co-ottimizzata del sistema da parte di Terna"*.

Gli obiettivi di decarbonizzazione introdotti a livello europeo e declinati a livello nazionale dalla proposta di Piano nazionale integrato energia clima, i limiti mostrati dal modello attuale di mercato elettrico nel supportare lo sviluppo di infrastrutture di generazione (al di fuori dagli schemi di incentivazione), e il progressivo superamento delle logiche storiche di approvvigionamento del gas naturale a favore di nuovi equilibri di mercato a livello globale, sono tre elementi che pongono una sfida importante per garantire l'adeguatezza e la sicurezza del sistema elettrico e del gas naturale nel medio periodo e uno loro sviluppo e funzionamento efficiente.

Tale sfida chiama in causa la regolazione che deve fornire risposte efficaci proponendo un nuovo modello di mercato chiaro e coerente, riuscendo a conciliare la progressiva centralizzazione a livello europeo delle decisioni, con responsabilità che spesso restano a livello nazionale e sistemi nazionali molto diversi fra loro per ragioni storiche, culturali e territoriali.

In questo ambito si inquadrano le riforme regolatorie che, accanto a quelle che si stanno discutendo nel settore del gas naturale, dovranno accompagnare il settore elettrico nell'implementazione delle norme del *Clean Energy Package* (CEP). In quest'ambito l'Autorità individua, nel documento approvato, quattro obiettivi strategici.

- OS.16 Sviluppo di mercati dell'energia elettrica e gas sempre più efficienti e integrati a livello europeo;
- OS.17 Funzionamento efficiente dei mercati *retail* e nuove forme di tutela dei clienti di piccola dimensione nel contesto liberalizzato;
- OS.18 Razionalizzazione e semplificazione dei flussi informativi per un corretto funzionamento dei processi di mercato;
- OS.19 Miglioramento degli strumenti per la gestione del rischio di controparte nei servizi regolati

Tra le principali linee di intervento rispetto al all'OS 16 si individuano le seguenti, di particolare interesse in relazione al progetto in esame:

[....]

e. Completamento della disciplina del mercato della capacità.

f. Adeguamento della disciplina del mercato della capacità a seguito dell'entrata in vigore delle norme europee del CEP.

[....]

h. Revisione delle logiche di attribuzione dei costi di trasporto gas e dei relativi oneri agli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da gas naturale, al fine di evitare sussidi e inefficienze.

[....]

La necessità di garantire l'equilibrio economico finanziario con gli obiettivi di efficientamento del servizio presenta nuove sfide e richiede lo sviluppo di nuovi strumenti regolatori che dovranno tenere conto anche delle nuove e diverse prospettive che si profilano per i settori gas ed elettrico, il primo chiamato a supportare la fase di transizione verso la decarbonizzazione, il secondo al centro del processo di trasformazione dei sistemi energetici e chiamato a supportare nuovi utilizzi (ad es. la mobilità elettrica), il crescente ruolo della produzione diffusa e l'integrazione di questa con il consumo.

Il nuovo pacchetto di norme europee del *Clean Energy Package* prevede una sempre maggiore partecipazione della domanda ai mercati energetici; lo sviluppo delle infrastrutture dovrà tenere debito conto dei nuovi elementi di contesto assicurando che i

costi che i consumatori sono chiamati a coprire siano efficienti e sostenibili, che le priorità di investimento degli operatori siano allineate alle esigenze del sistema e che, i livelli di qualità del servizio convergano in tutte le aree del Paese allineati verso quelli delle aree meglio servite. In questo contesto l’Autorità individua due obiettivi strategici:

- OS.20 Regolazione per obiettivi di spesa e di servizio
- OS.21 Promozione della qualità del servizio di rete, inclusa la misura, e della gestione attiva delle reti di distribuzione

Il sistema energetico è chiamato a gestire le sfide della decarbonizzazione in un contesto di crescente armonizzazione a livello europeo delle politiche energetiche, ove i singoli Piani nazionali integrati energia clima (PNIEC) rappresenteranno un importante strumento per il raggiungimento degli obiettivi europei.

Analogamente, il quadro regolatorio complessivo sarà sempre più affidato ad ACER, l’Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali di energia a cui le nuove disposizioni del *Clean Energy Package* attribuiscono nuove competenze e poteri decisionali diretti anche in ambiti sinora riservati alla regolazione nazionale.

In questo contesto l’Autorità ritiene di dover rafforzare la propria partecipazione, infatti l’Autorità ha sempre promosso la partecipazione attiva alle iniziative di condivisione delle buone pratiche regolatorie a livello internazionale e in particolare con i regolatori della Comunità energetica (ECRB) e del bacino Mediterraneo (MEDREG). In quest’ambito l’Autorità individua due obiettivi strategici:

- OS.22 Promozione di regole europee coerenti con le specificità del sistema nazionale
- OS.23 Collaborazione con altre istituzioni sui temi regolatori, di sostenibilità ed economia circolare

Tra le principali linee di intervento rispetto al all’OS 22 si individuano le seguenti, di particolare interesse in relazione al progetto in esame:

a. Promozione di decisioni di ACER che rispettino l’architettura central dispatch del sistema italiano nell’ambito dell’adozione delle metodologie previste dai regolamenti europei già in vigore per il settore elettrico (in particolare i regolamenti relativi al disegno dei mercati e alla gestione operativa dei sistemi).

[.....]

c. Contributo attivo alle nuove proposte legislative europee relative alle misure per la decarbonizzazione del settore del gas naturale, che dovrebbero vedere la luce nel corso del 2020.

d. Promozione di un nuovo assetto del mercato europeo del gas naturale che superi la definizione di aree entry-exit nazionali e consenta la copertura dei costi di

trasporto attraverso modalità non distorsive del funzionamento dei mercati interconnessi e in grado di massimizzare i benefici per i consumatori finali.

e. Promozione di un pieno e rapido allineamento al modello di regolazione europea dei regimi regolatori dei paesi extra-UE, in particolare per quelli con cui il sistema elettrico italiano si troverà a essere interconnesso (nel breve periodo Montenegro e area balcanica e nel medio periodo area mediterranea) e collaborazione con i regolatori dell'Energy Community e di Medreg.

[....]

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.

2.2.3 Pianificazione e programmazione energetica regionale

2.2.3.1 Piano Energetico Regionale

Il Piano Energetico Regionale (PER) attualmente in vigore è stato approvato dal Consiglio Regionale del Lazio con Deliberazione 14 febbraio 2001, n.45 pubblicata sul Supplemento ordinario n.1 al Bollettino Ufficiale della Regione Lazio n. 10 del 10 aprile 2001. Il piano in vigore fa emergere come i consumi energetici della regione Lazio siano caratterizzati da una dipendenza dai prodotti petroliferi più marcata rispetto alla media nazionale, determinata dai grandi impianti di generazione elettrica presenti sul territorio. Le finalità del PER 2001 sono riconducibili ai due seguenti indirizzi:

1. Competitività, flessibilità e sicurezza del Sistema Energetico e Produttivo;
2. Uso razionale e sostenibile delle risorse.

Nell'ambito di tali indirizzi generali si inquadrano gli obiettivi specifici e settoriali del Piano, in particolare:

1. La tutela dell'ambiente;
2. Lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili;
3. L'uso razionale dell'energia ed il risparmio energetico.

La Regione intende raggiungere gli obiettivi del PER attraverso i seguenti lineamenti attuativi:

1. RUOLO PRIMARIO DELLA REGIONE, che assumerà il compito prioritario di coordinamento e di promozione del piano al fine di orientare il mercato attraverso il governo della domanda e l'orientamento della produzione, verso una maggiore sostenibilità economica ed ambientale, oltre al coordinamento delle diverse

- politiche di settore con gli indirizzi e gli obiettivi delle politiche energetiche, quale strategia fondamentale per il governo del territorio;
2. **PATTO REGIONALE PER L'ENERGIA E L'AMBIENTE**, quale strumento prioritario di indirizzi ed obiettivi concertati tra Regione, gli Enti locali, le rappresentanze delle forze economiche e sociali, dell'associazionismo ambientalista e dei consumatori, che rimanda la parte attuativa a successivi accordi volontari territoriali e di settore;
 3. **UTILIZZO DI MECCANISMI DI MERCATO**, per l'ottimale riorganizzazione della domanda energetica, privilegiando le fonti rinnovabili e contrattando con i fornitori del mercato l'acquisto dei vettori energetici a costo ridotto, e adozione di strumenti quali il Third Part Financing (TPF) per il miglioramento dell'efficienza degli impianti da cui deriva il risparmio di energia e la riduzione delle emissioni inquinanti;
 4. **UTILIZZO DI MECCANISMI FINANZIARI**, promuovendo anche progetti che presentino un grado di rischio elevato, attraverso meccanismi indiretti o attraverso tecniche di Project Financing (PF);
 5. **ASSEGNAZIONE MIRATA DI FONDI EUROPEI, NAZIONALI E REGIONALI**, orientando così il mercato della produzione verso le linee di indirizzo del presente piano;
 6. **AGEVOLAZIONE PRIORITARIA DI ACCESSO AL CREDITO PIÙ CHE AL FINANZIAMENTO DIRETTO**, per implementare lo sviluppo di un "mercato energia" orientato alla sostenibilità ambientale ed economica (fondo di rotazione, fondo di garanzia, mutui energia, assicurazione energia), al fine di operare in regime di efficienza e di libera concorrenza;
 7. **SOTTOSCRIZIONE DI ACCORDI VOLONTARI**, avviando tavoli di concertazione.

Con Delibera di Giunta Regionale del 17.10 2017 n. 656 (pubblicata sul BURL del 31.10.2017 n. 87 suppl. nn. 2, 3 e 4) è stata adottata la proposta di un nuovo PER.

Il PER è lo strumento con il quale vengono attuate le competenze regionali in materia di pianificazione energetica, per quanto attiene l'uso razionale dell'energia, il risparmio energetico e l'utilizzo delle fonti rinnovabili. Il PER contiene lo studio del sistema energetico attuale, gli scenari tendenziali, gli scenari obiettivo di incremento dell'efficienza energetica e delle fonti rinnovabili e le azioni necessarie al loro raggiungimento nei tempi stabiliti dalla normativa nazionale ed europea. Il PER, attraverso l'individuazione di scenari tendenziali e scenari obiettivo, descrive il pacchetto di azioni, da attuare nel breve, medio-lungo termine, atte a promuovere:

- L'aumento della produzione di energia da fonti rinnovabili in linea con lo sviluppo territoriale e l'integrazione sinergia con le altre politiche settoriali;
- L'efficienza energetica in tutti gli ambiti di utilizzo finale (civile, industriale, trasporti e agricoltura);
- Lo sviluppo di una mobilità sostenibile, intermodale, alternativa e condivisa;
- La modernizzazione del sistema energetico regionale e del sistema di governante;

- La promozione del cambiamento degli stili di vita, attraverso un comportamento più consapevole nell'utilizzo dell'energia, finalizzato al contenimento dei consumi energetici e alla riduzione delle emissioni di gas serra in tutti gli ambiti.

Il Piano adottato è articolato nel modo seguente:

- Prima Parte- Contesto di riferimento: analisi del Bilancio Energetico Regionale, delle infrastrutture elettriche e del gas di trasmissione nazionali presenti nel Lazio e dei potenziali di sviluppo nella produzione energetica da fonti rinnovabili e di incremento dell'efficienza energetica negli utilizzi finali;
- Seconda Parte-Obiettivi strategici e scenari: descrizione degli obiettivi strategici generali in campo energetico ed individuazione degli scenari 2020/30/50 di incremento dell'efficienza energetica e delle fonti rinnovabili;
- Terza Parte - Politiche e programmazione: illustra le politiche di intervento che saranno messe in campo per lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili (FER) e il miglioramento dell'efficienza energetica;
- Quarta Parte - Monitoraggio e aggiornamento periodico del PER ai fini della verifica degli obiettivi prefissati e per mettere in campo azioni correttive;
- Quinta Parte - Norme tecniche di attuazione;
- Executive Summary;
- Rapporto Ambientale contenente l'allegato I "Dossier Valutativi", l'allegato II "Valutazione di incidenza" e la Sintesi non tecnica.

Nella seconda parte del Piano sono quindi elaborati tre differenti scenari di lungo periodo:

- Scenario REF_Lazio: scenario tendenziale con proiezioni di consumi e produzione "ricalibrato" da ENEA al contesto regionale muovendo dalle ipotesi assunte per lo Scenario Energetico Nazionale (SEN). Costituisce lo scenario "più sfidante" del documento strategico preliminare approvato dalla Regione Lazio con DGR n. 768 del 29/12/2015;
- Scenario Obiettivo: scenario che la regione Lazio intende perseguire. Esso è realizzato sulla base delle migliori pratiche e sfrutta quasi totalmente i potenziali tecnico-economici sia di energie da fonte rinnovabile sia di efficienza energetica elaborati da ENEA. Garantisce sicurezza energetica e competitività dell'economia. Tale scenario riguarda i seguenti obiettivi:
 - Definizione di un sentiero di decarbonizzazione per il Lazio verso gli scenari europei della Roadmap 2050: riduzione delle emissioni di CO₂ dell'80% rispetto al 1990;
 - Efficienza energetica: riduzione almeno del 30% dei consumi al 2050 rispetto al 2014;
 - FER elettriche e termiche: forte penetrazione (circa il 38% dei consumi finali lordi al 2050);
 - Forte incremento del grado di elettrificazione accompagnato da una massiccia diffusione di sistemi di storage elettrico (dal 19% nel 2013 al 40% nel 2050);
 - R&S fondamentale per sviluppare tecnologie a basso livello di carbonio e competitive;

- - Forti azioni di coinvolgimento e sensibilizzazione della PAL, degli investitori istituzionali e della pubblica opinione per lo sviluppo delle FER e dell'efficienza energetica negli usi finali.
- Scenario DEC80_Lazio: è lo scenario teorico per raggiungere al 2050, in base ai modelli tecnico – economici elaborati da ENEA, un livello di riduzione delle emissioni di CO₂ dell'80% rispetto al 1990.

La seguente tabella riassume gli obiettivi strategici di ciascuno scenario.

Tabella 2.2 2: Confronto tra gli Scenari del PER

Scenario tendenziale REF_Lazio	Scenario Obiettivo	Scenario DEC80_Lazio
Politiche comunitarie/nazionali "ferme" al 2014, Modesti interventi regionali sotto il profilo legislativo e di "governance"	Adozione delle azioni di policy e di governance indicate nella Parte III del presente Piano	In analogia al contesto italiano lo scenario ipotizza la decarbonizzazione spinta di tutto il sistema energetico regionale senza analizzare quale tipologia di policy implementare
CO ₂ : riduzione delle emissioni del 15% al 2020 rispetto ai livelli registrati nel 2005.	CO ₂ : forte limitazione all'uso di fonti fossili con riduzione delle emissioni totali del 80% al 2050 (rispetto al 1990) e in particolare del 89% nel settore civile, del 84% nella produzione di energia elettrica e del 67% nel settore trasporti	CO ₂ : riduzione delle emissioni dell' 80% (rispetto al 1990) e in particolare decarbonizzazione spinta del sistema elettrico riducendo di circa il 97% le emissioni nella produzione di energia elettrica
Rinnovabili: superamento dell'obiettivo del 11.9% di FER al 2020 fissato per il Lazio dal decreto Burden Sharing, raggiungendo una quota di circa 12.7% sui Consumi Finali Lordi (Fig. 15).	Rinnovabili: forte penetrazione , accompagnata da una massiccia diffusione di sistemi di storage elettrico, con una quota di FER (elettriche e termiche) al 2050 pari a circa il 38 % dei Consumi Finali Lordi (Fig. 2.15)	Rinnovabili: fortissima penetrazione con un valor medio di FER (elettriche e termiche) al 2050 superiore al 45 % dei consumi finali lordi (Fig. 2.15)
Limitato incremento del grado di elettrificazione (24 % nel 2050)	Forte incremento del grado di elettrificazione (dal 19% anno 2014 al 40% nel 2050), favorendo la diffusione di pompe di calore, di apparecchiature elettriche, della mobilità sostenibile e condivisa.	Sensibile aumento del grado dell' elettrificazione nei consumi finali di energia superiore al 36% nel 2050
Efficienza energetica: consumi finali in lieve aumento rispetto al valore 2014 (+3%).	Efficienza energetica: riduzione del 30% dei consumi al 2050 rispetto ai valori del 2014	Efficienza energetica: riduzione del 35% dei consumi finali al 2050 rispetto ai valori del 2014
Limitata evoluzione tecnologica	R&S fondamentale per sviluppare tecnologie a basso livello di carbonio e competitive	Forte accelerazione tecnologica
Limitate azioni di coinvolgimento e sensibilizzazione della PAL, degli investitori istituzionali e della pubblica opinione.	Forti azioni di coinvolgimento e sensibilizzazione della PAL, degli investitori istituzionali e della pubblica opinione per lo sviluppo delle FER e dell'efficienza energetica negli usi finali.	Fortissime azioni di coinvolgimento e sensibilizzazione della PAL, degli investitori istituzionali e della pubblica opinione per lo sviluppo delle FER e per il risparmio energetico negli utilizzi finali

La seguente figura illustra per lo scenario di riferimento "scenario obiettivo" la previsione del mix di produzione elettrica (%) dal 2014 al 2050. Si osserva come le FER-E costituiranno

la fonte di produzione elettrica prevalente a discapito della produzione da fonti fossili che andrà a ridursi in modo consistente. In particolare, al 2050 oltre il 70% della produzione di energia elettrica da FER sarà legata al solare fotovoltaico.

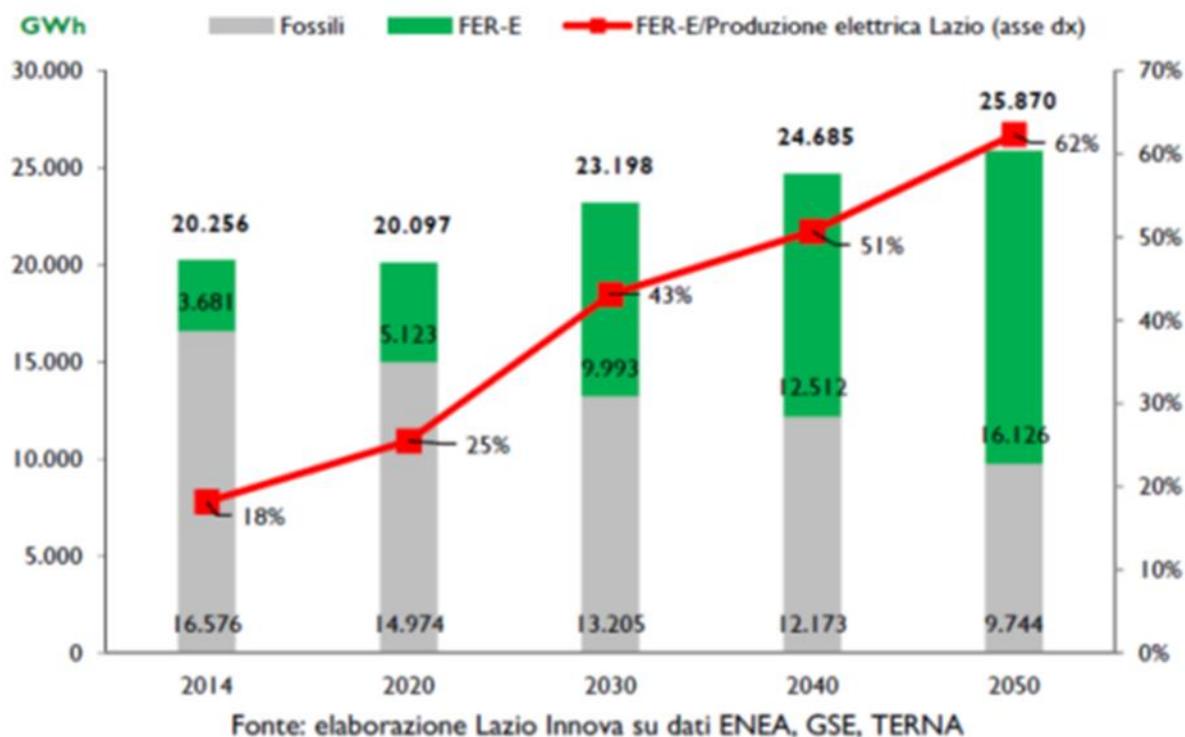


Figura 2.2.1: Scenario obiettivo: previsione del mix della produzione elettrica

Il progetto in esame, che prevede la graduale decarbonizzazione della centrale a favore dell'alimentazione a gas naturale, si incardina in modo del tutto coerente con tutte e tre gli scenari del PEAR, che nel proprio scenario obiettivo (quello che la Regione Lazio intende perseguire) prevede la riduzione di circa il 84% delle emissioni di CO₂ provenienti dal sistema di produzione di energia elettrica.

Inoltre, il progetto analizzato garantirebbe un evidente miglioramento in termini di efficienza della produzione energetica della centrale, elemento che costituisce un altro degli elementi cardine degli scenari proposti nel PEAR, che prospetta nello scenario obiettivo, nello specifico in termini di consumi finali, la riduzione del 30% di detti consumi nel 2050 rispetto a quelli registrati nel 2014.

Si ricorda infine che un altro elemento messo in evidenza nel disegnare gli scenari energetici del PEAR è rappresentato dallo sviluppo di tecnologie a basso livello di carbonio e ad elevata competitività; anche in tal senso il revamping della centrale che, attraverso il progetto in esame, permetterebbe l'utilizzo delle migliori tecnologie ad oggi disponibili, contribuirebbe al raggiungimento del suddetto obiettivo.

Risulta di contro evidente che lo sviluppo della produzione di energia termoelettrica si affianca e si deve armonizzare con l'incentivazione dello sviluppo delle energie da fonti rinnovabili, elemento di rilevanza nello sviluppo degli scenari energetici del PEAR che nello scenario obiettivo, al 2050 prospetta lo sfruttamento delle FER superiore al 38% relativamente ai consumi finali lordi; tuttavia, ad oggi da sole le FER non possono garantire il raggiungimento degli obiettivi di flessibilità da garantire nell'ambito del capacity market concordato con l'UE.

2.2.4 Coerenza del progetto con la programmazione energetica

Nel seguito si propone uno schema di sintesi relativo alla compatibilità rilevata tra progetto e pianificazione socio-economica ai diversi livelli istituzionali.

Pianificazione	Coerenza
<i>Proposta di Piano nazionale integrato per l'energia e il clima per il periodo 2021-2030 (PNIEC)</i>	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.
<i>Piano Energetico Europeo per le tecnologie energetiche (Piano SET)</i>	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.
<i>Strategia Energetica Nazionale (SEN)</i>	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.
<i>Quadro strategico 2019-2021 dell'AEEG</i>	Il progetto in esame trova la sua piena coerenza con la linea di intervento OS16 e 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.
<i>Piano Energetico Regionale (PER)</i>	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

Pianificazione	Coerenza
	di flessibilità da garantire nell'ambito del capacity market concordato con l'UE.

2.3 Pianificazione e programmazione socio-economica

2.3.1 Pianificazione e programmazione europea e nazionale

2.3.1.1 Il Quadro Strategico Comune dell'UE

Il pacchetto legislativo Europeo sulla politica di coesione 2014-2020 introduce importanti cambiamenti, quali un coordinamento rafforzato della programmazione dei cinque fondi comunitari (FESR, FSE, FC, FEASR, FEP) collegati al Quadro Strategico Comune 2014-2020 in un unico documento strategico, in stretta coerenza rispetto ai traguardi della strategia Europa 2020 per la crescita intelligente, inclusiva e sostenibile dell'UE e rispetto agli adempimenti previsti nell'ambito del Semestre europeo di coordinamento delle politiche economiche.

I principi generali di sostegno dell'Unione per i Fondi Strutturali e di Investimento Europei, denominati SIE (Fondo europeo di sviluppo regionale - FESR, sul Fondo sociale europeo - FSR, sul Fondo di coesione, sul Fondo europeo agricolo per lo sviluppo rurale - FEASR e sul Fondo europeo per gli affari marittimi e la pesca - FEAMP), tracciano regole precise riguardo il loro funzionamento. I fondi SIE intervengono, mediante programmi pluriennali, a complemento delle azioni nazionali, regionali e locali, per realizzare la strategia dell'Unione per una crescita intelligente, sostenibile e inclusiva. La Commissione e gli Stati membri provvedono affinché il sostegno dei fondi SIE sia coerente con le pertinenti politiche, con i principi orizzontali e con le priorità dell'Unione Europea (Regolamento UE n. 1303/2013).

Ogni Stato membro organizza con le competenti autorità regionali e locali un percorso di condivisione al fine di definire l'Accordo di Partenariato (art. 5 del Reg. UE n. 1303/2013).

Al fine di contribuire alla realizzazione della strategia dell'Unione Europea per una crescita intelligente, sostenibile e inclusiva ogni fondo SIE sostiene gli Obiettivi Tematici (OT) seguenti:

- rafforzare la ricerca, lo sviluppo tecnologico e l'innovazione;
- migliorare l'accesso alle TIC, nonché l'impiego e la qualità delle medesime;
- promuovere la competitività delle PMI, del settore agricolo (per il FEASR) e del settore della pesca e dell'acquacoltura (per il FEAMP);
- sostenere la transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio in tutti i settori;

- promuovere l'adattamento al cambiamento climatico, la prevenzione e la gestione dei rischi;
- preservare e tutelare l'ambiente e promuovere l'uso efficiente delle risorse;
- promuovere sistemi di trasporto sostenibili ed eliminare le strozzature nelle principali infrastrutture di rete;
- promuovere un'occupazione sostenibile e di qualità e sostenere la mobilità dei lavoratori;
- promuovere l'inclusione sociale e combattere la povertà e ogni discriminazione;
- investire nell'istruzione, nella formazione e nella formazione professionale per le competenze e l'apprendimento permanente;
- rafforzare la capacità istituzionale delle autorità pubbliche e delle parti interessate e un'amministrazione pubblica efficiente.

Gli obiettivi tematici sono tradotti in priorità specifiche per ciascun fondo SIE e sono stabiliti nelle norme specifiche di ciascun fondo (art. 9 del Reg. UE n. 1303/2013).

Al fine di promuovere lo sviluppo armonioso, equilibrato e sostenibile dell'Unione, è stabilito un Quadro Strategico Comune. Il QSC stabilisce orientamenti strategici per agevolare il processo di programmazione e il coordinamento settoriale e territoriale degli interventi dell'Unione nel quadro dei fondi SIE.

Il QSC agevola la preparazione dell'Accordo di Partenariato e dei Programmi in ottemperanza ai principi di proporzionalità e di sussidiarietà e tenendo conto delle competenze nazionali e regionali, allo scopo di decidere le misure specifiche e appropriate in termini di politiche e di coordinamento.

Il QSC stabilisce i meccanismi per garantire il contributo dei fondi SIE alla strategia dell'Unione per una crescita intelligente, sostenibile e inclusiva e la coerenza della programmazione dei fondi SIE rispetto alle raccomandazioni pertinenti specifiche per ciascun paese. Stabilisce, inoltre, anche le disposizioni volte a promuovere un uso integrato dei fondi SIE e le disposizioni per il coordinamento tra i fondi SIE, le altre politiche e gli strumenti pertinenti dell'Unione (artt. 10 e 11 del Reg. UE n. 1303/2013).

2.3.1.2 Accordo di Partenariato (AdP 2014-2020)

L'Accordo di Partenariato è il documento previsto dal Regolamento (UE) N. 1303/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio recante disposizioni comuni sui Fondi Strutturali (SIE), e di investimento europei, con cui ogni Stato definisce la propria strategia, le priorità e le modalità di impiego dei fondi strutturali europei per il periodo 2014-2020.

Tale documento rappresenta, quindi, il documento di programmazione con cui l'Italia persegue gli obiettivi previsti dalla politica di coesione comunitaria per il periodo in riferimento. L'AdP è volto a garantire un approccio integrato allo sviluppo territoriale

sostenuto attraverso i fondi SIE in coerenza con la strategia dell'Unione per una crescita intelligente, sostenibile e inclusiva.

L'Italia ha avviato il confronto pubblico per la predisposizione della Proposta di Accordo di Partenariato con il documento Metodi e obiettivi per un uso efficace dei Fondi comunitari 2014-2020 presentato al Consiglio dei Ministri del 27 dicembre 2012. Il documento contiene le 7 innovazioni di metodo per la "valutazione pubblica aperta", 3 opzioni strategiche su: "Mezzogiorno", "Città" e "Aree interne", inoltre, proposte di metodo per ognuno degli 11 Obiettivi tematici individuati dall'Europa per la preparazione dell'Accordo di partenariato e dei Programmi Operativi Nazionali e Regionali (PON e POR), necessari per un salto di qualità nell'uso dei Fondi comunitari nella Programmazione 2014-2020.

In sintesi, le indicazioni metodologiche contenute nel documento sono principalmente rivolte alla programmazione operativa di PON e POR, per cui gli obiettivi individuati dovranno essere declinati in risultati attesi e azioni previste.

L'Accordo è stato inviato alla Commissione europea il 22 aprile 2014 ed è stato adottato il 29 ottobre 2014 alla Commissione europea a chiusura del negoziato formale e modificato con decisione di esecuzione della Commissione Europea dell'8 febbraio 2018.

La proposta strategica dell'Italia parte dal presupposto che si debbano considerare con serietà le sfide comuni poste dai traguardi di Europa 2020, insieme a un'attenta analisi del tipo di politica di sviluppo territoriale di cui il Paese necessita negli anni immediatamente futuri e nel lungo periodo.

Nell'impostare le politiche territoriali, nazionali e comunitarie, si mantiene la logica unitaria ma si è definito un impianto che renda più certo e compiuto lo sforzo di intervento richiesto a ciascuno strumento di finanziamento (nazionale o comunitario) nell'individuare su quali obiettivi tematici proposti dal Regolamento europeo di disposizioni comuni per i fondi a finalità strutturale concentrare maggiormente la programmazione della politica di coesione comunitaria del prossimo ciclo.

L'impianto programmatico complessivo in cui è inquadrato l'Accordo di Partenariato privilegia l'utilizzo delle fonti nazionali del Fondo sviluppo e coesione (FSC) per la maggior parte dei fabbisogni che implicano un impegno molto significativo su nuove grandi infrastrutture complesse e nuovi interventi ambientali di larga portata da realizzare in un percorso temporale che incrocia, ma travalica il prossimo ciclo e la stessa portata di impatto dei Fondi strutturali.

Il FSC, peraltro, si caratterizza per la sua prevalente vocazione all'investimento infrastrutturale e ambientale. I Fondi strutturali, anche per gli incentivi ad agire che essi incorporano, possono essere utilmente più concentrati sul rafforzamento, trasformazione

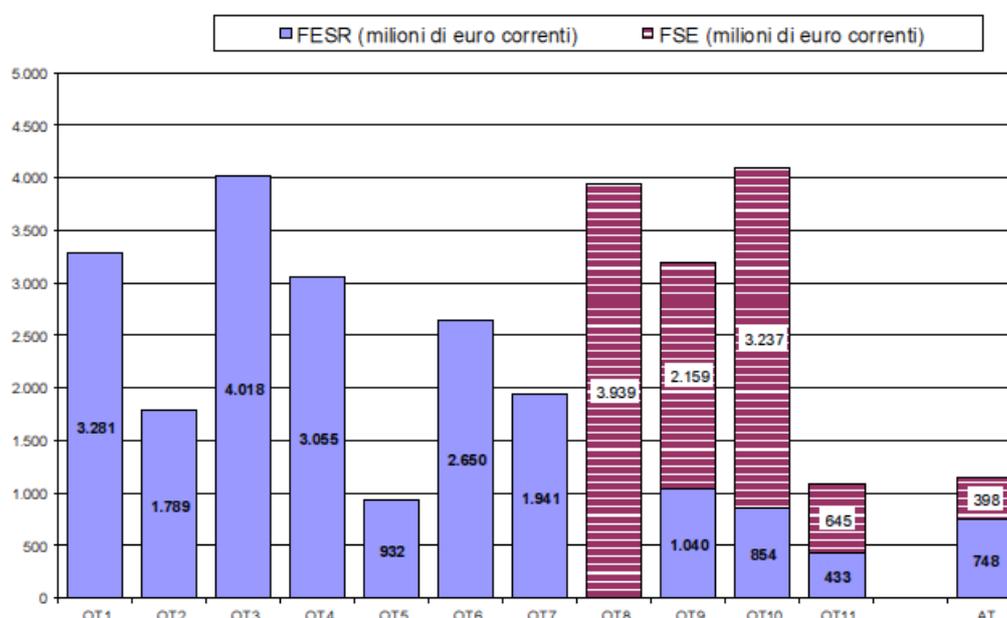
e sviluppo del sistema delle imprese, e sull'attenzione alle persone in termini di capacità di cogliere le opportunità di lavoro, accumulazione di competenze e inclusione sociale.

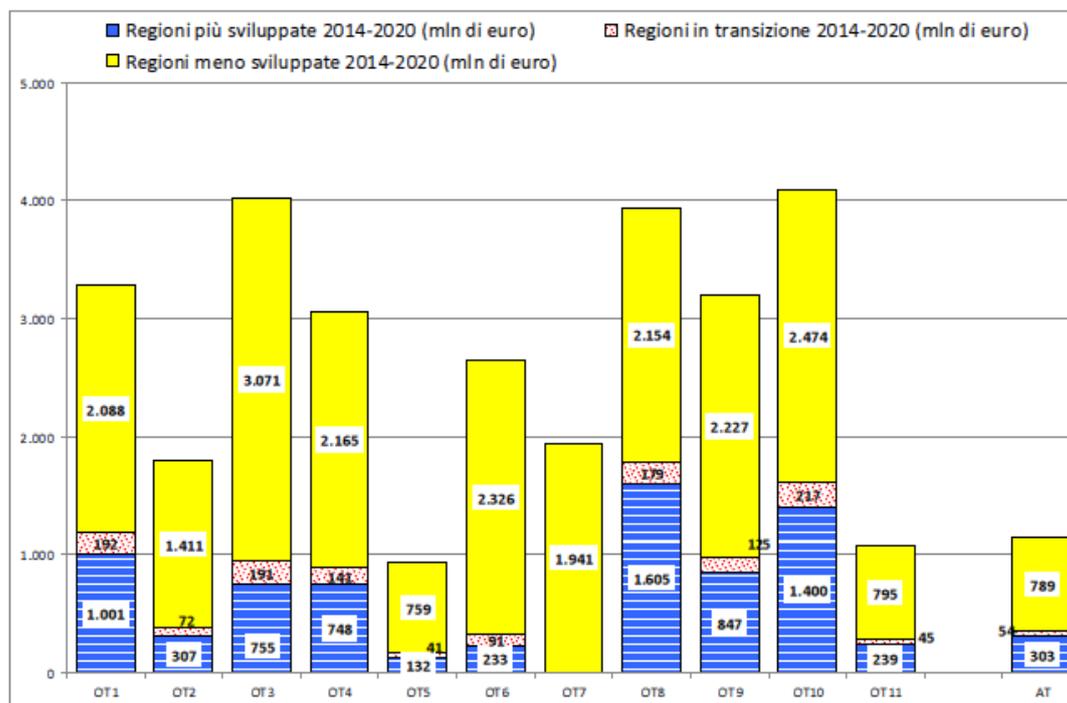
L'impostazione strategica definita per i fondi strutturali (FESR - Fondo europeo di sviluppo regionale e FSE - Fondo sociale europeo) è articolata su tutti gli 11 Obiettivi Tematici (OT) previsti dal Regolamento di disposizioni comuni, ma con concentrazioni differenziate, in assoluto e per categoria di regione, ossia:

- le tredici regioni-NUTS2 (11 regioni e 2 province autonome) più sviluppate corrispondono al Centro Nord geografico;
- le tre regioni in transizione (Abruzzo, Molise e Sardegna);
- le cinque regioni meno sviluppate (Campania, Puglia, Basilicata, Calabria e Sicilia) corrispondono al Mezzogiorno.

L'impostazione prevede allocazioni dei FESR su quasi tutti gli OT e rafforza la previsione di allocazione minima agli OT 1-4 in tutte le categorie di regione. Le allocazioni FSE sono previste solo sugli OT 8, 9, 10 e 11, ma impegnando il FSE a sostenere in modo complementare anche risultati definiti su altri OT.

I Regolamenti comunitari approvati nel dicembre 2013 prevedono vincoli di concentrazione tematica per OT e per priorità di investimento (cfr. Regolamento UE 1301/2013 art.4 (FESR) e Reg. UE 1304/2013 art. 4 (FSE).





Fonte dati: Accordo di Partenariato (2014-2020) Italia

Figura 2.3.1: Italia: allocazione agli OT per Fondi FESR e FSE e per Categoria di regioni (Fondi 2014-2020, solo risorse comunitarie, milioni di euro, prezzi correnti)

Le precedenti figure riportano quindi le allocazioni dei Fondi strutturali previsti nell'Accordo di Partenariato, modulate per obiettivi tematici (OT) e gruppi di Regioni. Seppure questi rivestano negli specifici importi un carattere indicativo, le allocazioni finanziarie costituiscono il precipitato concreto delle scelte operate, sulla base della diagnosi e delle sollecitazioni delle raccomandazioni comunitarie, attraverso il confronto partenariale ed il processo di valutazione ex ante dell'Accordo. Nell'identificazione dei contenuti operativi di strategia (risultati e azioni) e quindi nelle allocazioni finanziarie conseguenti, il processo partenariale non si è, peraltro, limitato a considerare separatamente i singoli OT ma ha cercato di inquadrare le scelte considerandone le potenziali sinergie e contributo relativo, nonché l'inquadramento più generale delle politiche nazionali in cui si inserisce la politica di coesione comunitaria.

Sono poi previste le allocazioni per altri fondi:

- FEASR: per l'orientamento e integrazione della politica di sviluppo rurale nella strategia generale; che opera in particolare a rafforzamento del sistema produttivo (OT3);
- FEAMP: per l'orientamento e integrazione della politica comune della pesca nella strategia generale.

In particolare, l'obiettivo tematico 4– sostenere la transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio in tutti i settori, riguarda la politica energetica del paese. Il riferimento nazionale principale per tale tema è costituito dalla Strategia Energetica Nazionale (SEN), varata dal Governo nella primavera del 2013. La SEN è declinata attraverso sette priorità strategiche, accomunate dagli obiettivi di accelerare il processo di decarbonizzazione delle attività energetiche, accrescere l'integrazione orizzontale con i mercati europei, pervenire a una strategia comune verso i paesi esterni all'Unione.

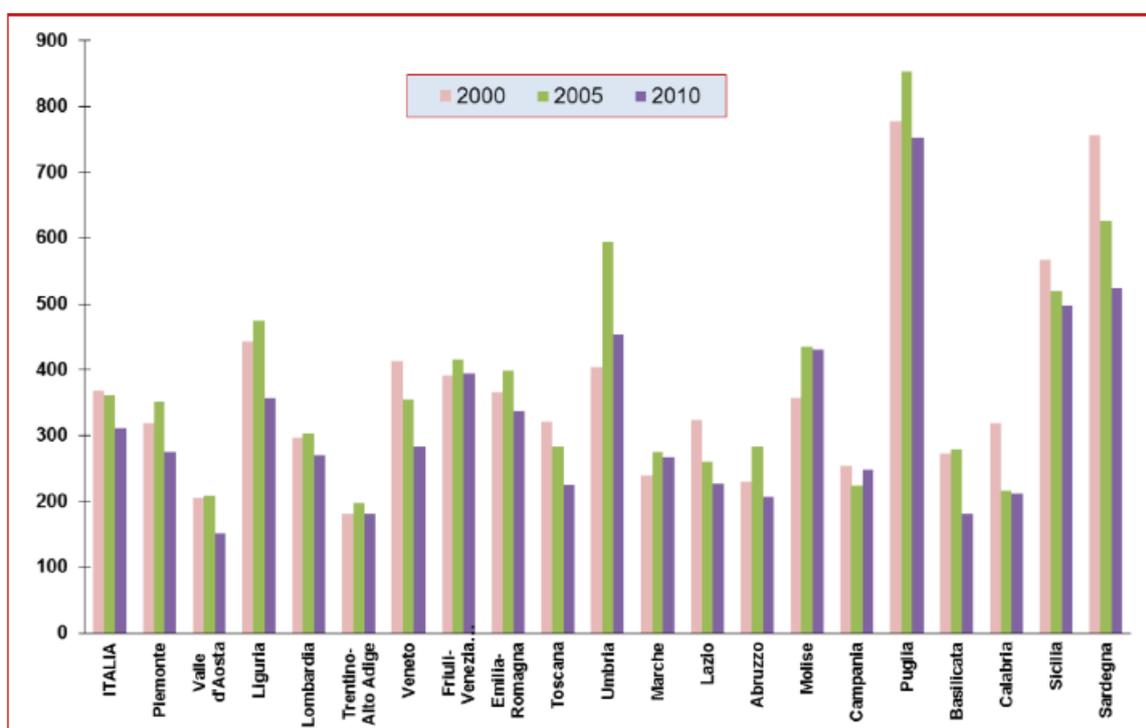
La condizione del sistema energetico italiano risente di vincoli strutturali non modificabili nel breve periodo, in primis l'elevata dipendenza del fabbisogno dall'approvvigionamento esterno. Su di essi hanno tuttavia inciso gli effetti della crisi economica in atto dal 2007 che ha compresso la domanda di energia primaria in misura proporzionalmente più ampia rispetto al prodotto e agli altri aggregati macroeconomici di riferimento, accelerando la flessione delle emissioni di gas responsabili della rarefazione dell'ozono nella troposfera e degli altri agenti inquinanti.

Nel 2012, gli impieghi primari dell'energia, espressi in tonnellate equivalenti di petrolio, sono caduti del 5,2 % rispetto all'anno precedente, collocandosi su un livello di circa il 12 % inferiore a quello pre-crisi; i dati preliminari per il 2013, forniti dal gestore nazionale del sistema di trasmissione, indicano che l'energia elettrica richiesta sulla rete è diminuita del 3,4 %, accusando il secondo calo annuale consecutivo.

Gli elementi di debolezza del sistema energetico nazionale costituiscono nel contempo importanti opportunità di riconversione e di rilancio produttivo: la sua vulnerabilità derivante dall'elevata dipendenza dagli approvvigionamenti esteri offre l'occasione per rafforzare l'efficienza, l'adattabilità e la flessibilità delle reti di trasmissione con le finalità di minimizzare le perdite di rete, contenere le disfunzioni e allentare i colli di bottiglia; la scarsa efficienza che si registra degli usi finali dell'energia, in particolare nei trasporti, sia privati, sia collettivi, nell'edilizia residenziale e nella gestione del patrimonio immobiliare pubblico, accresce il rendimento economico d'interventi di riqualificazione strutturale volti a perseguire obiettivi di risparmio energetico; il tumultuoso sviluppo delle fonti rinnovabili che ha caratterizzato l'ultimo decennio, se da un lato ha permesso all'Italia di situarsi sostanzialmente in linea con gli ambiziosi obiettivi fissati dall'Unione Europea al 2020 e (con l'Energy Roadmap) al 2050, dall'altro impone di riconfigurare i sistemi di connessione e le reti di distribuzione locale dell'elettricità per massimizzare i benefici ambientali dell'energia rinnovabile evitando le retroazioni destabilizzanti sulle reti dovute alla maggiore imprevedibilità della generazione di elettricità con tali fonti. L'esistenza di ampi margini di riduzione degli impatti inquinanti dei processi produttivi e di consumo è testimoniata dall'andamento di medio periodo delle emissioni di gas serra e dalla sua composizione regionale. In crescita dal 1990 fino alla metà dello scorso decennio, i volumi emessi hanno preso a flettere in seguito al divampare della crisi economica, registrando un

calo di circa il 15 per cento nel quinquennio terminante al 2010 e, secondo prime valutazioni, del 25 per cento circa fino al 2013. La flessione delle emissioni ha permesso all'Italia di rispettare gli obiettivi del cd. Protocollo di Kyoto che prevedevano una riduzione del 6,5 per cento nella media del quinquennio 2008-12 rispetto al riferimento del 1990.

Rapportate alla dimensione dei livelli produttivi misurati dal prodotto interno lordo, le emissioni mostrano una continua flessione il cui avvio precede la crisi economica, segno di un graduale, anche se ancora insufficiente processo di efficientamento energetico del sistema economico.



Fonte: elaborazioni su dati ISPRA e ISTAT

Figura 2.3.2: Emissioni in atmosfera per regione in rapporto al PIL (ton CO₂eq / M€ a prezzi 2005)

La quota dei consumi di energia elettrica coperti con fonti rinnovabili – considerando come tali l'idroelettrico (al netto dei pompaggi), l'eolico, il fotovoltaico, il geotermoelettrico e le biomasse – è tradizionalmente considerata un indicatore dei progressi verso lo sviluppo sostenibile e il contenimento dei gas serra. La sua dinamica è fortemente positiva in tutte le regioni e per l'Italia nel suo complesso, salita dal 14,1 per cento del 2005 al 23,8 per cento del 2011.

Le linee d'azione previste per l'efficientamento energetico riguardano diversi settori, in particolare saranno sostenuti investimenti di cogenerazione e trigenerazione ad alto rendimento e la costruzione di reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento, dando priorità al recupero termico in impianti alimentati a fonti rinnovabili; potranno essere realizzati interventi connessi a impianti già esistenti alimentati da fonti fossili sotto i 20

MW secondo il dettato della Direttiva CE 2003/87251 , selezionati in modo da massimizzare gli effetti positivi in termini di riduzione di emissioni e di inquinamento atmosferico, soprattutto nei centri urbani.

Le principali linee d'azione e i risultati attesi per questo settore sono riportati nello schema successivo, mentre l'allocazione delle risorse per il loro adempimento è sintetizzata nel grafico di Figura 2.3.2.

Risultato atteso [A]	Indicatori di risultato [B]		Indicatori "CE comuni di risultato" previsti dai Regolamenti per il FSE e il FEASR [C]	Fondo
	Denominazione, Fonte, Periodicità	Definizione		
RA 4.1 Riduzione dei consumi energetici negli edifici e nelle strutture pubbliche o ad uso pubblico, residenziali e non residenziali e integrazione di fonti rinnovabili ²⁵²	<ul style="list-style-type: none"> - Consumi finali di energia per Unità di lavoro. Fonte: GSE e Istat; annuale - Consumi di energia elettrica della PA per Unità di lavoro. Fonte: Terna e Istat; annuale - Consumi di energia elettrica per illuminazione pubblica per superficie dei centri abitati. Fonte: Terna e Istat; annuale 	<ul style="list-style-type: none"> - Consumi finali di energia (elettrica e termica) misurati in KTeP per Unità di lavoro - Consumi di energia elettrica della PA misurati in GWh per Unità di lavoro della PA (media annua in migliaia) - Consumi di energia elettrica per illuminazione pubblica misurati in GWh per superficie dei centri abitati misurata in km² (valori espressi in centinaia) 		FESR
RA 4.2 Riduzione dei consumi energetici e delle emissioni nelle imprese e integrazione di fonti rinnovabili	<ul style="list-style-type: none"> - Consumi di energia elettrica delle imprese dell'agricoltura, dell'industria e delle imprese private del terziario (esclusa la PA); Fonte: Terna e Istat; annuale 	<ul style="list-style-type: none"> - Consumi di energia elettrica delle imprese dell'agricoltura misurati in Gwh per cento milioni di euro di Valore aggiunto dell'agricoltura (valori concatenati - anno di riferimento 2010) - Consumi di energia elettrica delle imprese dell'industria misurati in Gwh per cento milioni di euro di Valore aggiunto dell'industria (valori concatenati - anno di riferimento 2010) - Consumi di energia elettrica delle imprese del terziario servizi vendibili misurati in Gwh per cento milioni di euro di Valore aggiunto del terziario (esclusa la PA) (valori concatenati - anno di riferimento 2010) 	<ul style="list-style-type: none"> - Investimenti totali in risparmio ed efficienza energetici (art. 18) - Incremento di efficienza nell'uso di energia in agricoltura e nella trasformazione 	FESR FEASR
RA 4.3 Incremento della quota di fabbisogno energetico coperto da generazione distribuita sviluppando e realizzando sistemi di distribuzione intelligenti	<ul style="list-style-type: none"> - Consumi di energia elettrica coperti da fonti rinnovabili incluso ed escluso idro. Fonte: Terna e Istat; annuale 	<ul style="list-style-type: none"> - Produzione lorda di energia elettrica da fonti rinnovabili (escluso idro) in percentuale dei consumi interni lordi di energia elettrica misurati in GWh - Produzione lorda di energia elettrica da fonti rinnovabili (incluso idro) in percentuale sui consumi interni lordi di energia elettrica misurati in GWh 	<ul style="list-style-type: none"> - Investimenti totali nella produzione di energie rinnovabili - Investimenti totali nei sistemi di stoccaggio di energia rinnovabile in aree rurali 	FESR FEASR
RA 4.4 Incremento della quota di fabbisogno energetico coperto da cogenerazione e trigenerazione di energia	<ul style="list-style-type: none"> - Consumi di energia coperti da cogenerazione. Fonte: Terna e Istat; annuale 	<ul style="list-style-type: none"> - Produzione lorda di energia elettrica da cogenerazione in percentuale sui consumi interni lordi di energia elettrica misurati in GWh 	<ul style="list-style-type: none"> - Investimenti totali in risparmio ed efficienza energetici (art. 18) - Investimenti totali nella produzione di energie rinnovabili 	FESR FEASR

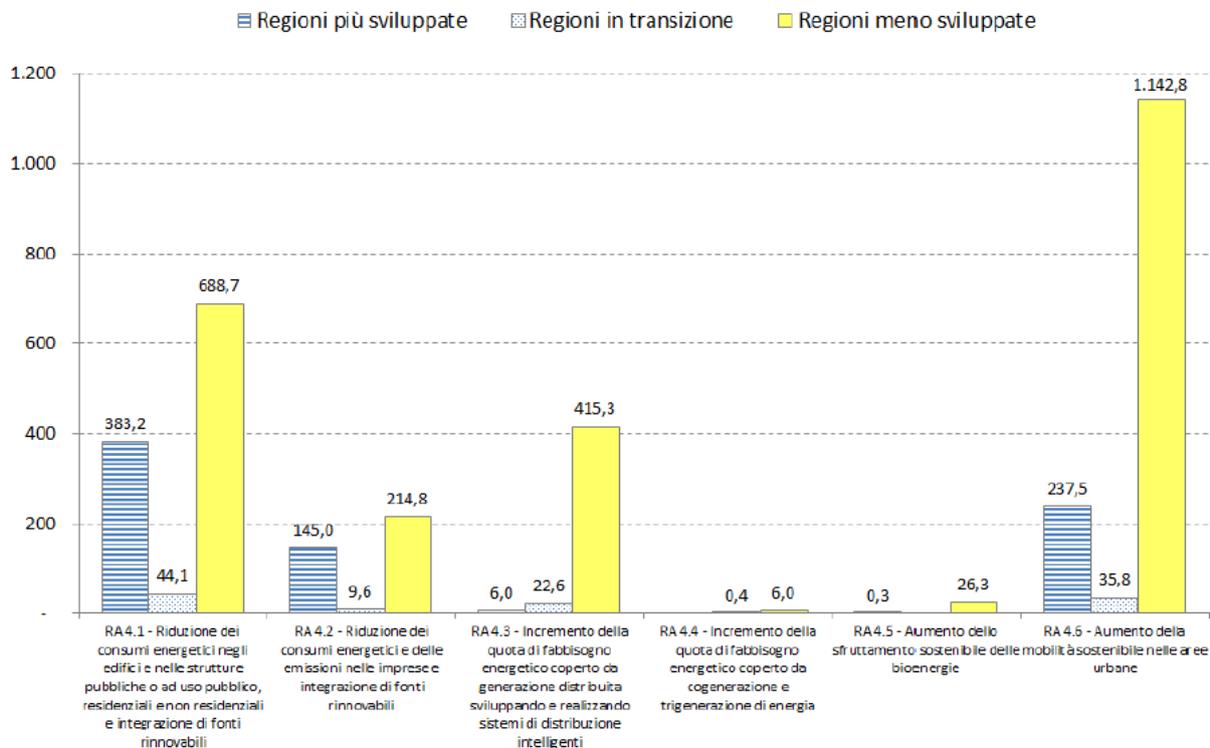


Figura 2.3.3: Allocazione finanziaria programmatica per risultato atteso e categoria di regione (solo FESR, milioni di euro)

2.3.2 Pianificazione e programmazione socio-economica regionale

2.3.2.1 Programma Operativo Regionale FESR 2014-2020 (POR FESR)

Il Programma Operativo Regionale del Lazio è il documento di programmazione che definisce strategia e interventi di utilizzo delle risorse europee assegnate alla Regione dal Fondo europeo di sviluppo regionale, nel quadro della politica di coesione, per la crescita economica e l'attrattività del territorio.

Con il POR-FESR la Regione Lazio definisce gli strumenti per contribuire alla realizzazione della Strategia Europa 2020 per una crescita intelligente, sostenibile e inclusiva.

La politica di coesione fornisce il quadro di riferimento per raggiungere gli obiettivi prefissati dalla Strategia Europa 2020. Per il periodo 2014-2020 quasi un terzo del bilancio dell'Unione europea è destinato a questa politica, che si attua attraverso l'erogazione di finanziamenti, con tre fondi principali: Fondo europeo di sviluppo regionale, Fondo sociale europeo, Fondo di coesione, che, insieme al Fondo europeo agricolo per lo sviluppo rurale

e al Fondo europeo per gli affari marittimi e la pesca, costituiscono i Fondi strutturali e di investimento europei.

Le risorse complessivamente destinate al Lazio per la realizzazione del Programma ammontano a 913.065.194 euro.

La programmazione 2014-2020 si concentra su cinque priorità di intervento - assi, a cui si aggiunge l'assistenza tecnica, per la gestione del programma. Gli assi riprendono gli obiettivi tematici per l'attuazione della Strategia Europa 2020 e le priorità della politica di sviluppo regionale.

Il Programma si basa sull'individuazione di una serie di elementi attorno ai quali è costruita la struttura portante della strategia:

- la ripresa di un percorso di crescita intesa nel senso di sostegno agli investimenti in ricerca ed innovazione, internazionalizzazione, nuova impresa;
- la centralità della Strategia regionale della ricerca e dell'innovazione (S3);
- l'innalzamento del rango dei territori attraverso una maggiore attrattività dei centri urbani e il sostegno alla coesione territoriale delle aree interne;
- la sostenibilità dello sviluppo che deve guidare gli interventi sia in termini di adozione di tecnologie che di opportunità per il settore green e clean.

Sono previsti 6 assi prioritari di intervento:

1. Ricerca e innovazione
2. Lazio digitale
3. Competitività
4. Sostenibilità energetica e mobilità
5. Prevenzione del rischio idrogeologico e sismico
6. Assistenza tecnica.

A ciascun Asse prioritario sono associati uno o più obiettivi tematici, priorità d'investimento e obiettivi specifici.

Tra gli assi di intervento previsti, l'Asse 4 – Sostenibilità energetica e mobilità analizza lo stretto legame tra energia, ambiente ed economia che impone obiettivi per la lotta al cambiamento climatico che siano allo stesso tempo integrati anche con le misure di risposta alla crisi finanziaria. Tali obiettivi devono puntare al massimo disaccoppiamento tra la crescita economica e impatto ambientale e sfruttamento delle risorse. In tale prospettiva, la risorsa energia offre importanti opportunità di sviluppo e trasformazione per il sistema economico-energetico regionale verso una dimensione più sostenibile. Tali prospettive sono fortemente correlate anche allo sviluppo e alla diffusione di tecnologie in grado di minimizzare gli impatti sull'ambiente che, per ciò che concerne il sistema energetico, passano anche attraverso l'introduzione e la diffusione di tecnologie per la sua

decarbonizzazione. La stessa Commissione europea, nella Roadmap 2050, e l'Agencia Internazionale per l'Energia sottolineano l'esigenza di una forte accelerazione dei processi di innovazione al fine di garantire quella profonda trasformazione delle modalità di produzione e consumo dell'energia che è alla base della sostenibilità ambientale. I recenti scenari realizzati a livello nazionale (ENEA) affermano che, almeno nel breve-medio periodo, i maggiori effetti sulla riduzione delle emissioni derivano dalla diffusione di tecnologie già disponibili, in particolare quelle per l'efficienza nei processi di generazione e di uso finale dell'energia e per le fonti rinnovabili. In linea con la Strategia Energetica Nazionale (SEN) la Regione ha assunto i propri indirizzi in materia, mettendo al centro delle scelte di policy l'efficienza energetica, che rappresenta lo strumento più economico per l'abbattimento delle emissioni di CO₂. In quest'ottica, si intendono consolidare gli interventi avviati nel ciclo 2007-13, attivati per promuovere il settore dell'efficienza energetica e delle fonti rinnovabili, destinate all'autoconsumo, indirizzate al conseguimento di due obiettivi: la riqualificazione energetica edilizia e la riduzione dei costi energetici per le imprese. Il primo obiettivo che si intende conseguire è migliorare le prestazioni energetiche degli edifici pubblici, in particolare attraverso interventi di riqualificazione energetica finalizzati alla riduzione dei consumi, prevedendo anche l'integrazione di sistemi di produzione di energia da fonti rinnovabili che, fra l'altro, costituiscono anche un obbligo stabilito a livello comunitario oltre che una necessità indifferibile nell'ottica di una politica energetica sostenibile. Il secondo obiettivo intende favorire il sistema produttivo, promuovendo la sostenibilità energetica delle APEA, attivando, nell'ambito del modello precedentemente descritto, un cambiamento che riguarda insieme il sistema economico e la dimensione sociale. Nuovi prodotti energetici, uniti a processi tecnologici innovativi, impongono radicali trasformazioni strutturali in una logica di green economy, intesa come strumento per la transizione verso un nuovo modello basato sulla valorizzazione del capitale economico (investimenti e ricavi), del capitale naturale (risorse primarie e impatti ambientali) e del capitale sociale (lavoro e benessere).

La promozione di strategie per contenere le emissioni di carbonio, soprattutto in corrispondenza delle aree urbane, passa anche attraverso misure destinate a favorire una mobilità sostenibile ed a basso impatto ambientale.

Il progetto in esame risulta allineato con l'Asse 4 per la sua strategicità in termini di efficientamento energetico e sviluppo sostenibile; nonostante ciò non trova diretta possibilità di finanziamento col POR FESR.

2.3.2.2 Documento di Economia e Finanza Regionale 2019-2021 (DEFER)

Il D.Lgs. n. 118/2011, che ha introdotto la riforma del sistema di contabilità per l'armonizzazione dei bilanci delle Regioni e degli Enti Locali, prevede un nuovo strumento di programmazione generale per le Regioni, con riferimento agli esercizi 2016 e successivi:

il Documento di Economia e Finanza Regionale (DEFER). Il DEFER ha valenza triennale, carattere generale, contenuto programmatico e costituisce lo strumento a supporto del processo di previsione.

Con DCR n. 19 del 18 dicembre 2019 è stato approvato il DEFER 2019-2021.

Il DEFER contiene il quadro congiunturale internazionale, nazionale e regionale, il contesto economico e i riflessi sulla finanza pubblica, il quadro di previsione delle entrate e di riferimento per la spesa, ed espone le linee programmatiche per il prossimo triennio.

Il DEFER si articola in due sezioni:

1. La prima sezione comprende l'analisi del contesto socioeconomico e le prospettive di sviluppo e crescita regionale nel breve-medio periodo; sono inoltre stati introdotti i *pilastrini strategici* di politica economica e finanziaria che sorreggeranno l'intervento socio-economico e territoriale regionale di medio-lungo termine e la copertura finanziaria delle politiche delineate per il 2018-2023;
2. La seconda sezione comprende l'analisi sulla situazione finanziaria della Regione, le politiche di bilancio e l'andamento tendenziale della finanza pubblica regionale; nella parte conclusiva della sezione sono stati descritti gli scenari tendenziali e programmatici dell'andamento delle principali variabili di finanza pubblica, delineando gli elementi principali della manovra finanziaria per il triennio 2019-2021.

L'analisi del documento non ha evidenziato la presenza di obiettivi e assi di azione specifici associati agli aspetti ambientali/energetici. Pertanto, il progetto in esame non trova diretta corrispondenza con gli assi di finanziamento determinati dal DEFER.

2.3.3 Coerenza del progetto con la programmazione socio-economica

Nel seguito si propone uno schema di sintesi relativo alla compatibilità rilevata tra progetto e pianificazione socio-economica ai diversi livelli istituzionali.

Pianificazione	Coerenza
<i>Quadro Strategico Comune (QSC 2014-2020)</i>	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.
<i>Accordo di Partenariato (AdP 2014-2020)</i>	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.
<i>Programma Operativo Regionale FESR 2014-2020 (POR FESR 2014/2020)</i>	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.
<i>Documento di Economia e Finanza Regionale 2018-2020 (DEFER)</i>	Il progetto in esame non trova diretta corrispondenza con gli assi di finanziamento determinati dal DEFER non affrontando le tematiche energetico/ambientali.

2.4 Strumenti di pianificazione territoriale e paesaggistica

2.4.1.1 Piano Territoriale Regionale Generale (PTRG)

La Regione Lazio con D.G.R. n. 2581/2000 ha adottato lo schema di Piano Territoriale Regionale Generale (PTRG).

Il Piano definisce gli obiettivi generali e specifici delle politiche regionali per il territorio, dei programmi e dei piani di settore aventi rilevanza territoriale, nonché degli interventi di interesse regionale.

Questi obiettivi costituiscono un riferimento programmatico per le politiche territoriali delle Province, della città Metropolitana, dei Comuni e degli altri enti locali e per i rispettivi programmi e piani di settore.

Il PTRG fornisce inoltre direttive (in forma di precise indicazioni) e indirizzi (in forma di indicazioni di massima) che devono essere recepite dagli strumenti urbanistici degli enti locali e da quelli settoriali regionali, nonché da parte degli altri enti di natura regionale e infine nella formulazione dei propri pareri in ordine a piani e progetti di competenza dello Stato e di altri enti incidenti sull'assetto del territorio.

Lo schema conta di un quadro sinottico degli obiettivi generali e specifici individuati per sistema. Di seguito si riportano quelli riferiti al Sistema insediativo attività strategiche: sedi industriali e reti, al Sistema Territorio e al Sistema Ambientale.

Sistema insediativo attività strategiche: sedi industriali e reti	
OBIETTIVI GENERALI	OBIETTIVI SPECIFICI
1. Indirizzare e sostenere sul territorio regionale i processi in corso di rilocalizzazione, ristrutturazione e modernizzazione delle sedi industriali e relative reti di trasporto	1.1. Portare a "sistema competitivo" l'offerta di sedi industriali di interesse regionale
	1.2. Riorganizzare, aggregare e qualificare i comprensori produttivi regionali in "Parchi di Attività Economiche" con interventi differenziati in rapporto alle esigenze
Territorio	
OBIETTIVI GENERALI	OBIETTIVI SPECIFICI
1. Migliorare l'offerta insediativa per le attività portanti dell'economia regionale (attività di base e innovative)	1.1. Potenziare/razionalizzare l'attività turistica
	1.2. Razionalizzare e incentivare la localizzazione delle funzioni direzionali di alto livello
	1.3. Potenziare le attività di ricerca
	1.4. Sviluppare la formazione superiore
	1.5. Potenziare le funzioni culturali
	1.6. Potenziare le attività congressuali espositive
2. Sostenere le attività industriali	2.1. Razionalizzare gli insediamenti esistenti
3. Valorizzare le risorse agro-forestali	3.1. Integrare le attività agro-forestali con le altre attività produttive
	3.2. Salvaguardare i paesaggi agro-forestali
	3.3. Assecondare le attività volte a migliorare la qualità ambientale

Sistema ambientale	
OBIETTIVI GENERALI	OBIETTIVI SPECIFICI
1. Difendere il suolo e prevenire le diverse forme di inquinamento e dissesto	1.1. Valorizzare le vocazioni e limitare il consumo di suolo
	1.2. Salvaguardare il ciclo delle acque
	1.3. Difendere i soprassuoli forestali e agrari
	1.4. Prevenire le diverse forme di inquinamento
	1.5. Riequilibrare i geosistemi elementari instabili
2. Proteggere il patrimonio ambientale, naturale, culturale	2.1. Proteggere i valori immateriali e le identità locali
	2.2. Proteggere i valori ambientali diffusi
	2.3. Proteggere i reticoli ambientali
	2.4. Proteggere gli ambiti di rilevante e specifico interesse ambientale
3. Valorizzare e riqualificare il patrimonio ambientale	3.1. Ampliare e orientare la partecipazione alla valorizzazione del patrimonio ambientale del Lazio
	3.2. Valorizzare le identità locali
	3.3. Valorizzare i beni diffusi e i reticoli ambientali
	3.4. Valorizzare gli ambiti di interesse ambientale
4. Valorizzare il turismo, sostenere lo sviluppo economico e incentivare la fruizione sociale	4.1. Valorizzare i centri
	4.2. Ampliare la ricettività e potenziare le attrezzature ricreative
	4.3. Incentivare la fruizione turistica delle aree e dei beni di interesse ambientale

Figura 2.4.1 – Stralcio del quadro sinottico del PTRG

Il progetto in esame concorre, anche se in modo non diretto, per il Sistema Territorio all'attuazione dell'obiettivo 2 "Sostenere le attività industriali" e per il Sistema insediativo attività strategiche all'unico obiettivo fissato "Indirizzare e sostenere sul territorio regionale i processi in corso di rilocalizzazione, ristrutturazione e modernizzazione delle sedi industriali e relative reti di trasporto".

Per quel che concerne gli obiettivi individuati per il sistema ambientale, il progetto in esame non si pone in contrasto con il raggiungimento degli stessi.

Per le ragioni sopra espresse il progetto può quindi essere considerato conforme al Piano.

2.4.1.2 Piano Territoriale Paesistico Regionale (PTPR)

Il Piano Territoriale Paesistico Regionale (P.T.P.R.) si pone come riferimento Centrale della pianificazione e della programmazione regionale dettando regole e obiettivi per la conservazione dei paesaggi regionali.

Il Piano Territoriale Paesistico Regionale della Regione Lazio è stato adottato dalla Giunta Regionale con atti n. 556 del 25 luglio 2007 e n. 1025 del 21 dicembre 2007, ai sensi degli artt. 21, 22, 23 della L.R. n. 24/98 e s.m.i. e risulta vigente in regime di salvaguardia. È stato redatto con lo scopo di razionalizzare e rendere flessibile la normativa e la pianificazione paesistica sub-regionale attraverso la costruzione di un quadro conoscitivo certo e condiviso e la realizzazione della Carta Tecnica Regionale in scala 1:10.000.

In conformità ai principi ed obiettivi stabiliti dall'articolo 9 e 42 della Costituzione e dall'articolo 45 dello Statuto della Regione Lazio, il Piano Territoriale Paesistico Regionale è volto alla tutela del paesaggio, del patrimonio naturale, del patrimonio storico, artistico e culturale affinché sia adeguatamente conosciuto, tutelato e valorizzato. Il P.T.P.R. è un

piano paesaggistico che sottopone a specifica normativa d'uso l'intero territorio della regione Lazio con la finalità di salvaguardia dei valori del paesaggio ai sensi degli artt. 135 e 143 del Decreto Legislativo 22 gennaio 2004, n. 42 "Codice dei beni culturali e del paesaggio" come modificato dai successivi decreti legislativi integrativi e correttivi. Il P.T.P.R. ottempera inoltre agli obblighi previsti nell'articolo 156 del Codice; assume come propri ed applica i principi, i criteri, le modalità ed i contenuti negli artt. 135 e 143 del Codice, già in parte compresi nell'Accordo del 19 aprile 2001 fra il Ministero per i Beni e le Attività Culturali e le Regioni.

Il P.T.P.R. è un unico piano esteso all'intero territorio della regione Lazio; dopo l'approvazione andrà a sostituire in toto i piani territoriali paesistici vigenti.

Con Legge Regionale n. 394 del 18 dicembre 2012, il Consiglio regionale del Lazio ha approvato la modifica alla Legge Regionale 24/1998 in materia di pianificazione paesaggistica e tutela dei beni e delle aree sottoposte a vincolo paesaggistico. Con l'approvazione della legge è stata prorogata al 14 febbraio 2014 la scadenza del termine previsto per l'approvazione del Piano Territoriale Paesistico Regionale (V). Inoltre, è stato eliminato l'originario termine di efficacia (5 anni) delle misure di salvaguardia che trovano applicazione in pendenza dell'approvazione del P.T.P.R., in conformità a quanto stabilito dal Codice. Pertanto, sebbene solo adottato, la cogenza del P.T.P.R. risulta a tutti gli effetti efficace.

Per la parte del territorio interessato dai beni paesaggistici, immobili e aree, indicati nell'art. 134, lettere a) e b) del Codice, fino all'approvazione del P.T.P.R. resta ferma l'applicazione delle norme dei PTP vigenti; in caso di contrasto tra le disposizioni del P.T.P.R. adottato e dei PTP vigenti prevale la disposizione più restrittiva. Per la parte del territorio interessato dai beni paesaggistici, immobili ed aree tipizzati e individuati dal P.T.P.R. ai sensi dell'articolo 134 comma 1 lettera c) del Codice si applica, a decorrere dalla adozione, esclusivamente la disciplina di tutela del P.T.P.R., anche in presenza di classificazione per zona ai fini della tutela contenuta nei PTP vigenti. Per le aree sottoposte a vincolo paesaggistico con provvedimento dell'amministrazione competente successivamente all'adozione del P.T.P.R. si conferma la disciplina di tutela e di uso prevista dal P.T.P.R. per l'ambito di paesaggio in cui l'area risulta individuata; la stessa disposizione si applica per le aree che siano state sottoposte a vincolo paesistico successivamente all'approvazione del P.T.P.R.. Fatti salvi eventuali successivi provvedimenti istitutivi di vincolo, in attesa dell'approvazione del P.T.P.R., ai soli fini dell'individuazione e ricognizione dei beni paesaggistici, si fa riferimento alle perimetrazioni del P.T.P.R. adottato dalla Giunta regionale; a decorrere dalla data della pubblicazione dell'adozione del P.T.P.R. ai sensi dell'articolo 23 comma 2 della L.R. 24/98 gli elaborati "Beni Paesaggistici" – Tavole B sostituiscono, ai soli fini della individuazione e ricognizione dei beni paesaggistici, le tavole E1 ed E3 dei PTP vigenti.

I contenuti del P.T.P.R. hanno natura descrittiva, prescrittiva, propositiva e di indirizzo ed è costituito dai seguenti atti e elaborati:

- Relazione generale ed allegato "Atlante fotografico dei beni paesaggistici tipizzati"
- Norme di attuazione
- Tavola A - Sistemi ed ambiti di paesaggio
- Tavola B - Beni paesaggistici
- Tavola C - Beni del patrimonio naturale e culturale
- Tavola D - Proposte comunali di modifica dei PTP vigenti.

Le Tavole sono inoltre corredate da una serie di allegati esplicativi dei contenuti delle stesse.

Il P.T.P.R., ai sensi dell'art. 135 del Codice e dell'articolo 22 comma 3 della L.R. 24/98 individua per l'intero territorio regionale gli ambiti paesaggistici, definiti in relazione alla tipologia, rilevanza e integrità dei valori paesaggistici presenti.

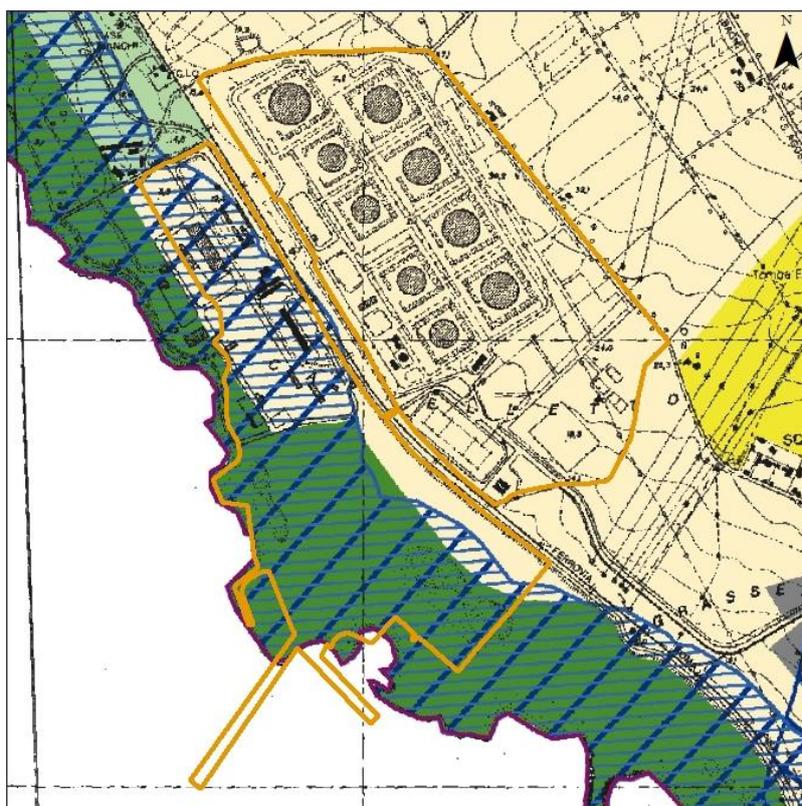
Gli ambiti di paesaggio costituiscono, attraverso la propria continuità morfologica e geografica, sistemi di unità elementari tipiche riconoscibili nel contesto territoriale e di aree che svolgono la funzione di connessione tra i vari tipi di paesaggio o che ne garantiscono la fruizione visiva.

Ogni "Paesaggio" prevede una specifica disciplina di tutela e di uso che si articola in tre tabelle: A), B) e C) riportate all'interno delle Norme:

- nella tabella A) vengono definite le componenti elementari dello specifico paesaggio, gli obiettivi di tutela e miglioramento della qualità del paesaggio, i fattori di rischio e gli elementi di vulnerabilità;
- nella tabella B) vengono definiti gli usi compatibili rispetto ai valori paesaggistici e le attività di trasformazione consentite con specifiche prescrizioni di tutela ordinate per uso e per tipi di intervento; per ogni uso e per ogni attività il P.T.P.R. individua inoltre obiettivi generali e specifici di miglioramento della qualità del paesaggio;
- nella tabella C) vengono definite generali disposizioni regolamentari con direttive per il corretto inserimento degli interventi per ogni paesaggio e le misure e gli indirizzi per la salvaguardia delle componenti naturali geomorfologiche ed architettoniche.

Dalla Figura 2.4.2, che riporta uno stralcio della Tavola A_18 del PTPR, evidenzia che la centrale si colloca in parte nelle seguenti aree:

- "Sistema del paesaggio naturale" (art. 21 delle NTA del PTPR);
- "Sistema del paesaggio agrario" ed in particolare nel "paesaggio agrario di continuità" (art. 26 delle NTA del PTPR);
- Fascia di rispetto delle coste marine, lacuali e dei corsi d'acqua, normata (art. 33 delle NTA del PTPR);
- Ambiti di Recupero e Valorizzazione Paesistica (art. 16 comma 5 delle NTA del PTPR)



 Perimetro area di centrale

Legenda

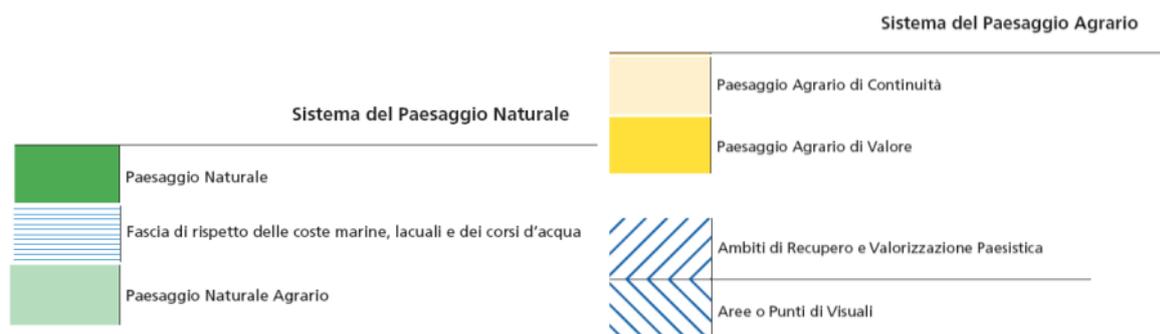


Figura 2.4.2 – Estratto della Tavola A_18 del P.T.P.R.

Il **Sistema del paesaggio naturale** è costituito dai paesaggi caratterizzati da un elevato valore di naturalità e seminaturalità in relazione a specificità geologiche, geomorfologiche e vegetazionali. L'obiettivo di qualità paesistica di tale sistema consiste nel mantenimento e conservazione del patrimonio naturale. La tutela è volta alla valorizzazione dei beni e alla conservazione del loro valore anche mediante l'inibizione di iniziative di trasformazione territoriale pregiudizievoli alla salvaguardia. Sulla base dell'art. 21, comma 6.3 gli *"Impianti per la produzione di energia areali con grande impatto territoriale*

(centrali idro – termoelettriche, termovalorizzazione, impianti fotovoltaici)" non sono consentiti.

A tal proposito si evidenzia come la centrale sia esistente e come sussistano già impianti tecnologici in aree oggetto di tutela; inoltre gli interventi previsti nel presente progetto sono da considerarsi in sostituzione di volumi tecnologici esistenti. Tuttavia non è possibile negare la sovrapposizione dell'area di centrale con quest'area ad oggi ancora vincolata ai sensi del PTPR. In merito si sottolinea che l'applicabilità di questa norma relativamente al progetto in esame è passibile di deroga ai sensi dell'art 18 ter (Interventi sul patrimonio edilizio esistente e sulle infrastrutture), comma 1 lett. b-ter della L.R. 24/1998, legge di istituzione del PTPR, il quale prevede che:

[...] nelle zone sottoposte a vincolo paesistico sono comunque consentiti, anche in deroga alle disposizioni contenute nel presente capo:

[...]

b-ter) previo parere preventivo e vincolante del Ministero dei beni e delle attività culturali e del turismo sono consentite la realizzazione di opere pubbliche o di pubblico interesse".

Posto che il progetto è comunque oggetto di richiesta di autorizzazione paesistica ai sensi del Codice, si dovrà procedere con la richiesta di apposito parere del MIBAC al fine di ottenere la suddetta deroga.

Nel sistema del paesaggio agrario di continuità sono compresi i territori ad uso agricolo anche parzialmente compromessi da utilizzazione diversa da quella agricola. Questi territori hanno una generale e indispensabile funzione di mantenimento della continuità del sistema del paesaggio agrario, ma, al contempo, le aree di questo tipo assumono una funzione correlata ai processi di trasformazione urbanistica.

In questa tipologia sono da comprendere anche le aree caratterizzate da frammentazione fondiaria e da diffusa edificazione utilizzabili per l'organizzazione e lo sviluppo di centri rurali e di attività complementari ed integrate con l'attività agricola.

Per tale sistema di paesaggio il Piano prevede, come obiettivo di qualità paesaggistica, il mantenimento della funzione agricola; al contempo, nelle parti compromesse o prossime agli insediamenti si possono realizzare infrastrutture, servizi e interventi utili alla riqualificazione dei tessuti urbani circostanti, adeguamenti funzionali di attrezzature tecnologiche esistenti nonché attività produttive compatibili con i valori paesistici. Previa procedura di valutazione di compatibilità paesistica in sede di esame di variante urbanistica, il Piano può consentire destinazione diversa da quella agricola.

Nel Paesaggio agrario di continuità l'installazione di strutture di qualsiasi genere che non siano dirette a soddisfare esclusivamente esigenze temporanee è consentita per usi strettamente legati ad attività legittimamente autorizzate. Tuttavia, all'art. 26 delle norme, il Piano, previa valutazione di compatibilità paesaggistica, consente usi diversi del suolo rispetto a quelli agricoli e produttivi/agricoli.

Infatti al comma 6.3. specifico per impianti per la produzione di energia elettrica, si specifica che la realizzazione di detti impianti è:

Consentita, previa valutazione di compatibilità con i valori riconosciuti del paesaggio agrario in sede di autorizzazione per ampliamenti, la prosecuzione di attività in atto legittimamente autorizzate, e subordinatamente alla realizzazione di misure ed opere di mitigazione degli effetti ineliminabili sul paesaggio e di miglioramento della qualità del contesto rurale.

[.....]

Si specifica, inoltre che il progetto proposto prevede nuova realizzazione a seguito di demolizione all'interno della medesima area della Centrale localizzata lungo la costa, pertanto non interferirà con gli elementi di tutela definiti dal Piano; configurandosi come un intervento presso una struttura produttiva industriale, la ristrutturazione edilizia è consentita subordinatamente a SIP, ai sensi del citato art. 26 delle NTA, e ad azioni di valorizzazione e recupero paesaggistico. Il progetto pertanto non si pone in contrasto con il Piano.

Per quanto riguarda gli ambiti di recupero e valorizzazione, l'art. 16 comma 5 specifica che:

"In tali ambiti, in tutti i paesaggi, possono essere attivati, [...] progetti per il recupero, la riqualificazione e la valorizzazione del paesaggio regionale considerati prioritari ai sensi dell'art. 143 del codice".

Vista la presenza della centrale, attualmente attiva e consolidata sul territorio non si ravvisano le condizioni perché possano al momento attivarsi progetti di recupero in quest'area.

Il P.T.P.R. individua nella Tavola B_18 i beni paesaggistici, ai sensi degli artt. 134, 136 e 142 del D.Lgs. 42/2004 e s.m.i., insistenti sul territorio regionale. Dalla seguente Figura 2.4.5, che rappresenta uno stralcio della Tavola B del Piano, si evince che il sito della Centrale:

- ricade in parte nella fascia di rispetto dei territori costieri, ai sensi dell'art. 142, comma 1, lettera a) del D.Lgs. 42/2004 e s.m.i., (normata da art. 33 NTA);
- ricade in un'area di notevole interesse pubblico "beni d'insieme" (cd058_097) 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) e d) del D.Lgs. 42/2004 e s.m.i., (normata da art. 8 NTA);

- ricade marginalmente in un'area a interesse archeologico già individuato (cod. m058_0553) ai sensi dell'articolo 142 co1, lettera m), del Codice (art. 41 delle NTA del PTPR).

Si segnala anche, in una porzione limitrofa alla costa, la presenza di un'area boscata, ai sensi dell'art. 142, comma 1, lettera g) del D.Lgs. 42/2004 e s.m.i., (normata da art. 38 NTA) che tuttavia non interessa l'area di intervento del progetto in esame.

Per quanto riguarda le aree archeologiche, l'art. 41 della NTA al comma 5 specifica che:

Nelle zone di interesse archeologico ogni modifica dello stato dei luoghi è subordinata all'autorizzazione paesistica ai sensi degli articoli 146 e 159 del Codice, integrata, per le nuove costruzioni e ampliamenti al di fuori della sagoma degli edifici esistenti compresi interventi pertinenziali inferiori al 20% nonchè per gli interventi di ristrutturazione edilizia qualora comportino totale demolizione e ricostruzione, dal preventivo parere della competente soprintendenza archeologica, anche in ottemperanza delle disposizioni di cui agli articoli 152 comma 2 e 154 comma 3 del Codice. In tal caso il parere valuta l'ubicazione degli interventi previsti nel progetto in relazione alla presenza ed alla rilevanza dei beni archeologici, mentre l'autorizzazione paesistica valuta l'inserimento degli interventi stessi nel contesto paesistico, [.....].

Per quanto riguarda la fascia di rispetto dalla costa, in base all'art. 33, in tale fascia:

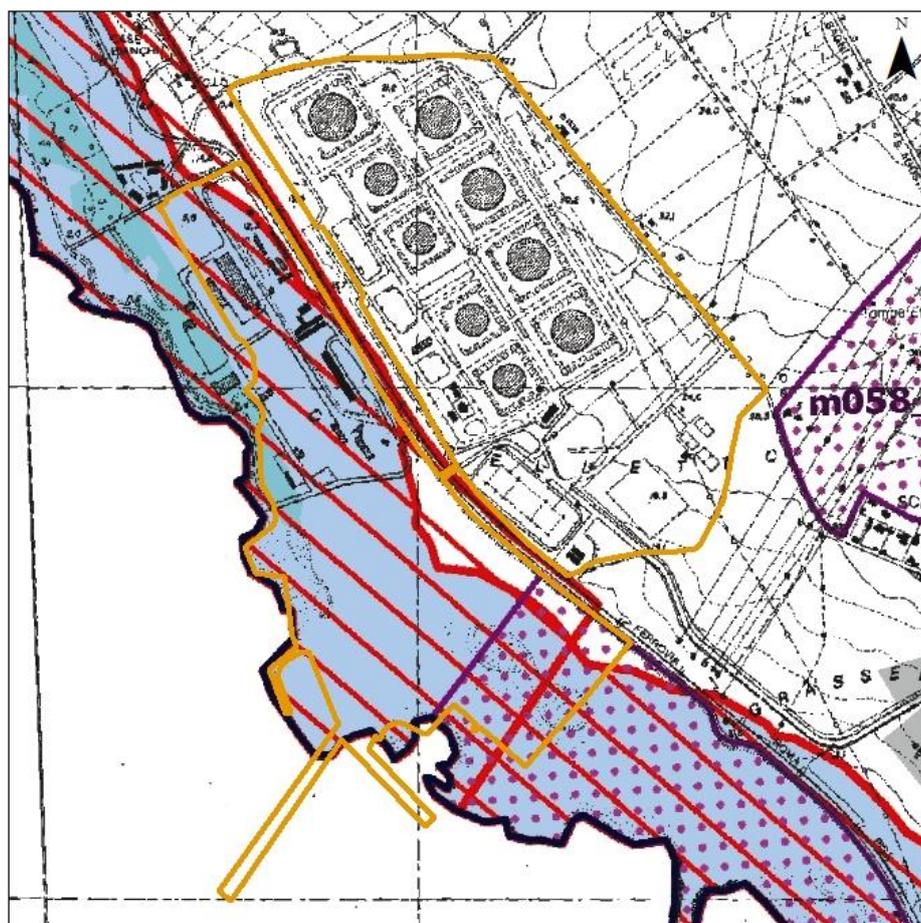
"c. 4) Fatto salvo l'obbligo di richiedere l'autorizzazione paesistica ai sensi dell'articolo 146 e 159 del Codice, le disposizioni di cui al presente articolo non si applicano alle aree urbanizzate esistenti come individuate al PTPR e corrispondenti al "paesaggio degli insediamenti urbani" e alle "Reti, infrastrutture e servizi", ferma restando la preventiva definizione delle procedure relative alla variante speciale di cui all'articolo 60 delle presenti norme, commi 1 e 2, qualora in tali aree siano inclusi nuclei edilizi abusivi condonabili."

E ancora il comma 9 specifica che:

Previo parere dell'organo preposto alla tutela del vincolo, sono consentite deroghe per le opere pubbliche, per le attrezzature portuali, per le opere strettamente necessarie alle attrezzature dei parchi, o per modeste opere connesse alla ricerca e allo studio dei fenomeni naturali che interessano le coste, i mari e la fauna marina, per le opere idriche e fognanti, opere tutte la cui esecuzione debba essere necessariamente localizzata nei territori costieri, nonché per le opere destinate all'allevamento ittico ed alla molluschicoltura. I progetti delle opere di cui al presente comma sono corredati dello studio di inserimento paesistico, di seguito denominato SIP, di cui agli articoli 53 e 54 delle presenti norme.

Risulta evidente, quindi, la possibilità di applicare le deroghe previste per le opere pubbliche anche per quanto concerne il vincolo di tutela della costa, ulteriormente consolidato dal sopra citato art. 18 ter della L.R. 24/1998.

Infine si segnala come il progetto in esame non preveda un aumento del sedime della Centrale andando ad interessare un'area già urbanizzata, ma sulla base delle norme sopra citate sarà comunque necessario richiedere l'autorizzazione paesistica. Il progetto pertanto non si pone in contrasto con il Piano.

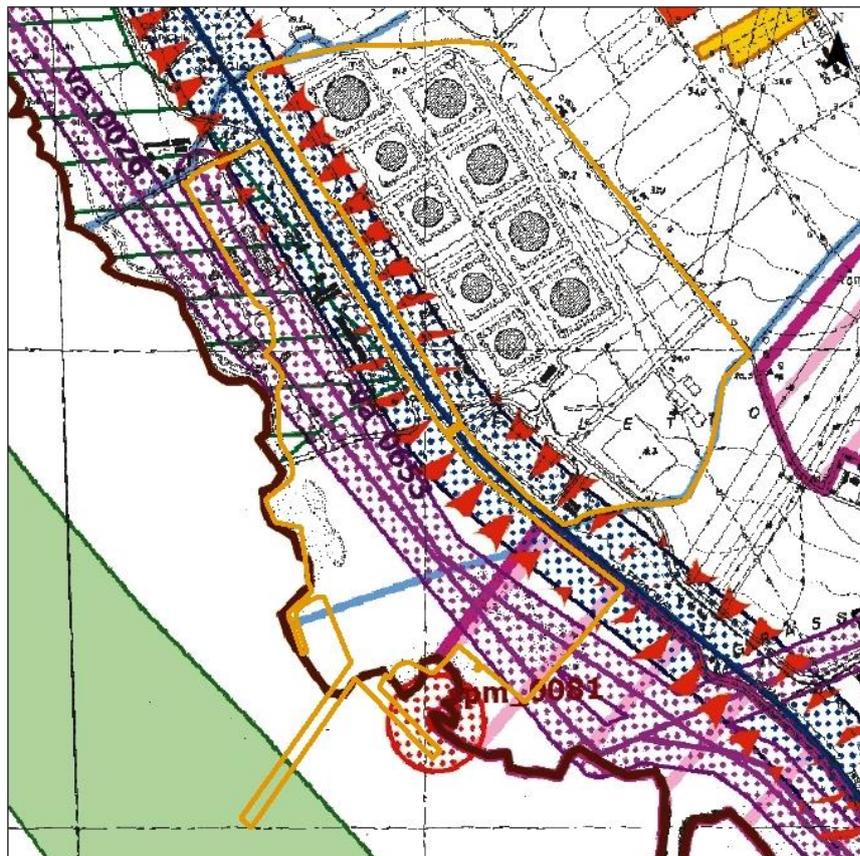


Legenda

<p>Individuazione degli immobili e delle aree di notevole interesse pubblico L. R. 37/83, art. 14 L.R. 24/98 - art. 134 co. 1 lett. a Dlvo 42/04 e art. 136 Dlvo 42/04</p>		<p>Perimetro area di centrale</p>
	<p>cd058_001 lett. c) e d) beni d'insieme: vaste località con valore estetico tradizionale, bellezze panoramiche</p>	
<p>Ricognizione delle aree tutelate per legge art. 134 co. 1 lett. b e art. 142 co. 1 Dlvo 42/04</p>		
	<p>a058_001 a) costa del mare</p>	
	<p>g058 g) aree boscate n.b. le aree boscate percorse da incendi non sono rappresentate nel presente elaborato</p>	
		<p>m058_001 m) aree di interesse archeologico già individuate</p>
		<p>mp058_001 m) aree di interesse archeologico già individuate - beni puntuali con fascia di rispetto</p>
		<p>ml058_001 m) aree di interesse archeologico già individuate - beni lineari con fascia di rispetto</p>

Figura 2.4.5 – Estratto della Tavola B_18 del P.T.P.R.

Nella Tavola C il Piano individua i sistemi strutturali e le unità geografiche. L'impianto rientra nell'unità "Maremma Tirrenica" e in particolare nell'unità geografica n. 15 "Maremma laziale". Inoltre, la Tavola C individua i beni appartenenti al patrimonio naturale e culturale della regione Lazio. Nella Figura 2.4.6 si riporta uno stralcio della Tavola C_18 del Piano, dalla quale si evince che, a ridosso della centrale, sono presenti dei tratti di viabilità antica (va_0026 e va_0653) e la ferrovia, quest'ultima riconosciuta come percorso panoramico. Per entrambi gli elementi segnalati il Piano non detta alcuna prescrizione o indicazione.



Legenda

Beni del patrimonio naturale e culturale e azioni strategiche del PTPR

Beni del Patrimonio Naturale	
sic_001	Zone a conservazione speciale Siti di interesse comunitario
sp_001	Schema del Piano Regionale dei Parchi Anzani
geo_001	Geositi (ambiti geologici e geomorfologici) Anzani
Beni del Patrimonio Culturale	
va_001	Viabilità antica (fascia di rispetto 50 mt.)
ca_001	SISTEMI INSEDIATIVI Ferrovia

Ambiti prioritari per i progetti di conservazione, recupero, riqualificazione, gestione e valorizzazione del paesaggio regionale art. 143 D.lvo 42/2004

pac_001	VIOL	Percorsi panoramici
	AREE A CONSERVAZIONE SPECIFICA	Parchi archeologici e culturali
	AREE A RISCHIO PAESAGGISTICO	Sistema agrario a carattere permanente
		Arece con fenomeni di frazionamenti fondiari e processi insediativi diffusi
		Discariche, depositi, cave

Figura 2.4.6 – Estratto della Tavola C_18 del PTPR

Alla luce delle considerazioni sopra effettuate, si può affermare che il progetto in esame, che comporta interventi in area di centrale ma non esternamente ad essa, non si pone in contrasto al Piano. Il progetto dovrà essere tuttavia sottoposto a SIP e ottenere autorizzazione paesistica, oltreché richiedere parere preventivo al MIBAC ai sensi dell'art. 18 ter comma comma 1 lett. b-ter della L.R. 24/1998.

2.4.1.3 Piano Territoriale Paesistico n. 2 - Litorale Nord

La redazione del P.T.P.R. unico per l'intero territorio del Lazio è finalizzata a superare l'attuale frammentazione normativa e cartografica che ha dei negativi risvolti sull'azione amministrativa dell'Ente e sui cittadini. Infatti oggi vigono nell'ambito regionale n. 29 piani territoriali paesistici, di cui 14 interessano il territorio dei comuni di Roma e di Fiumicino.

Il progetto in esame si localizza nell'ambito del Piano Territoriale Paesistico n. 2 - Litorale Nord; tale Piano è stato approvato con LL. RR. – 6 luglio 98 nn. 24 e 25 e in precedenza adottato, limitatamente alle aree ed ai beni dichiarati di notevole interesse pubblico, ai sensi della Legge 1497/39 (Decreti Ministeriali e provvedimenti regionali) e a quelli sottoposti a vincolo paesistico ai sensi dell'articolo 1 della Legge 431/85.

In particolare, la pianificazione paesistica e la tutela dei beni e delle aree sottoposte a vincolo paesistico sono regolate dalla L.R. 24/98 che ha introdotto il criterio della tutela omogenea, sull'intero territorio regionale, delle aree e dei beni previsti dalla Legge Galasso n. 431/85 e di quelli dichiarati di notevole interesse pubblico ai sensi della L. 1497/39, da perseguire anche attraverso il nuovo strumento di pianificazione che è il Piano Territoriale Paesistico Regionale (P.T.P.R.).

Nella Tavola E 1-2 "Vincoli ex-lege 431/85", il PTP individua le aree e gli elementi tutelati ai sensi dell'ex-lege 431/85 oggi ricompresi nel D.Lgs. 42/2004.

Per la verifica di compatibilità del progetto in esame si rimanda tuttavia al precedente § 2.4.1.2.

2.4.2 Pianificazione territoriale provinciale

2.4.2.1 Piano Territoriale Provinciale Generale (PTPG)

La Città metropolitana di Roma Capitale è dotata di Piano Territoriale Provinciale Generale (PTPG), approvato dal Consiglio Provinciale in data 18 gennaio 2010 con Delibera n. 1.

I contenuti del PTPG riguardano i compiti propri in materia di pianificazione e gestione del territorio attribuiti alla Provincia dalla legislazione nazionale unitamente ai compiti provinciali previsti nella stessa materia dalla legislazione regionale (L.R. n. 14/99 e s.m.i. e L.R. n. 38/99 e s.m.i.), nonché dagli strumenti di programmazione e pianificazione generali e di settore.

Il PTPG:

- orienta l'attività di governo del territorio della Provincia e dei Comuni singoli o associati e delle Comunità Montane;
- costituisce, nel proprio ambito territoriale, specificazione e attuazione delle previsioni contenute nel Piano Territoriale Regionale Generale (PTRG), così come integrato dal Piano Territoriale Paesistico Regionale (PTPR) e nei piani e programmi settoriali regionali;
- costituisce condizione di sintesi, verifica e coordinamento degli strumenti della programmazione e pianificazione settoriale provinciale nonché di quelli della programmazione negoziata e di indirizzo della loro elaborazione;
- costituisce, assieme agli strumenti di programmazione e pianificazione territoriale regionale, il parametro per l'accertamento di compatibilità degli strumenti della pianificazione urbanistica comunale e di quelli della programmazione negoziata;
- si pone come riferimento impegnativo per le iniziative di concertazione, co-pianificazione e negoziazione interistituzionale delle decisioni europee, nazionali, regionali e locali che abbiano rilevanza sul territorio provinciale.

L'obiettivo generale del Piano è "Costruire il territorio dell'area metropolitana", cioè:

- organizzare il funzionamento metropolitano del territorio provinciale, inteso come "sistema integrato" formato da componenti insediative e funzionali diverse per peso, risorse e specializzazione, connesse tra loro da relazioni efficienti e dinamiche di tipo reticolare, differenziate a più livelli;
- comporre la dialettica tra sistema provincia nella sua unità, sistemi locali componenti e Roma, tra il territorio provinciale e la regione, in termini di "integrazione nella diversità di ruoli e risorse";
- porre natura e storia come componenti-valore ed invarianti caratterizzanti l'identità del territorio provinciale, condizioni di sostenibilità ambientale e di coerenza delle trasformazioni con la costruzione storica del territorio;
- promuovere la cittadinanza metropolitana, cioè il senso di appartenenza ad una società, ad istituzioni e ad obiettivi di interesse comune, nella dimensione sovralocale.

Il Piano persegue i seguenti obiettivi generali per il territorio:

- più relazioni efficienti stabili, materiali ed immateriali per lavoro, servizi e tempo libero tra area centrale e sistemi locali di comuni, tra questi ultimi al di fuori dell'area centrale, tra la provincia e la regione, privilegiando il trasporto collettivo;
- più sviluppo e valorizzazione delle risorse e dei modelli produttivi e insediativi che caratterizzano i sistemi ed i subsistemi funzionali locali in cui si articola il territorio provinciale e, nel contempo, valorizzazione del sistema provincia nella sua unità, attraverso lo sviluppo e l'integrazione di funzioni moderne e di relazioni strategiche, competitive sul mercato esterno;
- equilibrare lo sviluppo locale "dal basso" con l'organizzazione provinciale dell'offerta di funzioni strategiche, di servizi vendibili e di mobilità di livello metropolitano;
- più qualità ambientale e insediativa con requisiti di sostenibilità generale e di larga fruibilità sociale; natura e storia come invarianti ordinatrici del territorio; riordino e

qualificazione delle costruzioni insediative urbane e territoriali, nella loro varietà morfotipologica e nella nuova dimensione di area vasta ed intercomunale che le caratterizza, contro la semplificazione e omogeneizzazione metropolitana;

- più ricorso generalizzato alla cooperazione interistituzionale e, in particolare, della intercomunalità per le decisioni programmatiche e per quelle operative; nonché al metodo della valutazione preventiva della fattibilità e degli effetti ambientali e sociali degli interventi proposti.

I contenuti tematici del piano sono organizzati, in riferimento agli obiettivi richiamati, nelle seguenti componenti sistemiche:

1. scenari strategici al 2015
 - ◆ popolazione ed offerta di funzioni dei sistemi e subsistemi locali;
 - ◆ comportamenti metropolitani del mercato immobiliare residenziale e non residenziale;
2. sistema ambientale
 - ◆ difesa e sicurezza del territorio e delle acque;
 - ◆ ecologia del paesaggio e rete ecologica provinciale;
 - ◆ ambiti e regimi di tutela ambientale, vigenti e segnalati;
 - ◆ tutela paesistica, beni vincolati ai sensi del D.Lgs. 42/04 (ex L. 1497/39 e L. 431/85);
 - ◆ la costruzione storica del territorio e del paesaggio, beni e percorsi storici, il distretto culturale;
 - ◆ territorio agricolo produttivo e paesaggi rurali;
3. sistema insediativo morfologico
 - ◆ articolazione del sistema insediativo provinciale;
 - ◆ dinamiche del processo di urbanizzazione;
 - ◆ dai tessuti alle costruzioni insediative;
 - ◆ la costruzione insediativa metropolitana e le costruzioni componenti;
4. pianificazione urbanistica comunale e programmazione negoziata sovracomunale;
 - ◆ sistema insediativo funzionale
 - ◆ bilancio programmatico dell'offerta di funzioni dei sistemi e sub-sistemi locali funzionali e dei centri di sistema e sub-sistema (sistemi locali e rete urbana provinciale);
 - ◆ sedi delle funzioni di servizio strategiche metropolitane;
 - ◆ sedi delle attività, connesse alla produzione e distribuzione delle merci;
 - ◆ sedi delle funzioni di servizio generali di interesse provinciale o intercomunale, servizi per la distribuzione commerciale, per il turismo e tempo libero; per la formazione e ricerca universitaria;
 - ◆ proprietà pubbliche e principali aree produttive e di servizio dismesse o in dismissione;

5. sistema della mobilità

- ◆ Grande Rete: rete ferroviaria di interesse europeo e nazionale;
- ◆ Grande Rete: itinerari viari di interesse nazionale e regionale;
- ◆ Grande Rete: trasporto marittimo ed aereo;
- ◆ Rete ferroviaria di base;
- ◆ Corridoi di trasporto pubblico locale;
- ◆ Rete viaria di base;

6. valutazione ambientale strategica.

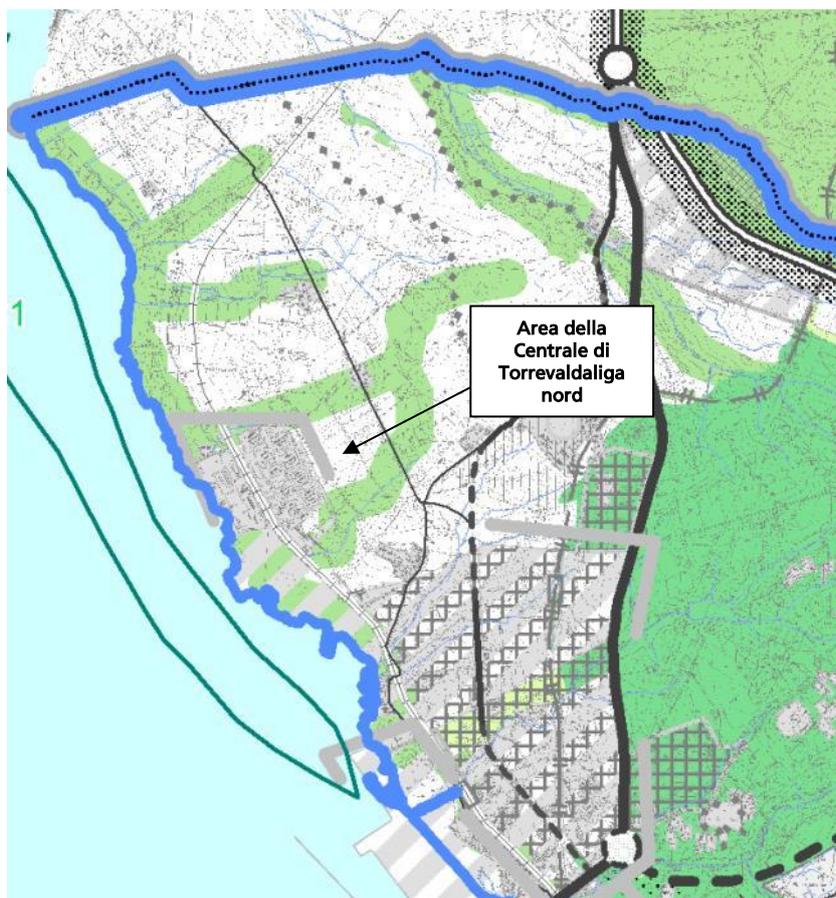
Di seguito si riporta uno stralcio dell'elaborato strutturale tavola TP 2.1 - "Rete ecologica provinciale" in cui sono cartografate la Rete Ecologica Provinciale (REP) e le Unità Territoriale Ambientale (UTA) che costituiscono il riferimento per la governance ed il monitoraggio della sostenibilità ambientale del piano nel tempo e la valutazione ai fini del parere provinciale di compatibilità delle proposte progettuali in attuazione del PTPG e delle relative operazioni mitigative o compensative.

Si nota come l'area in cui è presente l'impianto non costituisca parte della rete ecologica; essa confina invece con zone dichiarate "aree di connessione primaria". Il sedime della Centrale risulta come area con "occupazione del suolo attuale o programmatico".

Tutta la zona Nord-Ovest della provincia in cui si colloca la centrale rientra nella UTA Unità dei Monti della Tolfa. L'analisi del territorio sviluppata all'interno del Rapporto Tecnico preliminare al Piano definisce le seguenti direttive per tale UTA:

"L'area nel suo complesso presenta una qualità elevata e uno straordinario interesse floristico, faunistico e biogeografico. È comunque opportuno:

- Riqualificare la fascia costiera (interessata per oltre il 54% da superfici artificiali) e, in particolare, i Sottosistemi dei terrazzi marini e fluviali. In molti casi si tratta di centri abitati legati al turismo e ad agricoltura intensiva.
- Aumentare la presenza di ambiti a vocazione naturalistica nella fascia costiera, anche per favorire l'efficienza della REP.
- Suggestire ai Comuni della fascia costiera la possibilità di riqualificare il litorale anche mediante spostamenti verso l'interno di alcuni insediamenti urbani.
- Conservare il mosaico di zone aperte, boschi e aree rurali, tipico delle zone interne e in particolare conservare i boschi a contatto con l'Unità dei Monti Sabatini e l'Unità della Campagna Romana settentrionale.
- Evitare ulteriori perdite di habitat o frammentazione dei sistemi forestali."



SAV

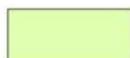
Aree Buffer - serbatoi di area vasta in prevalenza a contatto con aree caratterizzate dalla presenza di flora, fauna e vegetazione di notevole interesse biogeografico e conservazionistico. Comprendono prevalentemente vaste porzioni del sistema naturale e seminaturale.

SAV1 - Monti della Tolfa; SAV2 - Bracciano-Martignano; SAV3 - Monte Soratte; SAV4 - Macchia di Gattaceca - Macchia del Barco; SAV5 - Marcigliana - Nomentum; SAV6 - Monte degli Elci e Monte Grottone; SAV7 - Monti Lucretili; SAV8 - Monti Prenestini; SAV9 - Monti Simbruini; SAV10 - Sterpara; SAV11 - Monti Lepini; SAV12 - Castelli Romani; SAV13 - Appia Antica; SAV14 - Castel Porziano-Decima Malafede; SAV15 - Litorale Romano; SAV16 - Sughereta di Pomezia; SAV17 - Laurentino-Acqua Acetosa



Aree di connessione primaria (connessione lineare e landscape mosaic) comprendono prevalentemente vaste porzioni del sistema naturale, seminaturale, seminaturale/agricolo, il reticolo idrografico, le aree di rispetto dei fiumi dei laghi e della fascia costiera e i sistemi forestali (ex legge Galasso, Codice Urbani)

Componenti secondarie



Territorio Agricolo Tutelato (nastri verdi) vaste porzioni di territorio agricolo spesso contiguo sia alla matrice naturalistica che a quella insediativa. Oltre ad una elevata valenza urbanistica risultano essenziali per garantire la funzionalità ecologica della REP

Elementi di discontinuità (ambiti poco estesi in parte interessati dal sistema agricolo ed in parte interessati dal sistema insediativo, sono essenziali per garantire la funzionalità della REP in situazioni di elevata artificializzazione)

UNITÀ TERRITORIALI AMBIENTALI - UTA



- 1 Unità dei complessi costieri dunari antichi e recenti
- 2 Unità della pianura alluvionale costiera e delta del Tevere
- 3 Unità della Tolfa
- 4 Unità dei M.ti Sabatini
- 5 Unità della Valle del Tevere a monte di Roma
- 6 Unità dei M.ti Cornicolani e Sabina meridionale
- 7 Unità dei M.ti Lucretii
- 8 Unità dei M.ti Prenestini-Ruffi
- 9 Unità dei M.ti Simbruini
- 10 Unità dell'alta Valle del Sacco
- 11 Unità dei M.ti Lepini
- 12 Unità dei Colli Albani
- 13 Unità della Campagna Romana meridionale
- 14 Unità delle alluvioni della Valle del Tevere
- 15 Unità della Campagna Romana settentrionale
- 16 Unità dell'Alta Campagna Romana
- 17 Unità della Bassa Valle dell'Aniene



Siti di importanza comunitaria - SIC marini

(D.P.R. 12 Marzo 2003 n. 120 e D.P.R. 8 settembre 1997 n. 357 di recepimento della Direttiva Habitat 92/43/CEE; D.G.R. 2146/96/D.M. 3 Aprile 2000)

SIC1 - Fondali tra Punta S. Agostino e Punta Mattonara - SIC2 - Fondali tra Punta del Pecoraro e Capo Linaro - SIC3 - Fondali antistanti S. Marinella - SIC4 - Secche di Macchiatonda - SIC5 - Secche di Torre Flavia - SIC6 - Secche di Tor Paterno

Previsioni insediative ed infrastrutturali del PTPG della tavola di piano TP2 Disegno programmatico di struttura



Occupazione del suolo attuale e programmatico



Aree Militari

Figura 2.4.8 – Estratto Tavola TP2.1 – rete ecologica provinciale

Di seguito si riporta un estratto dell'elaborato strutturale TP2 - "Disegno programmatico di struttura: sistema ambientale, sistema della mobilità, sistema insediativo morfologico, sistema insediativo funzionale" dal quale si evince che, rispetto al sistema insediativo funzionale, il Piano riconosce la presenza del Parco di attività Produttive Metropolitane - Parco di attività produttive e servizi specializzati di Civitavecchia (PPM1) connesso alla Centrale di Torrevaldaliga Nord.

In base all'art. 71 delle NTA,

"c.1 Per le funzioni legate al ciclo della produzione, distribuzione e commercializzazione delle merci, [...], il Piano prevede il riordino e la qualificazione, a fini di recupero delle competitività, delle aree di concentrazione delle sedi produttive già presenti nella provincia, favorendo l'organizzazione per Parchi di attività produttive metropolitane (PPM)

anche intercomunali, dotati di accessibilità, integrazione a filiera delle stesse, servizi specializzati ed ambientali.

c. 5. L'attuazione degli interventi nei Parchi individuati dal PTPG, composti da più ambiti o raggruppamenti di sedi e da più soggetti e istituzioni responsabili, richiede Programmi di fattibilità accompagnati da Masterplan di coordinamento spaziale e di specializzazione di attività ed usi, di dotazioni di servizi comuni ed ambientali, coerenti con il disegno di struttura della tav.TP2.

c. 6. Per le azioni da sviluppare nei parchi di attività, il PTPG formula le seguenti direttive:

- favorire l'integrazione funzionale delle attività produttive secondo una linea di maggior specializzazione a filiera che valorizzi i caratteri propri di ciascun anche in riferimento ai Programmi di sviluppo previsti dal PTPG per sub sistema locale (cfr. tav. TP1);
- indirizzare le destinazioni d'uso delle aree favorendo le destinazioni connesse al ciclo della produzione e distribuzione delle merci e dei relativi servizi ed attività economiche coerenti (quali sedi industriali ed artigianali, depositi all'ingrosso, trasporto, stoccaggio distribuzione delle merci, servizi alle imprese e d'innovazione, impianti tecnologici e civili, nonché i servizi specializzati) e scoraggiando le destinazioni connesse alle funzioni urbane ed ai servizi alle famiglie, le strutture per la distribuzione commerciale al dettaglio, le funzioni direzionali urbane quali uffici privati, uffici pubblici e parapubblici di livello regionale e metropolitano o urbano da mantenere nei centri urbani prossimi ai Parchi di attività. Possono inoltre essere consentiti impianti tecnologici, servizi per il trasporto urbano, attrezzature espositive, grandi strutture commerciali con superficie di vendita superiore ai 25.000 mq;
- favorire la dotazione di servizi specializzati in rapporto alle esigenze di innovazione del sistema produttivo. La programmazione dei servizi deve evitare duplicazioni tra i nuclei e rispondere ad economie di scala e di accessibilità e a prospettive di fattibilità verificate sul mercato;
- i servizi specializzati riguardano: centri servizi al mercato; incubatori di azienda (BIC); centri di ricerca e d'innovazione tecnologica; parchi scientifici o parchi tecnologici; centri di deposito e movimentazione delle merci come le previste "piattaforme logistiche"; business center; centri grossisti; fiere e mercati espositivi; grande distribuzione commerciale; reti di comunicazione telematica ecc.;
- migliorare le condizioni di accessibilità diretta dei parchi di attività alla rete nazionale e provinciale;
- avviare il riordino e la riqualificazione urbanistica degli assetti interni dei parchi in modo da garantire, attraverso la redazione di piani esecutivi o di recupero, la trasformazione ordinata delle aree dismesse e di quelle libere ed il progressivo attuarsi delle opere di urbanizzazione;
- incrementare le dotazioni ambientali sia per quanto attiene ai servizi ed alle reti tecnologiche per il disinquinamento delle acque reflue e dell'aria e per lo smaltimento

dei rifiuti, sia per gli aspetti verdi (% superfici alberate e superfici permeabili) e di immagine."

Il parco PPM1 è normato dall'art. 72 c.1 delle Norme del Piano che riporta quanto segue:

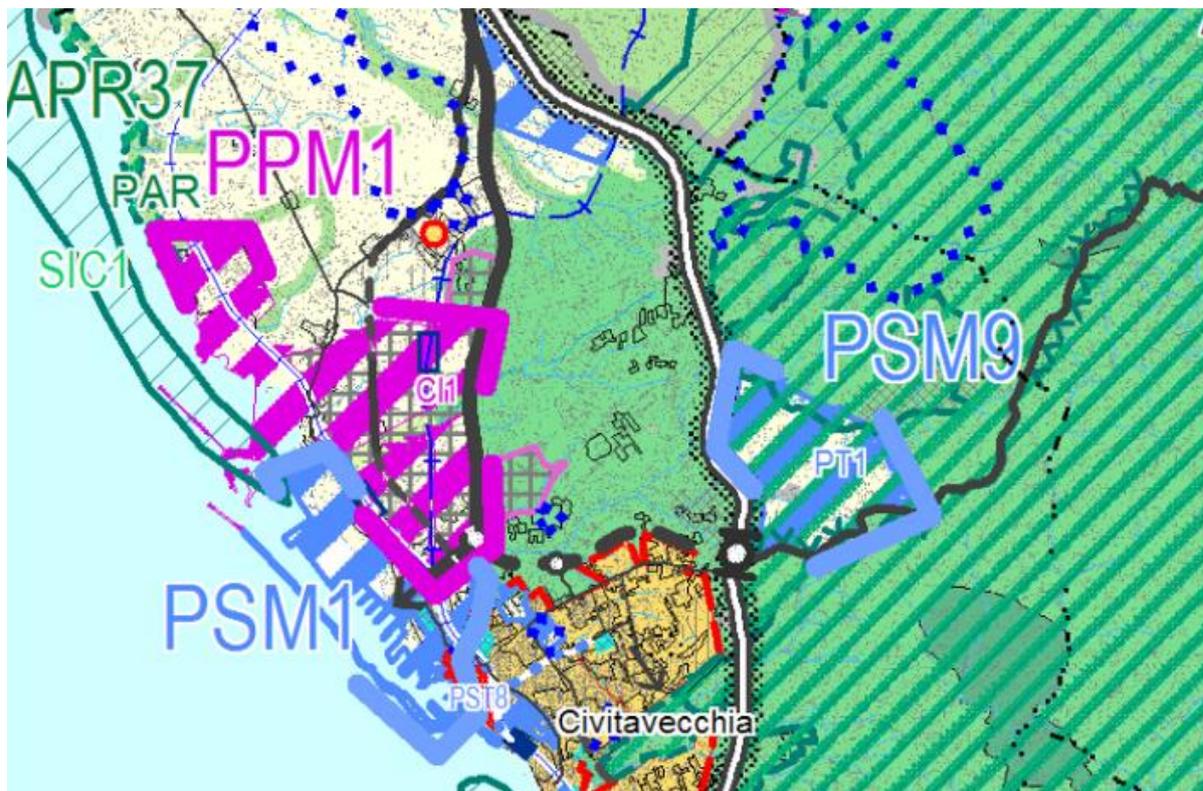
"PPM1. Parco di attività produttive e servizi specializzati di Civitavecchia

a. Obiettivi: riorganizzazione, contenimento e concentrazione delle sedi di attività produttive in due zone attrezzate prossime al nuovo interporto a costituire un nuovo impianto urbanistico unitario. Rilocalizzazione preferenziale delle aree produttive di previsione di PRG non attuate, localizzate entro le aree buffer della Rete ecologica Provinciale, all'interno delle due zone definite dal PTPG. Le direttive generali e le azioni da sviluppare per la qualificazione competitiva del Parco produttivo sono indicate al precedente articolo.

b. Modello organizzativo spaziale: sistema unitario specializzato con sedi produttive di supporto al porto commerciale polifunzionale e al centro intermodale e viabilità interna orientata sulla viabilità di nuovo impianto (strada mediana).

c. Usi da favorire: attività produttive connesse alle attività legate al ciclo delle merci e all'attività portuale con ampliamento eventuale verso aree industriali contigue di Allumiere e Tarquinia. A servizio del parco è previsto il centro intermodale I.P.1. di Civitavecchia con scalo merci e centri di servizio alla produzione.

d. Esigenze di accessibilità e servizi: (per evitare la continuità con il tratto urbano della SS. 1 Aurelia) l'accessibilità nazionale è garantita dallo svincolo della diramazione nord A12 sulla trasversale nord per la zona industriale, il centro intermodale, il porto petroli e il porto commerciale e dallo svincolo Civitavecchia nord sull'asse di 1° livello metropolitano che raccoglie i traffici della cosiddetta Mediana di Civitavecchia (dall'area industriale fino alla trasversale nord). La connessione viaria e ferroviaria tra centro intermodale, area industriale, area portuale (banchina polifunzionale, banchina petroli e banchina containers), è garantita dalla bretella porto-centro intermodale prevista dal PR portuale e dal prolungamento della rete ferroviaria tirrenica (binari a servizio dei terminali delle banchine polifunzionali, petroli, container, commerciale e un braccio merci entro l'interporto)."



1. SISTEMA AMBIENTALE

Tutela e valorizzazione delle risorse naturalistiche, costruzione della Rete Ecologica Provinciale

TERRITORIO AGRICOLO



AREE NATURALI PROTETTE, VIGENTI E PROPOSTE

Vigenti

Proposte



Aree protette regionali

(Parchi, Riserve Naturali e Monumenti Naturali ai sensi della L. 394/91 art. 22, L.R. 29/97, ex L.R. 46/77)



Siti di importanza comunitaria (SIC)

(D.P.R. 12 Marzo 2003 n. 120 e D.P.R. 8 settembre 1997 n. 357 di recepimento della Direttiva Habitat 92/43/CEE; D.G.R. 2146/96, D.M. 3 Aprile 2000)

STRUMENTI OPERATIVI

PAR

Progetto ambientale di recupero

4. SISTEMA INSEDIATIVO FUNZIONALE

Rafforzare il funzionamento metropolitano nel territorio provinciale (efficienza e modernizzazione dei sistemi funzionali e produttivi)



Parchi di funzioni strategiche metropolitane

1. Parco di funzioni strategiche metropolitane - Civitavecchia



Parchi di attività produttive metropolitane

1. Parco di attività produttive e servizi specializzati di Civitavecchia

Figura 2.4.1 – Estratto del disegno programmatico di struttura del PTPG - Tavola TP2

Il progetto in esame sebbene non espressamente ricadente nelle norme specifiche relative al "PM1 Parco di attività produttive e servizi specializzati di Civitavecchia" può considerarsi non in contrasto col Piano.

2.4.3 Coerenza del progetto con la programmazione territoriale

Nel seguito si propone uno schema di sintesi relativo alla compatibilità rilevata tra il tracciato in progetto e la pianificazione territoriale ai diversi livelli istituzionali.

Pianificazione	Coerenza
<i>Piano Territoriale Regionale (PTRG)</i>	Il progetto in esame è conforme al Piano e concorre all'attuazione dell'obiettivo 2 del Sistema Territorio e all'obiettivo del Sistema insediativo.
<i>Piano Territoriale Paesistico Regionale (PTPR)</i>	Il Piano territoriale paesistico regionale (PTPR) è parte tematica del Piano territoriale regionale (PTR) e si pone come riferimento centrale della pianificazione e della programmazione regionale dettando regole e obiettivi per la conservazione dei paesaggi regionali. Il progetto in esame ricade parzialmente nella fascia di rispetto dei territori costieri, in area archeologica e in un'area di notevole interesse pubblico. Pertanto sarà necessario sottoporre il progetto a SIP e ottenere l'autorizzazione paesistica, oltre che richiedere parere preventivo al MIBAC ai sensi dell'art. 18 ter comma comma 1 lett. b-ter della L.R. 24/1998.
<i>Piano Territoriale Provinciale Generale</i>	La Centrale rientra in un'area ad "occupazione del suolo attuale o programmatico". Inoltre il Piano colloca la stessa all'interno del PPM1. Il progetto in esame sebbene non espressamente ricadente nelle norme specifiche relative al "PM1 Parco di attività produttive e servizi specializzati di Civitavecchia" può considerarsi non in contrasto col Piano.

2.4.4 Altri strumenti di pianificazione di interesse

2.4.4.1 Piano di Assetto Idrogeologico

La pianificazione di bacino è sancita dalla legge 18 maggio 1989, n. 183, che ha, tra le altre, la finalità di assicurare la difesa del suolo e la tutela degli aspetti ambientali assumendo il "bacino idrografico" come ambito territoriale di riferimento. Alle Autorità di bacino è attribuito il compito di pianificazione e di programmazione al fine di fornire uno strumento – il Piano di bacino – per il governare unitario del bacino idrografico.

L'Autorità dei Bacini Regionali del Lazio ha predisposto per il territorio di competenza lo stralcio funzionale afferente la difesa del suolo ovvero il Piano di Assetto Idrogeologico (P.A.I.). Tale atto di pianificazione, i cui elaborati sono aggiornati alla data del 4/10/2011, è stato approvato con Deliberazione del Consiglio Regionale n. 17 del 04/04/2012 (BUR n. 21 del 7/6/2012, S.O. n. 35).

Il territorio di competenza dell'Autorità dei Bacini Regionali del Lazio comprende i bacini idrografici di rilievo regionale, ossia il territorio regionale residuale non appartenente ai bacini idrografici d'interesse nazionale (Tevere e Liri-Garigliano) ed interregionale (Fiora e Tronto), includendo quasi tutta la fascia costiera del Lazio, i bacini dei Laghi di Bolsena e Bracciano nella parte Nord e la bonifica Pontina nella parte Sud, per una estensione complessiva di circa 5761 kmq. L'area di interesse si colloca nel Bacino Regionale Nord che

include la parte occidentale della Provincia di Viterbo ed una porzione della Provincia di Roma.

È stata prodotta la cartografia delle aree sottoposte a tutela idrogeologica (Tavola 2 del PAI) dove si riportano:

- le aree sottoposte a tutela per pericolo di inondazione;
- le aree sottoposte a tutela per pericolo di frana;
- aree di attenzione per pericolo di frana e d'inondazione.

La Figura 2.4.2 riporta lo stralcio di tale carta per l'area della centrale, dalla quale si evince che **nell'ambito della stessa non sono presenti specifici fenomeni di pericolosità idraulica e/o idrogeologica.**

Si segnala che il corso d'acqua più vicino alla centrale soggetto a tutela è il Fosso del Prete, per il quale non si segnalano specifiche aree di pericolosità.



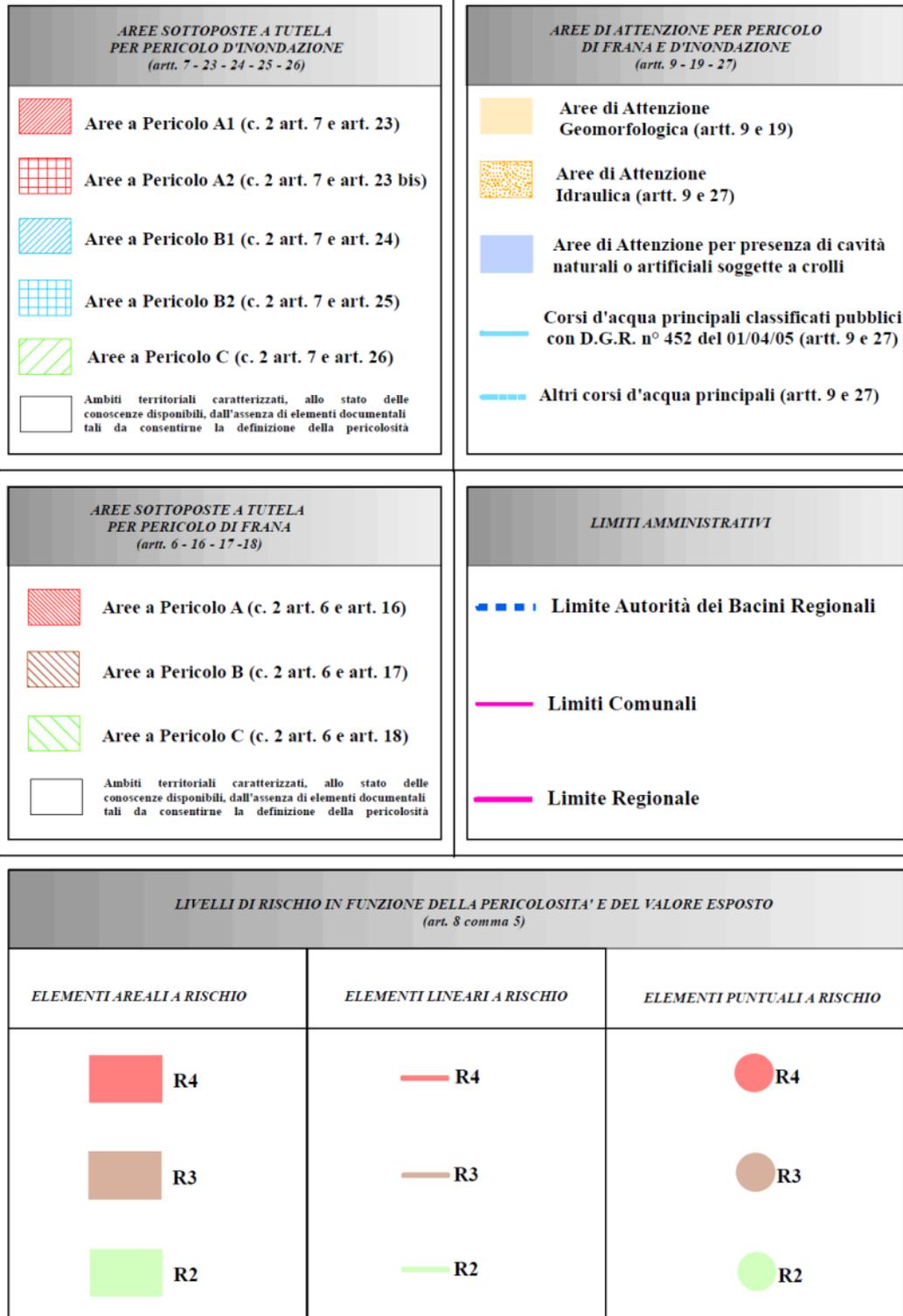


Figura 2.4.2 – Stralcio della Tavola 2 - Aree sottoposte a tutela per dissesto idrogeologico per l'area di interesse

2.4.4.2 Piano di gestione del rischio alluvioni

Il Piano di Gestione del Rischio di Alluvioni (P.G.R.A.) è un nuovo strumento di pianificazione previsto nella legislazione comunitaria dalla Direttiva 2007/60/CE relativa alla valutazione e gestione del rischio di alluvioni, recepita nell'ordinamento italiano con il D.Lgs. 49/2010.

La Dir. 2007/60/CE (detta anche Direttiva Alluvioni) si inserisce all'interno di un percorso di politiche europee in tema di acque iniziato con la Direttiva quadro 2000/60/CE che si prefigge l'obiettivo di salvaguardare e tutelare i corpi idrici superficiali e sotterranei e di migliorare la qualità della risorsa, con la finalità di raggiungere il buono stato ambientale in tutti i corpi idrici europei.

In tal senso la Direttiva e il D.Lgs. n.49/2010 disciplinano le attività di valutazione e di gestione dei rischi articolandole in tre fasi:

- Fase 1 - Valutazione preliminare del rischio di alluvioni (entro il 22 settembre 2011);
- Fase 2 - Elaborazione di mappe della pericolosità e del rischio di alluvione (entro il 22 giugno 2013);
- Fase 3 - Predisposizione ed attuazione di piani di gestione del rischio di alluvioni (entro dicembre 2015);
- Fasi successive - Aggiornamenti del Piano di gestione (2018, 2019, 2021).

Con il D.Lgs. n. 219 del 10 dicembre 2010 è stato disposto che siano le autorità di Bacino di rilievo nazionale di cui alla legge 183/1989 e le Regioni a provvedere all'adempimento degli obblighi previsti dal D.Lgs. n. 49/2010. Alle autorità di bacino nazionali sono state inoltre attribuite funzioni di coordinamento nell'ambito del distretto idrografico di appartenenza.

Il territorio laziale è ricompreso nei seguenti distretti idrografici:

- Distretto Idrografico dell'Appennino Settentrionale, relativamente al bacino idrografico del fiume Fiora (bacino interregionale);
- *Distretto Idrografico dell'Appennino Centrale*, relativamente alla maggior parte del territorio regionale compreso nei bacini idrografici del fiume Tevere (bacino nazionale) e del fiume Tronto (bacino interregionale) nonché nei bacini regionali, cui fa parte il sito in esame;
- Distretto Idrografico dell'Appennino Meridionale, relativamente al bacino idrografico dei fiumi Liri-Garigliano (bacino nazionale).

L'Autorità dei bacini regionali del Lazio ha predisposto il "progetto di Piano di Gestione del Rischio Alluvioni dell'UoM Autorità dei bacini regionali del Lazio" datato 30 novembre 2015.

Il Piano redige le mappe di pericolosità dove si distinguono:

- a) aree a pericolosità P1 relative ad alluvioni rare di estrema intensità: con bassa probabilità (tempo di ritorno 500 anni);
- b) aree a pericolosità P2 relative ad alluvioni poco frequenti con media probabilità (tempo di ritorno fra 100 e 200 anni);
- c) aree a pericolosità P3 relative ad alluvioni frequenti con elevata probabilità (tempo di ritorno fra 20 e 50 anni).

Come si vede nella figura seguente, l'area della centrale non interessa aree di pericolosità.

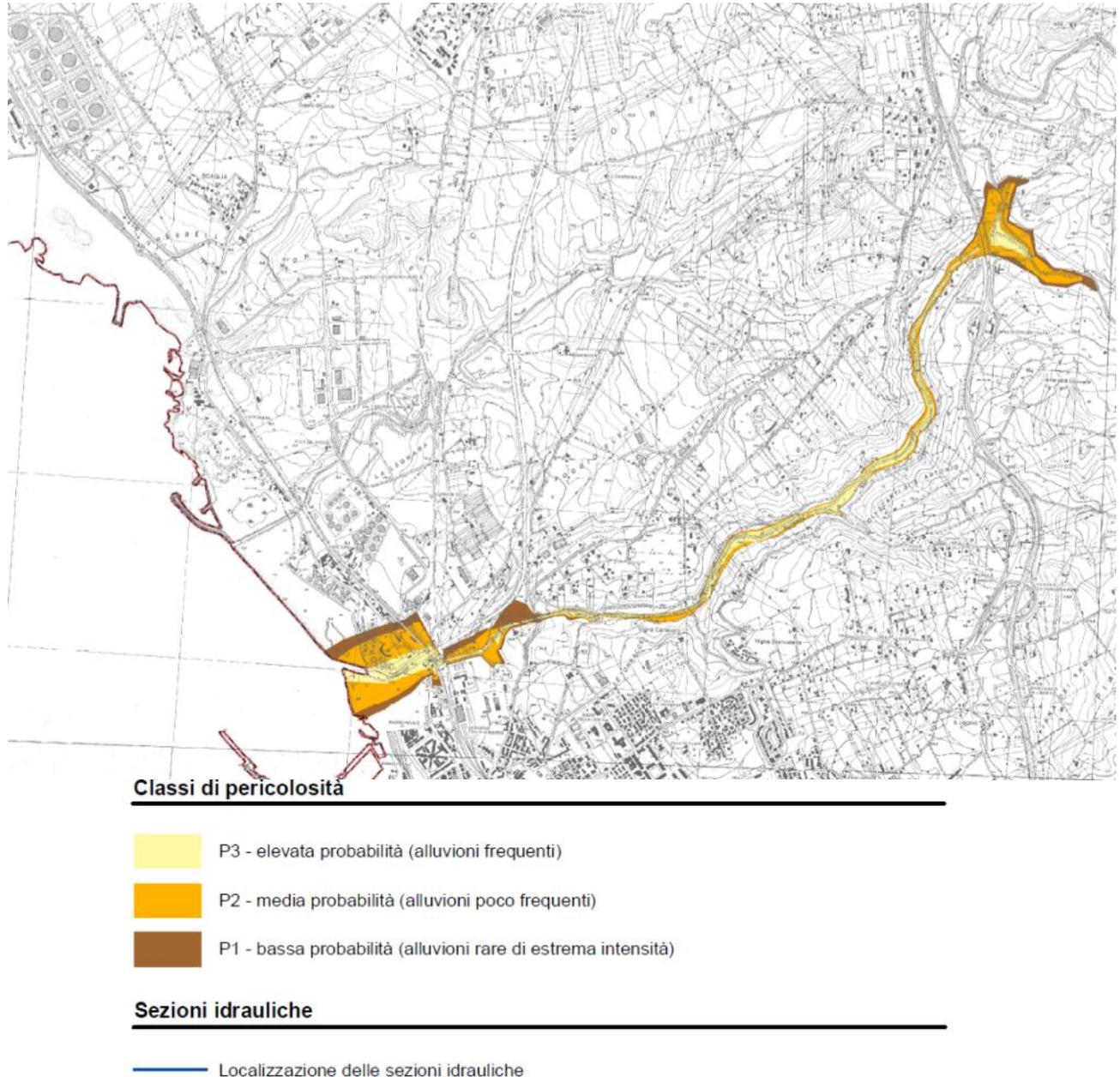


Figura 2.4.3 – Stralcio della Mappa di Pericolosità Tav 14

Le mappe del rischio, invece, sono il risultato del prodotto della pericolosità e del danno potenziale in corrispondenza di un determinato evento:

$$R = P \times E \times V = P \times D_p$$

Ove:

- P (pericolosità): probabilità di accadimento, all'interno di una certa area e in un certo intervallo di tempo, di un fenomeno naturale di assegnata intensità;
- E (elementi esposti): persone e/o beni (abitazioni, strutture, infrastrutture, ecc.) e/o attività (economiche, sociali, ecc.) esposte ad un evento naturale;
- V (vulnerabilità): grado di capacità (o incapacità) di un sistema/elemento a resistere all'evento naturale;
- D_p (danno potenziale): grado di perdita prevedibile a seguito di un fenomeno naturale di data intensità, funzione sia del valore che della vulnerabilità dell'elemento esposto;
- R (rischio): numero atteso di vittime, persone ferite, danni a proprietà, beni culturali e ambientali, distruzione o interruzione di attività economiche, in conseguenza di un fenomeno naturale di assegnata intensità.

Negli elaborati cartografici in scala 1:10.000 denominati "mappa del rischio ai sensi del dell'art. 6 del D.Lgs 23/02/2010 n. 49" sono riportate le aree a rischio secondo la classificazione del DPCM 29 settembre 1998 distinte in:

- R4 (rischio molto elevato);
- R3 (rischio elevato);
- R2 (rischio medio);
- R1 (rischio moderato o nullo).

Per tali aree a rischio si sono fornite le informazioni indicate dalla normativa relative alla presenza di elementi vulnerabili.

Nell'area della centrale si registra l'assenza di effettiva pericolosità o rischio del sistema idrico dell'area.

2.4.4.3 Piano di tutela delle acque della Regione Lazio (PTAR)

Il Piano di Tutela delle Acque (PTA) della Regione Lazio è stato approvato con Deliberazione del Consiglio Regionale n. 42 del 27 settembre 2007 (Supplemento ordinario al "Bollettino Ufficiale" n. 3 n. 34 del 10 dicembre 2007). Il PTA si pone l'obiettivo di perseguire il mantenimento dell'integrità della risorsa idrica, compatibilmente con gli usi della risorsa stessa e delle attività socio-economiche delle popolazioni del Lazio. Contiene, oltre agli interventi volti a garantire il raggiungimento e il mantenimento degli obiettivi del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii., le misure necessarie alla tutela qualitativa e quantitativa del sistema idrico.

Il Piano di Tutela Regionale delle acque si articola in:

- Norme di attuazione del Piano
- Sintesi del piano, definizione degli interventi e normativa di riferimento

- Bacini idrografici e schede riassuntive per bacino
- Geologia, Idrogeologia e Vulnerabilità del Territorio
- Relazione Vegetazionale
- Pressione Antropica, Inquinamento Puntuale, Aree a specifica tutela
- Qualità dei Corpi Idrici
- Tavole di piano
- Atlante dei Bacini Idrografici.

Il Piano di Tutela delle Acque individua (art. 2 delle NTA):

- a) lo stato dei corpi idrici superficiali (interni, marini e di transizione) e profondi;
- b) i corpi idrici soggetti a particolare tutela;
- c) le norme per il perseguimento della qualità dei corpi idrici;
- d) le misure necessarie per il perseguimento della qualità dei corpi idrici in generale ed in particolare di quelli definiti al precedente punto b);
- e) le priorità e la temporalità degli interventi al fine del raggiungimento degli obiettivi entro i tempi stabiliti dalla normativa.

La centrale si colloca nell'ambito del Bacino n. 8 del Mignone-Arrone Sud. L'area della centrale non interessa direttamente nessun corso d'acqua significativo.

Sulla base dell'art. 9 delle NTA, sono aree a specifica tutela le porzioni di territorio nelle quali devono essere adottate particolari norme per il perseguimento degli specifici obiettivi di salvaguardia dei corpi idrici:

- aree sensibili, come definite all'articolo 91 del D.Lgs. 3 aprile 2006, n. 152 e ss.mm.ii.;
- zone vulnerabili da nitrati di origine agricola di cui all'articolo 92 del D.Lgs. 3 aprile 2006, n. 152 e ss.mm.ii.;
- zone vulnerabili da prodotti fitosanitari di cui all'articolo 93 del D.Lgs. 3 aprile 2006, n. 152 e ss.mm.ii.;
- aree di salvaguardia delle acque destinate al consumo umano di cui all'articolo 94 del D.Lgs. 3 aprile 2006, n. 152 e ss.mm.ii.;
- aree sottoposte a tutela quantitativa di cui all'articolo 95 del D.Lgs. 3 aprile 2006, n.152 e ss.mm.ii..

L'area della Centrale non si colloca in nessuna delle zone sopra evidenziate (Figura 2.4.4).

Il Piano contiene, oltre agli interventi volti a garantire il raggiungimento e il mantenimento degli obiettivi del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii., le misure necessarie alla tutela qualitativa e quantitativa del sistema idrico. Gli interventi previsti sono tesi al controllo delle possibili forme di inquinamento in territori tutelati, alla corretta gestione degli impianti di depurazione e al risparmio idrico, nonché al risanamento delle zone di balneazione.



Legenda



Figura 2.4.4 - Stralcio della Tavola di PTAR 2007: tutele per l'area di interesse.

Con delibera DGR n. 819 del 28/12/2016 è stato adottato l'aggiornamento del Piano di Tutela delle Acque Regionali (PTAR). Il Piano è così articolato:

- a) Quadro programmatico e procedurale di riferimento;
- b) Inquadramento territoriale del piano;
- c) Quadro delle pressioni e degli impatti;
- d) Qualità ambientale dell'ecosistema acqua;
- e) Obiettivi del Piano;
- f) Programma delle misure;

- g) Valutazione economica ed ambientale del programma delle misure;
- h) Obiettivi del Piano e programma di attuazione delle relative misure;
- i) Analisi economica.

Allegati:

1. Allegati ai capitoli;
2. Tavole di Piano;
3. Atlante dei Bacini;
4. Norme di attuazione;
5. Rapporto Ambientale;
6. Sintesi non tecnica.

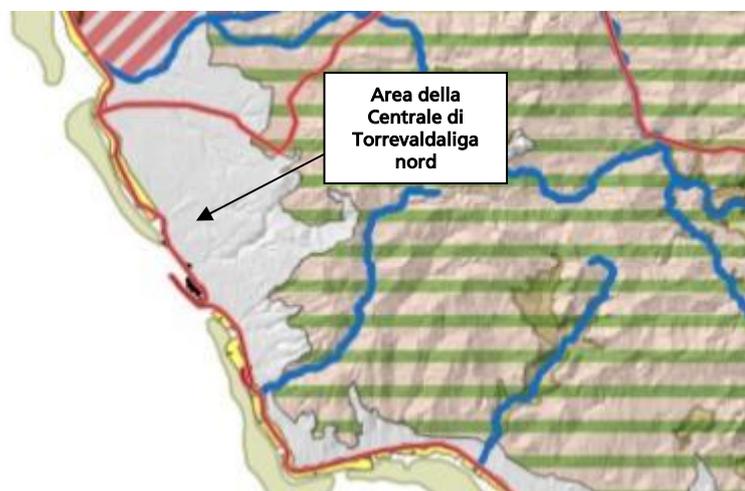
L'obiettivo principale definito dalla normativa europea e nazionale e quello di conseguire entro dicembre 2015 un "buono stato" per tutte le acque della regione, comprese le acque dolci, di transizione (foci dei fiumi) e quelle costiere.

L'aggiornamento del PTAR deve quindi prevedere misure in grado di garantire che entro il 2015:

1. Sia mantenuto o raggiunto per i corpi idrici significativi superficiali e sotterranei l'obiettivo di qualità ambientale corrispondente allo stato di "buono";
2. Sia mantenuto, ove già esistente, lo stato di qualità ambientale "elevato";
3. Siano mantenuti o raggiunti gli obiettivi di qualità per specifica destinazione per i corpi idrici a specifica destinazione costituiti da:
 - a) le acque dolci superficiali destinate alla produzione di acqua potabile;
 - b) le acque destinate alla balneazione;
 - c) le acque dolci che richiedono protezione e miglioramento per essere idonee alla vita dei pesci;
 - d) le acque destinate alla vita dei molluschi.
4. Le acque ricadenti nelle aree protette siano conformi agli obiettivi e agli standard di qualità previsti dalla normativa.

La Regione può motivatamente prorogare il termine del 23 dicembre 2015 per poter conseguire gradualmente gli obiettivi dei corpi idrici; la proroga dei termini e le relative motivazioni devono essere espressamente indicate nell'aggiornamento del PTAR e non possono superare il periodo corrispondente a due ulteriori aggiornamenti del PTAR (2021 e 2027).

La seguente figura riporta uno stralcio della tavola aggiornata inerente le zone di protezione e tutela ambientale da cui si evince come l'area di studio non si collochi in alcuna di esse.



Legenda

- | | |
|-------------------------------------|-------------------------------------|
| Province | Parchi |
| Aree di balneazione | Siti di interesse comunitario (SIC) |
| Aree di protezione risorsa potabile | Zone di protezione speciale (ZPS) |
| Aree di rispetto risorsa potabile | Aree sensibili |
| | Zone di protezione nitrati |

Figura 2.4.5 - Stralcio della Tavola 2.10 di PTAR 2016: zone di protezione e tutela ambientale

Come già esposto nel Piano del 2007, la centrale si colloca nell'ambito del Bacino n. 8 del Mignone-Arrone Sud. Il bacino del Mignone-Arrone Sud è suddiviso in tre sottobacini funzionali e comprende la serie di piccoli corsi d'acqua che drenano i Monti della Tolfa e il versante occidentale del Vulcano Sabatino. L'area della centrale non interessa direttamente nessun corso d'acqua significativo. Come si evince dalla figura seguente, il Piano si pone come deadline di completamento delle misure di miglioramento della qualità del bacino stesso il 2021.



Legenda

Bacini idrografici	OBIETTIVI
Corpi idrici fluviali	miglioramento / deroga
Aree urbanizzate	mantenimento / ob 2021
Province	miglioramento / ob 2021
Capoluoghi di provincia	miglioramento / ob 2027

Figura 2.4.6 - Stralcio della Tavola 6.1 di PTAR 2016: Piano di tutela – obiettivi di qualità ambientale

Il progetto in esame, come già esposto, non interferisce con alcun corso d'acqua significativo e in più prevede, sia nelle configurazioni intermedie (Fasi 1 e 2) che in quella definitiva, una riduzione dello scarico a mare.

2.4.4.4 Piano di gestione delle acque del Distretto Idrografico dell'Appennino Centrale

La Direttiva Quadro Acque (Direttiva 2000/60/CE) ha istituito un quadro per la protezione delle acque ed ha introdotto un approccio innovativo nella legislazione europea in materia di acque, tanto dal punto di vista ambientale, quanto amministrativo-gestionale.

La direttiva persegue obiettivi ambiziosi:

- impedire un ulteriore deterioramento delle acque, proteggere e migliorare lo stato degli ecosistemi acquatici e degli ecosistemi terrestri e delle zone umide direttamente dipendenti dagli ecosistemi acquatici sotto il profilo del fabbisogno idrico;
- agevolare un utilizzo idrico sostenibile fondato sulla protezione a lungo termine delle risorse idriche disponibili;

- mirare alla protezione rafforzata e al miglioramento dell'ambiente acquatico, anche attraverso misure specifiche per la graduale riduzione degli scarichi, delle emissioni e delle perdite di sostanze prioritarie e l'arresto o la graduale eliminazione degli scarichi, delle emissioni e delle perdite di sostanze pericolose prioritarie;
- assicurare la graduale riduzione dell'inquinamento delle acque sotterranee e impedirne l'aumento;
- contribuire a mitigare gli effetti delle inondazioni e della siccità

La Direttiva stabilisce che la principale unità per la gestione dei bacini idrografici è il distretto idrografico. Relativamente ad ogni distretto, deve essere predisposto un programma di misure che tenga conto delle analisi effettuate e degli obiettivi ambientali fissati dalla Direttiva, con lo scopo ultimo di raggiungere uno "stato buono" di tutte le acque entro il 2015 (salvo casi particolari espressamente previsti dalla Direttiva).

I programmi di misure sono indicati nel Piano di Gestione che rappresenta pertanto lo strumento operativo di programmazione, di attuazione e monitoraggio delle misure per la protezione, il risanamento e il miglioramento dei corpi idrici.

Il riesame del Piano di Gestione implica il controllo del progressivo avvicinamento agli obiettivi ambientali prefissati e la conseguente definizione di una strategia d'azione differenziata nel caso di raggiungimento o meno degli obiettivi.

In attuazione di quanto previsto all'art. 13 della direttiva 2000/60/CE e ai sensi dell'art. 1, comma 3-bis del decreto-legge 30 dicembre 2009, n.208, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 febbraio 2009, n. 13, con deliberazione n.1 del 24 febbraio 2010, il Comitato Istituzionale dell'Autorità di Bacino del Fiume Tevere, ha adottato il Piano di Gestione del Distretto Idrografico dell'Appennino Centrale con la delibera n.1 del 24 febbraio 2010. Il Progetto di aggiornamento PP.2 del Piano è stato approvato dal Comitato Tecnico integrato del 17 dicembre 2014 e sottoposto alle decisioni del Comitato Istituzionale integrato nella seduta del 22 dicembre 2014.

La centrale si colloca nel Bacino Idrografico Mignone-Arrone Sud e non interessa nessun corso d'acqua superficiale soggetto alle norme del Piano. Il corso d'acqua più vicino (ubicato a oltre 3 km a sud dal sito della centrale) è il Fosso Marangone 1.

Non sono previste pertanto misure di piano che possano interessare il sito della centrale.

2.4.4.5 Piano di gestione dei rifiuti del Lazio

Il Piano di Gestione dei Rifiuti della Regione Lazio oggi vigente è stato approvato con Deliberazione del Consiglio Regionale n. 12 del 18/01/2012.

Nell'ambito del suddetto piano per i rifiuti speciali è stata condotta prima una disamina sullo stato di fatto della loro gestione sul territorio e poi un'analisi di dettaglio per specifiche tipologie di rifiuto.

In termini di obiettivi, ricordando che la gestione dei flussi di rifiuti speciali non è soggetta al principio di autosufficienza di smaltimento all'interno di ambiti territoriali ottimali, prevista invece per i rifiuti urbani, in quanto segue regole di libero mercato, il piano si propone come elemento sostanziale quello di garantire, per quanto possibile il principio di prossimità, ovvero di recuperare, trattare e smaltire i rifiuti in impianti il più vicino possibile ai luoghi di produzione del rifiuto.

Nel gennaio 2019 la Regione ha pubblicato quelle che sono le linee strategiche del nuovo piano regionale dei Rifiuti che è in fase di redazione.

Nelle suddette linee strategiche, la definizione dello scenario di gestione dei rifiuti speciali considera lo stato di attuazione dell'attuale pianificazione regionale e provinciale e le criticità intervenute e gli obiettivi riguarderanno principalmente:

- la riduzione della pericolosità dei rifiuti, riciclo di materia, recupero di energia e riduzione del fabbisogno di discarica;
- il conseguimento dell'obiettivo di prossimità degli impianti e, nei limiti della convenienza tecnico-economica e ambientale, di autosufficienza;
- la conformità degli impianti di trattamento agli standard di miglior tecnologia (*Best Available Techniques*);
- l'eliminazione di smaltimenti impropri e abusivi;
- la minimizzazione degli impatti ambientali locali e globali del sistema di gestione dei rifiuti.

Sulla base dell'analisi condotta, il Piano Regionale si doterà di una ricognizione e valutazione sulle potenzialità di valorizzazione, attraverso riciclo o recupero (energetico, agronomico o paesaggistico), dei flussi di rifiuto speciale (in particolare non pericolosi) prodotti e dei flussi smaltiti a discarica. Obiettivo sostanziale in tal caso è la riduzione dello smaltimento finale dei rifiuti attraverso il riutilizzo, il riciclo e le diverse forme di recupero.

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.

2.4.4.6 Piano di risanamento della qualità dell'aria del Lazio

Il Piano di risanamento della qualità dell'aria è lo strumento di pianificazione con il quale la Regione dà applicazione alla direttiva 96/62/CE, direttiva madre "in materia di valutazione e di gestione della qualità dell'aria ambiente e alle successive direttive integrative.

La Regione Lazio è dotata di Piano di risanamento della Qualità dell'Aria, approvato con deliberazione del Consiglio Regionale 10 dicembre 2009, n. 66.

In accordo con quanto prescritto dalla normativa persegue due obiettivi generali:

- risanamento della qualità dell'aria nelle zone dove si sono superati i limiti previsti dalla normativa o vi è un forte rischio di superamento,
- mantenimento della qualità dell'aria nel restante territorio,

attraverso misure di contenimento e di riduzione delle emissioni da traffico, industriali e diffuse, che portino a conseguire il rispetto dei limiti imposti dalla normativa, ma anche a mantenere anzi a migliorare la qualità dell'aria ambiente nelle aree del territorio dove non si rilevano criticità.

Il Piano detta norme specifiche ed azioni ai fini del raggiungimento degli obiettivi, classificando il territorio regionale ai fini dell'adozione dei provvedimenti del Piano. Il **Comune di Civitavecchia ricade in Zona B**, che l'art. 3 delle Norme del Piano definisce come:

"la zona B comprende i comuni classificati in classe 2 [ex DGR 767/2003] dove è accertato, sia con misure dirette o per risultato di un modello di simulazione, l'effettivo superamento o l'elevato rischio di superamento, del limite da parte di almeno un inquinante. In questa zona sono previsti i piani di azione per il risanamento della qualità dell'aria, ai sensi dell'art. 8 del d.lgs. 351/99."

All'interno delle Norme del Piano sono individuati nell'art. 6 i *"Provvedimenti per la riduzione delle emissioni di impianti di combustione ad uso industriale"*; in particolare recita:

*"1) Gli impianti di combustione industriale per la produzione di energia a fini termici o elettrici, di nuova realizzazione o sottoposti a modifiche sostanziali o soggetti a rinnovo di autorizzazione rilasciata in data anteriore al 1988, devono corrispondere alle **migliori tecniche disponibili**.*

2) Gli impianti esistenti devono essere alimentati con i combustibili previsti dal d.lgs. 152/2006, Parte V, Titolo III, che disciplina le caratteristiche merceologiche dei combustibili aventi rilevanza ai fini dell'inquinamento atmosferico, nonché le caratteristiche tecnologiche degli impianti di combustione. Nei nuovi impianti è vietata l'utilizzazione di combustibili con contenuto in zolfo superiore allo 0,3 %; negli impianti esistenti l'utilizzazione di combustibili con contenuto in zolfo superiore allo 0,3 % può essere autorizzata per motivi tecnici in via eccezionale dalla Provincia qualora sia dimostrato, sulla base di modelli di diffusione, che dalla ricaduta dei fumi non siano interessati centri abitati. In questo caso il proponente dovrà stimare con un modello di simulazione della dispersione degli inquinanti, conforme alla procedura tecnica n 2 dell'allegato 2, ed alimentato con un anno di informazioni meteorologiche prodotte da ARPA LAZIO, il comportamento dell'impianto. [...]

*7) Gli enti e le società che producono e distribuiscono a terzi energia elettrica e/o termica, oltre agli obblighi di cui al presente articolo, hanno l'obbligo di **verificare la possibilità***

tecnica dell'impianto e la presenza di un'adeguata utenza termica (richiesta di acqua calda e/o di vapore e/o di raffrescamento) circostante, al fine di convertire l'impianto limitato alla sola produzione di energia elettrica e/o termica in impianti di cogenerazione o trigenerazione. La verifica sarà considerata positiva se sussistono le condizioni tecniche impiantistiche e una significativa riduzione delle emissioni complessive dell'area di pertinenza degli impianti di produzione di energia e dell'utenza. Qualora la verifica del punto abbia dato esiti positivi la società deve predisporre un progetto e procedere alla sua pubblicizzazione presso l'utenza al fine di sottoscrivere dei protocolli per la realizzazione del progetto medesimo.

8) L'adeguamento degli impianti alle norme del presente articolo deve avvenire entro il 31 dicembre 2010."

L'art. 11 individua i compiti della Regione che, per quanto concerne gli impianti di produzione di energia:

"1) La Regione nell'ambito delle proprie competenze, provvede a:

[...]

b. incentivare il ricorso a fonti di energia rinnovabile o assimilata ai fini del soddisfacimento del fabbisogno energetico per il riscaldamento, il condizionamento, l'illuminazione e la produzione di acqua calda sanitaria degli edifici;

[...]

*d. incentivare l'applicazione di **soluzioni tecnologiche avanzate** atte a conseguire emissioni inferiori a quelle stabilite per legge o dalle presenti norme;*

[...]

f. promuovere iniziative volte alla costruzione di piattaforme energetiche industriali di fornitura centralizzata di energia elettrica e termica a vari livelli entalpici, purché l'iniziativa: - conduca ad una emissione complessiva della zona industriale non superiore a quella attuale; - produca una qualità dell'aria in un arco di 50 km dal punto di emissione migliore a quella attuale - conduca, se possibile tecnicamente, alla fornitura di energia termica all'utenza civile circostante con conseguente e documentata diminuzione delle emissioni delle utenze civili stesse."

Con riferimento agli interventi di rifacimento della Centrale ENEL Torvaldaliga nord che prevedono l'implementazione di nuovi gruppi termoelettrici a gas naturale si evidenzia che:

- si tratta di impianti di ultima generazione, le cui prestazioni ambientali sono in linea con le migliori tecniche disponibili di settore, che permetteranno una riduzione delle emissioni di gas serra;

- come tutti gli impianti ENEL, la Centrale di Torrevaldaliga nord è sottoposta a certificazioni ambientali che assicurano il mantenimento nel tempo di un livello di eccellenza ambientale. Si evidenzia che la Centrale di ENEL Torrevaldaliga nord è certificata EMAS: tale certificazione è uno strumento volontario creato dalla Comunità europea al quale possono aderire le organizzazioni (aziende, enti pubblici, ecc.) per valutare e migliorare le proprie prestazioni ambientali e fornire al pubblico e ad altri soggetti interessati informazioni sulla propria gestione ambientale. Esso rientra tra gli strumenti volontari attivati nell'ambito del V Programma d'azione della UE a favore dell'ambiente. Scopo prioritario dell'EMAS è contribuire alla realizzazione di uno sviluppo economico sostenibile, ponendo in rilievo il ruolo e le responsabilità delle imprese.

Per quanto illustrato il progetto proposto risulta allineato alle disposizioni del Piano in esame.

2.4.5 Coerenza del progetto con la pianificazione di interesse

Nel seguito si propone uno schema di sintesi relativo alla compatibilità rilevata tra progetto e pianificazione di interesse.

Pianificazione	Coerenza
<i>Piano stralcio per l'Assetto Idrogeologico</i>	Nell'area della Centrale non sono presenti specifici fenomeni di pericolosità idraulica e/o idrogeologica. Il progetto pertanto non evidenzia incompatibilità col Piano.
<i>Piano di gestione del rischio alluvioni</i>	Nell'area della Centrale si registra l'assenza di effettiva pericolosità o rischio del sistema idrico dell'area. Il progetto pertanto non evidenzia incompatibilità col Piano.
<i>Piano di gestione delle acque del Distretto Idrografico dell'Appennino Centrale</i>	La centrale si colloca nel Bacino Idrografico Mignone-Arrone Sud e non interessa nessun corso d'acqua superficiale soggetto alle norme del Piano. Non sono previste pertanto misure di piano che possano interessare il sito della centrale.
<i>Piano di Gestione dei Rifiuti della Regione Lazio</i>	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.
<i>Piano di tutela delle acque della Regione Lazio</i>	Il progetto, non interessando nessun corso d'acqua significativo né zone di protezione e tutela ambientale, risulta coerente col Piano.
<i>Piano di qualità dell'aria della Regione Lazio</i>	Il progetto proposto risulta allineato alle disposizioni del Piano in quanto è allineato alle migliori tecniche disponibili e permetterà una riduzione delle emissioni.

2.5 Strumenti di programmazione e pianificazione locale

2.5.1 Piano Regolatore Generale di Civitavecchia

La Centrale si trova nel Comune di Civitavecchia che è dotato di Piano Regolatore Generale elaborato nel 1968 ed è stato oggetto di numerose varianti nel corso degli anni, fino all'ultima variante strutturale approvata nel corso dell'anno 2005.

Di seguito si riporta uno stralcio della zonizzazione relativa all'area intorno alla Centrale, definita come zona omogenea denominata "Centrale Enel". Il progetto in esame non prevede un cambio del sedime della Centrale né un cambio di destinazione d'uso; non comportando modifiche delle destinazioni previste dal Piano stesso, il progetto risulta conforme agli strumenti di Piano.

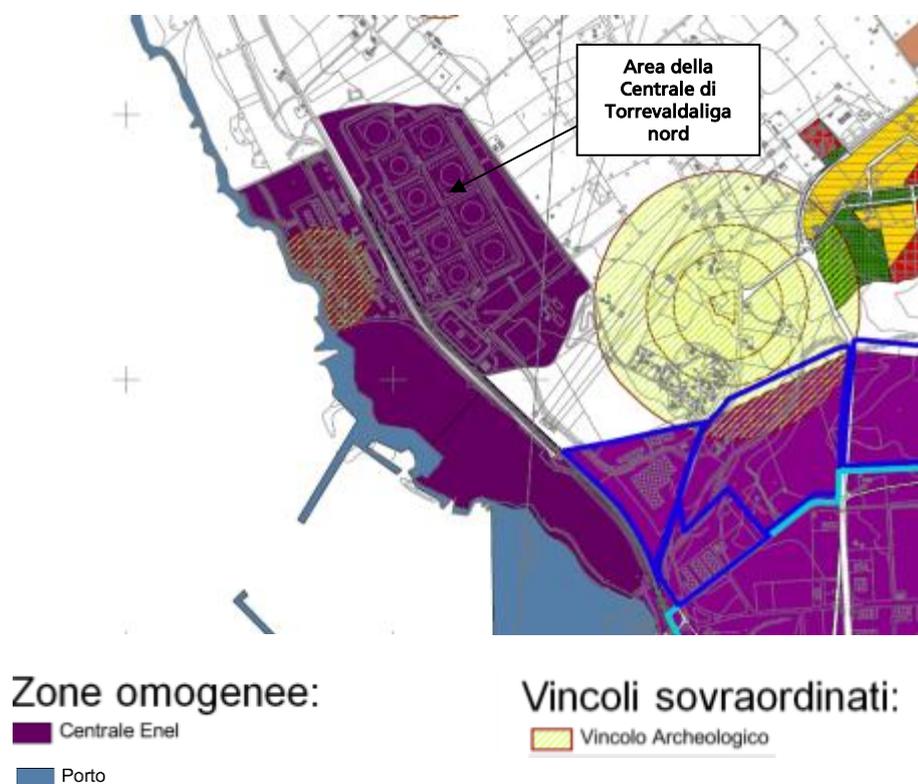


Figura 2.5.1 – Stralcio dell'azonamento del PRGC

2.5.2 Piano di Zonizzazione Acustica Comunale del comune di Civitavecchia

Il Comune di Civitavecchia ha approvato la classificazione acustica del proprio territorio, con Delibera del Consiglio Comunale n. 102 del 28/12/2006. La classificazione acustica attribuita all'area della Centrale e alla zona circostante gli impianti termoelettrici di Torrevaldaliga è riportata in Figura 2.5.2. L'area su cui insistono gli impianti termoelettrici è stata assegnata alla Classe VI (Aree esclusivamente industriali) e l'area immediatamente circostante, anche lungo il litorale, alla Classe V (aree prevalentemente industriali).

I valori di qualità di cui all'art. 2, comma 1, lettera h), della legge 26 ottobre 1995, n. 447, sono indicati nella tabella D del DPCM 14/11/97, nel seguito riportata.

classi di destinazione d'uso del territorio	Valori di qualità – Leq in dBA	
	Tempo di riferimento diurno (06.00-22.00)	Tempo di riferimento notturno (22.00-06.00)
I aree particolarmente protette	47	37
II aree prevalentemente residenziali	52	42
III aree di tipo misto	57	47
IV aree di intensa attività umana	62	52
V aree prevalentemente industriali	67	57
VI aree esclusivamente industriali	70	70

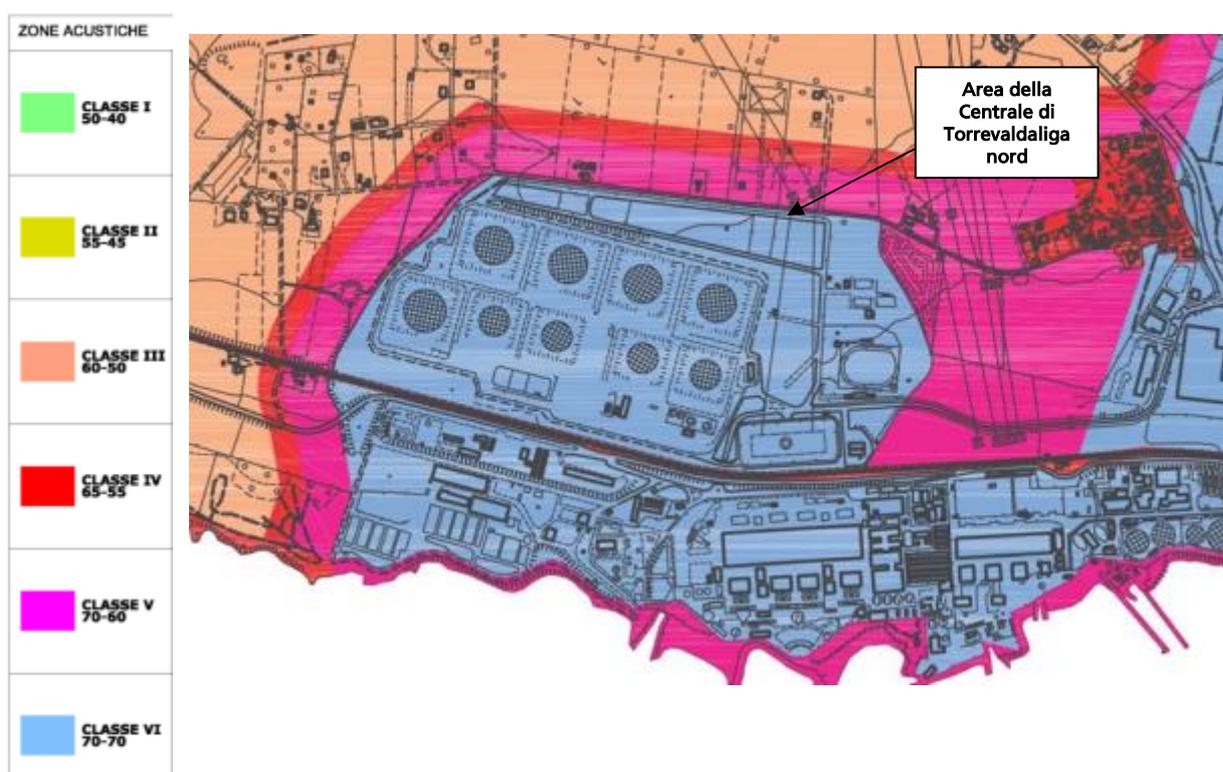


Figura 2.5.2 – Sito di Torrevaldaliga: stralcio della classificazione acustica comunale per l'area circostante la centrale

2.5.3 Coerenza del progetto con gli strumenti urbanistici comunali

Nel seguito si propone uno schema di sintesi relativo alla compatibilità rilevata tra progetto e pianificazione di interesse.

Pianificazione	Coerenza
<i>Strumenti urbanistici comunali</i>	Il progetto in esame non prevede un cambio del sedime della Centrale nè un cambio di destinazione d'uso pertanto il progetto risulta conforme agli strumenti di Piano.

Pianificazione	Coerenza
<i>Piano di Zonizzazione acustica</i>	L'area della Centrale si colloca in zona classificata in classe VI - "aree esclusivamente industriali" aree con forte specializzazione funzionale a carattere esclusivamente industriale-artigianale; in tale contesto vanno ricompresi anche gli edifici pertinenziali all'attività produttiva, pertanto il progetto in esame non si pone in contrasto con la classificazione acustica del territorio comunale.

2.6 Regime vincolistico

2.6.1 Patrimonio culturale (D. Lgs. 42/2004)

Ai sensi dell'art. 2 del D.Lgs. 42/2004 "Codice dei beni culturali e del paesaggio"⁷, il patrimonio culturale è costituito dai beni paesaggistici e dai beni culturali. In particolare sono definiti "beni paesaggistici" gli immobili e le aree indicati all'articolo 134, costituenti espressione dei valori storici, culturali, naturali, morfologici ed estetici del territorio, e gli altri beni individuati dalla legge o in base alla legge. Sono invece "beni culturali" le cose immobili e mobili che, ai sensi degli articoli 10 e 11, presentano interesse artistico, storico, archeologico, etnoantropologico, archivistico e bibliografico e le altre cose individuate dalla legge o in base alla legge quali testimonianze aventi valore di civiltà.

I beni del patrimonio culturale di appartenenza pubblica sono destinati alla fruizione della collettività, compatibilmente con le esigenze di uso istituzionale e sempre che non vi ostino ragioni di tutela.

2.6.1.1 Beni paesaggistici (artt. 136 e 142)

La Parte terza del D.Lgs. 42/2004 raccoglie le disposizioni sulla tutela e la valorizzazione dei beni paesaggistici.

Il Codice definisce che il Ministero per i beni e le attività culturali ha il compito di individuare le linee fondamentali dell'assetto del territorio nazionale per quanto riguarda la tutela del paesaggio, con finalità di indirizzo della pianificazione (art.145).

Le regioni devono assicurare l'adeguata protezione e valorizzazione del paesaggio, tramite l'approvazione di piani paesaggistici (o piani urbanistico-territoriali con specifica considerazione dei valori paesaggistici) estesi a tutto il territorio regionale e non solo, sulle aree tutelate *ope legis*, in attesa dell'approvazione del piano (articolo 142) e sulle località dichiarate di notevole interesse pubblico, come prescriveva il Testo Unico (Decreto Legislativo numero 490 del 29 ottobre 1999). Le previsioni dei piani paesaggistici sono, quindi, cogenti per gli strumenti urbanistici di comuni, città metropolitane e province e sono immediatamente prevalenti sulle disposizioni difformi eventualmente contenute

⁷ Pubblicato nel Supplemento Ordinario n. 28 della Gazzetta Ufficiale n. 45 del 24 febbraio 2004 e successivamente modificato ed integrato dai Decreti Legislativi n.156 e n.157 del 24 marzo 2006 e dai Decreti Legislativi n.62 e n.63 del 26 marzo 2008, entrati in vigore il 24 aprile 2008.

negli strumenti urbanistici, che devono essere adeguati entro due anni dall'entrata in vigore del Decreto. Il Codice attribuisce al piano paesaggistico un triplice contenuto: conoscitivo, prescrittivo e propositivo.

Una novità rilevante è costituita dalla previsione che Regioni e Ministero dei Beni Ambientali e Culturali stipulino accordi per l'elaborazione d'intesa dei piani paesaggistici o per la verifica e l'adeguamento dei piani paesaggistici già approvati ai sensi dell'articolo 149 del Testo Unico.

Ai sensi dell'art. 136, comma 1 sono sottoposti a vincolo:

- a) le cose immobili che hanno cospicui caratteri di bellezza naturale, singolarità geologica o memoria storica, ivi compresi gli alberi monumentali;
- b) le ville, i giardini e i parchi, non tutelati dalle disposizioni della Parte seconda del Codice, che si distinguono per la loro non comune bellezza;
- c) i complessi di cose immobili che compongono un caratteristico aspetto avente valore estetico e tradizionale, inclusi i centri ed i nuclei storici;
- d) le bellezze panoramiche e così pure quei punti di vista o di belvedere, accessibili al pubblico, dai quali si goda lo spettacolo di quelle bellezze.

Ai sensi dell'art. 142, comma 1 sono inoltre sottoposti a vincolo:

- a) i territori costieri compresi in una fascia della profondità di 300 metri dalla linea di battigia, anche per i terreni elevati sul mare;
- b) i territori contermini ai laghi compresi in una fascia della profondità di 300 metri dalla linea di battigia, anche per i territori elevati sui laghi;
- c) i fiumi, i torrenti, i corsi d'acqua iscritti negli elenchi previsti dal testo unico delle disposizioni di legge sulle acque ed impianti elettrici, approvato con regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775, e le relative sponde o piedi degli argini per una fascia di 150 metri ciascuna;
- d) le montagne per la parte eccedente 1.600 metri sul livello del mare per la catena alpina e 1.200 metri sul livello del mare per la catena appenninica e per le isole;
- e) i ghiacciai e i circhi glaciali;
- f) i parchi e le riserve nazionali o regionali, nonché i territori di protezione esterna dei parchi;
- g) i territori coperti da foreste e da boschi, ancorché percorsi o danneggiati dal fuoco, e quelli sottoposti a vincolo di rimboschimento, come definiti dall'articolo 2, commi 2 e 6, del decreto legislativo 18 maggio 2001, n. 227;
- h) le aree assegnate alle università agrarie e le zone gravate da usi civici;
- i) le zone umide incluse nell'elenco previsto dal d.P.R. 13 marzo 1976, n. 448;
- l) i vulcani;
- m) le zone di interesse archeologico.

Per la definizione del regime vincolistico si è fatto riferimento alle banche dati della Direzione Generale per i Beni Architettonici e Paesaggistici del Ministero per i Beni e le Attività Culturali⁸, in particolare il S.I.T.A.P., Sistema Informativo Territoriale Ambientale e Paesaggistico, banca dati a riferimento geografico su scala nazionale per la tutela dei beni paesaggistici, nella quale sono catalogate le aree sottoposte a vincolo paesaggistico dichiarate di notevole interesse pubblico dalle Leggi 1497/1939 e 431/1985, oggi ricomprese nel Decreto Legislativo 42/2004 (Parte Terza, Titolo I, articolo 142).

Contribuiscono alla definizione del regime vincolistico la cartografia del PRG - Carta dei vincoli e delle emergenze territoriali.

Il quadro generale del contesto vincolistico in cui va ad inserirsi il progetto in esame è rappresentato nella *Tavola 2.6.1 – Regime vincolistico*.

Il sito della centrale **ricade parzialmente nella fascia di rispetto dei territori costieri**, ai sensi dell'art. 142, comma 1, lettera a) del D.Lgs. 42/2004 e s.m.i. (Figura 2.6.2) **ed in un'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. (Figura 2.6.1).

Nel seguito si riportano gli stralci cartografici relativi alla vincolistica del paesaggio estratta dal SITAP.



In marrone è riportato il vincolo art. 36 comma 1 lettere c-d del Dlgs 42/04 e smi

Figura 2.6.1 - Vincoli ai sensi del D.Lgs. 42/04 e s.m.i. (artt. 136, 157, 124 c1 lett. M)

⁸ <http://www.bap.beniculturali.it>



In blu sono riportate le fasce di rispetto dei territori costieri

Figura 2.6.2 - Vincoli ai sensi del D.Lgs. 42/04 e s.m.i. (art. 142 c1 escluse lett. E,H, M)

Si segnala inoltre che a Nord-Ovest dell'area interessata dal progetto è presente il "Monumento Naturale La Frasca", soggetto a vincolo, ai sensi dell'art. 142, comma 1, lett. f) del Codice e non interferito dalla realizzazione del progetto in esame.

Infine, le aree interessate dal progetto ricadono parzialmente in una zona di interesse archeologico, soggetta a vincolo ai sensi dell'art. 142, comma 1, lett. m) del D.Lgs. 42/2004 (cfr. Tavola B del PTPR).

Per il progetto in esame è richiesta l'autorizzazione paesaggistica, secondo le disposizioni del D.P.R. 13 febbraio 2017, n. 31. La Relazione paesaggistica, elaborata ai sensi del D.P.C.M. 12/12/2005 è presentata in allegato al progetto (Rapporto CESI B9014460).

2.6.1.2 Beni culturali (art. 10)

Il patrimonio nazionale di "beni culturali" è riconosciuto e tutelato dal D.Lgs.42/2004 e s.m.i.. Ai sensi degli articoli 10 e 11, sono beni culturali le cose immobili e mobili appartenenti allo Stato, alle regioni, agli altri enti pubblici territoriali, nonché ad ogni altro ente ed istituto pubblico e a persone giuridiche private senza fine di lucro, che presentano interesse artistico, storico, archeologico o etnoantropologico.

Sono soggetti a tutela tutti i beni culturali di proprietà dello Stato, delle Regioni, degli Enti pubblici territoriali, di ogni altro Ente e Istituto pubblico e delle Persone giuridiche private

senza fini di lucro sino a quando l'interesse non sia stato verificato dagli organi del Ministero. Per i beni di interesse architettonico, storico, artistico, archeologico o etnoantropologico tale verifica viene effettuata dalla Direzione Regionale per i Beni Culturali e Paesaggistici.

Sono altresì soggetti a tutela i beni di proprietà di persone fisiche o giuridiche private per i quali è stato notificato l'interesse ai sensi della L. 364 del 20/06/1909 o della L. 778 del 11/06/1922 ("Tutela delle bellezze naturali e degli immobili di particolare interesse storico"), ovvero è stato emanato il vincolo ai sensi della L. 1089 del 01/06/1939 ("Tutela delle cose di interesse artistico o storico"), della L. 1409 del 30/09/1963 (relativa ai beni archivistici: la si indica per completezza), del D.Lgs. 490 del 29/10/1999 ("Testo Unico delle disposizioni legislative in materia di beni culturali e ambientali") e infine del D.Lgs. 42/2004.

Rientrano dunque in questa categoria anche i siti archeologici per i quali sia stato riconosciuto, tramite provvedimento formale, l'interesse culturale.

Con il fine di individuare l'eventuale presenza nell'area vasta di analisi di beni culturali si è fatto riferimento alle banche dati del Ministero per i Beni e le Attività Culturali e il Turismo, in particolare "VINCOLI in RETE"⁹, nelle quali sono catalogate le aree e i beni sottoposti a vincolo culturale, ai sensi del Decreto Legislativo 42/2004, oltre che i contenuti degli strumenti di Pianificazione territoriale e paesaggistica precedentemente analizzati.

Nell'area della Centrale non si individuano beni culturali ascrivibili all'art. 10 del D.Lgs. 42/04 e s.m.i.. Appena al di fuori dell'area della Centrale è presente un "bene architettonico di interesse culturale dichiarato" (una torre) (si veda Figura 2.6.3). Gli interventi previsti non interferiscono con il suddetto bene.

⁹ Il progetto vincoli in rete consente l'accesso in consultazione alle informazioni sui beni culturali Architettonici e Archeologici - <http://vincoliinrete.beniculturali.it/VincoliInRete/vir/utente/login#>



Legenda

■ Architettonici di interesse culturale dichiarato

Figura 2.6.3: Vincoli ai sensi del D.Lgs. 42/04 e s.m.i. (art. 10)

2.6.2 Vincolo idrogeologico (R.D.L. n. 3267/1923)

Il vincolo idrogeologico (Regio Decreto Legge n. 3267 del 30/12/1923, "Riordinamento e riforma della legislazione in materia di boschi e di terreni montani") si rivolge ad aree delicate dal punto di vista della morfologia e della natura del terreno ed è finalizzato, essenzialmente, ad assicurare che le trasformazioni operate su tali aree non producano dissesti, o distruggano gli equilibri raggiunti e consolidati, a seguito di modifica delle pendenze legate all'uso e alla non oculata regimazione delle acque meteoriche o di falda. La presenza del vincolo comporta la necessità di una specifica autorizzazione per tutte le opere edilizie che presuppongono movimenti di terra. La necessità di tale autorizzazione riguarda anche gli interventi di trasformazione colturale agraria che comportano modifiche nell'assetto morfologico dell'area, o intervengono in profondità su quei terreni. L'area della centrale non è soggetta a vincolo idrogeologico.

2.6.3 Rischio sismico

Il vincolo sismico è riferito alle aree soggette a rischio sismico e a quelle soggette a movimenti franosi. La sua finalità è quella di sottoporre a controllo tutti gli interventi edilizi

sulle aree vincolate con la creazione di un archivio–deposito dei progetti e la loro attestazione su uno *standard* tecnico predefinito.

L’Ordinanza della Presidenza del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 marzo 2003 “Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica”, pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale del 8 maggio 2003, ha introdotto nuovi criteri per la classificazione sismica del territorio nazionale e nuove normative tecniche per costruzioni in zona sismica ed ha avviato un programma ricognitivo del patrimonio edilizio esistente, di edifici e opere infrastrutturali di particolare importanza. Nell’art. 2, inoltre, si specifica che le Regioni dovranno provvedere all’individuazione, formazione ed aggiornamento dell’elenco delle zone sismiche sulla base delle indicazioni presenti nell’Allegato 1 alla suddetta Ordinanza. Tale allegato, infatti, contiene i criteri generali per la classificazione sismica cui le Regioni hanno fatto riferimento fino alla realizzazione della mappa di pericolosità sismica su scala nazionale, la cui finalità è stata quella di evitare che ci fosse troppa disomogeneità fra i Comuni ubicati ai confini di Regioni diverse.

La mappa di pericolosità di riferimento è stata predisposta dall’Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia (INGV) nel 2004 ed è stata adottata con l’O.P.C.M. n. 3519 del 28 aprile 2006 “Criteri generali per l’individuazione delle zone sismiche e per la formazione e l’aggiornamento degli elenchi delle medesime zone”. La pericolosità sismica è determinata sulla base del picco di massima accelerazione orizzontale del suolo con probabilità di eccedenza del 10% in 50 anni (ag) e in base al suo valore le Regioni individuano la zona sismica cui appartiene un determinato Comune.

Le “*Norme tecniche per le costruzioni*”, emanate con Decreto del Ministro delle Infrastrutture e dei Trasporti il 14 settembre 2005, sono state abrogate dal Decreto Ministeriale 14 gennaio 2008 recante “*Approvazione delle nuove norme tecniche per le costruzioni*”, emanato dal Ministero delle Infrastrutture e pubblicato su G. U. Suppl. Ordin. n. 29 del 04 febbraio 2008. Tale decreto è stato successivamente integrato dal Decreto Ministeriale del 06 maggio 2008, pubblicato su G.U. n. 153 del 02 luglio 2008. L’allegato A “Pericolosità sismica” prevede che l’azione sismica di riferimento per la progettazione sia definita sulla base dei valori di pericolosità sismica dall’OPCM n. 3519 del 28 aprile 2006.

Si segnala che il 17 gennaio 2018 sono state approvate le nuove Norme Tecniche per le Costruzioni, pubblicate in Gazzetta Ufficiale il 20 febbraio 2018. Le NTC 2018 sono entrate in vigore il 22 marzo 2018. Il decreto delle Nuove Norme tecniche per le costruzioni, all’articolo 2, contiene le indicazioni sull’applicazione delle regole tecniche nella fase transitoria, a seconda dello stato di avanzamento del progetto: sono ancora applicabili le vecchie NTC del 2008, a progetti affidati e contratti firmati, solo per le opere pubbliche che si concludono entro cinque anni dalla data di entrata in vigore delle nuove NTC, cioè entro

22 marzo 2023. Per le opere private le cui parti strutturali sono ancora in corso di esecuzione o per le quali, prima della data di entrata in vigore delle nuove Norme tecniche per le costruzioni, è stato depositato il progetto esecutivo, si possono continuare ad applicare le vecchie Norme tecniche per le costruzioni del 2008, fino alla fine dei lavori e al collaudo statico.

Nella successiva Figura 2.6.4 è riportata la classificazione sismica del Centro Italia in cui ricade la Centrale. L'area della centrale rientra nella zona sismica 3B "sismicità bassa".

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 conferma ricadere nella sottozona sismica 3B.

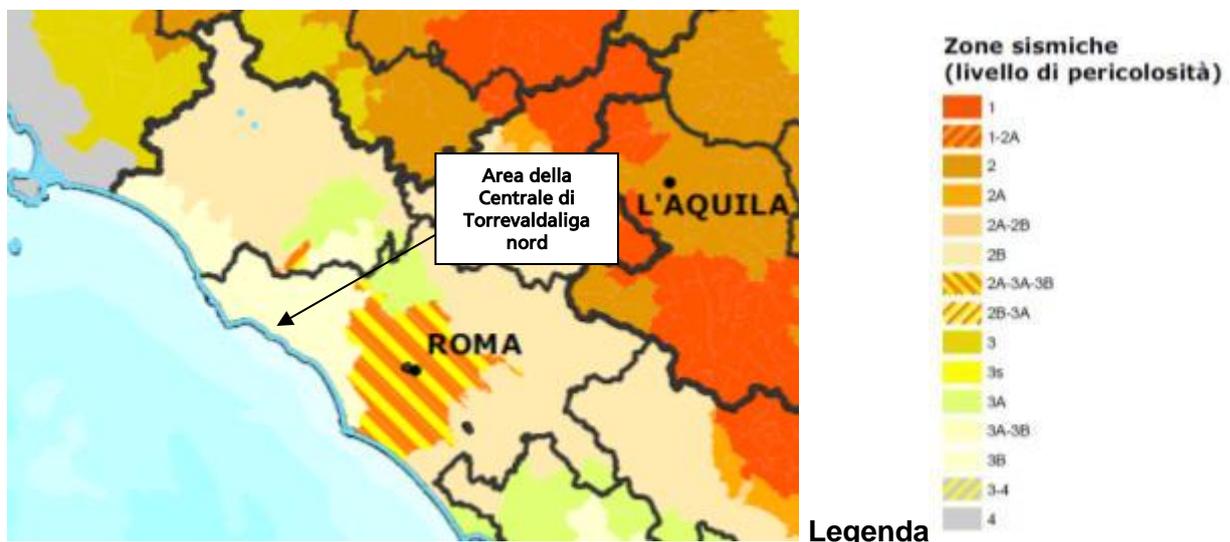


Figura 2.6.4 - Classificazione sismica al 2015

2.6.4 Siti contaminati

Il sito di non è inserito nel programma nazionale di bonifica e ripristino ambientale dei siti inquinati, soggetti a interventi di interesse nazionale, mediante la Legge 426/98 e **non ricade all'interno di nessun Sito di Interesse Nazionale (SIN)**, la cui perimetrazione è stata definita con il D.M. 23 Febbraio 2000.

2.6.5 Incidenti rilevanti

La Centrale non è soggetta alle prescrizioni del D.Lgs. 105/2015, né direttamente, in quanto stabilimento in cui non sono presenti sostanze pericolose in quantità uguali o superiori a quelle indicate nell'allegato I dello stesso decreto (si veda a tal proposito l'inventario nazionale degli stabilimenti a rischio di incidente rilevante aggiornato semestralmente), né indirettamente, in quanto non ricade neanche in un'area interessata da stabilimenti a rischio di incidente rilevante.

2.6.6 Rapporto tra il progetto e il regime vincolistico

Nel seguito si propone uno schema di sintesi relativo alla compatibilità rilevata tra progetto e regime vincolistico.

Vincoli	Coerenza
<i>Beni paesaggistici</i>	L'area della Centrale interferisce con vincoli ascrivibili al D.Lgs. 42/04 e smi., artt. 136, comma 1 e art. 142, comma a) e m). Il progetto richiede l'ottenimento dell'autorizzazione paesaggistica.
<i>Beni culturali</i>	L'area della Centrale non interferisce con nessuno dei vincoli ascrivibili al D.Lgs. 42/04 e s-m-i., art. 10
<i>Vincolo idrogeologico</i>	L'area della Centrale non è interessata dal vincolo idrogeologico (R.D.L. n. 3267/1923)
<i>Rischio sismico</i>	L'area della Centrale si colloca in area di sismicità bassa
<i>Siti contaminati</i>	Il sito della Centrale non rientra in nessun SIN
<i>Incidenti rilevanti</i>	La Centrale non è dichiarata stabilimento a rischio di incidente rilevante

2.7 Sistema delle aree protette e/o tutelate

2.7.1 Aree protette

La Legge n. 394/91 "Legge quadro sulle aree protette" (suppl. n.83 - G.U. n.292 del 13.12.1991) ha definito la classificazione delle aree naturali protette, ne ha istituito l'Elenco ufficiale e ne ha disciplinato la gestione. Attualmente il sistema nazionale delle aree naturali protette è classificabile come:

- **Parchi nazionali.** Sono costituiti da aree terrestri, fluviali, lacuali o marine che contengono uno o più ecosistemi intatti o anche parzialmente alterati da interventi antropici; una o più formazioni fisiche, geologiche, geomorfologiche, biologiche, di rilievo internazionale o nazionale per valori naturalistici, scientifici, estetici, culturali, educativi e ricreativi tali da richiedere l'intervento dello Stato ai fini della loro conservazione per le generazioni presenti e future.
- **Parchi naturali regionali e interregionali.** Sono costituiti da aree terrestri, fluviali, lacuali ed eventualmente da tratti di mare prospicienti la costa, di valore naturalistico e ambientale, che costituiscono, nell'ambito di una o più regioni limitrofe, un sistema omogeneo, individuato dagli assetti naturalistici dei luoghi, dai valori paesaggistici e artistici e dalle tradizioni culturali delle popolazioni locali.
- **Riserve naturali.** Sono costituite da aree terrestri, fluviali, lacuali o marine che contengono una o più specie naturalisticamente rilevanti della flora e della fauna, ovvero presentino uno o più ecosistemi importanti per la diversità biologica o per la conservazione delle risorse genetiche. Le riserve naturali possono essere statali o regionali in base alla rilevanza degli elementi naturalistici in esse rappresentati.

- **Zone umide di interesse internazionale.** Sono costituite da aree acquitrinose, paludi, torbiere oppure zone naturali o artificiali d'acqua, permanenti o transitorie comprese zone di acqua marina la cui profondità, quando c'è bassa marea, non superi i sei metri che, per le loro caratteristiche, possono essere considerate di importanza internazionale ai sensi della convenzione di Ramsar.
- **Altre aree naturali protette.** Sono aree (oasi delle associazioni ambientaliste, parchi suburbani, ecc.) che non rientrano nelle precedenti classi. Si dividono in aree di gestione pubblica, istituite cioè con leggi regionali o provvedimenti equivalenti, e aree a gestione privata, istituite con provvedimenti formali pubblici o con atti contrattuali quali concessioni o forme equivalenti.

La materia è stata ulteriormente regolata dal D.Lgs. 22 gennaio 2004 n. 42 "Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 della L. 6 luglio 2002", n. 137 Pubblicato nella Gazz. Uff. 24 febbraio 2004, n. 45.

La Regione Lazio è stata una delle prime Regioni italiane ad operare in materia di aree naturali protette approvando nel 1977 la Legge Regionale n. 46 del 28 novembre 1977 dal titolo "Costituzione di un sistema di parchi regionali e delle riserve naturali". Ha poi recepito la legge quadro attraverso la Legge Regionale 6 ottobre 1997, n. 29 ss.mm.ii., "Norme in materia di aree naturali protette regionali" Pubblicata sul Bollettino Ufficiale della Regione Lazio 10 novembre 1997, n. 31 S.O. n. 2.

In regione Lazio, al dicembre 2017, sono istituiti 39 ZPS e 161 SIC.

Come si evince dalla *Tavola 2.7.1 – Aree protette e/o tutelate*, il sedime della Centrale non interferisce direttamente con nessuna area protetta; nel raggio di 5 km è presente un'area protetta: "La Frasca", istituita con D.P.R.L. n.162/17. Tale area non sarà in alcun modo interferita dal progetto in esame.

2.7.2 Rete Natura 2000

La Direttiva Europea n. 92/43/CEE del Consiglio del 21 maggio 1992 relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche, Comunemente denominata Direttiva "Habitat", prevede la creazione della Rete Natura 2000.

"Natura 2000" è il nome che il Consiglio dei Ministri dell'Unione Europea ha assegnato ad un sistema coordinato e coerente (una «rete») di aree destinate alla conservazione della diversità biologica presente nel territorio dell'Unione stessa ed in particolare alla tutela di una serie di habitat e specie animali e vegetali indicati negli Allegati I e II della Direttiva "Habitat". Tali aree sono denominate Siti d'Importanza Comunitaria (SIC), e, solo in seguito all'approvazione di Misure di Conservazione sito specifiche, vengono designate come Zone Speciali di Conservazione (ZSC) con decreto ministeriale adottato d'intesa con ciascuna Regione e Provincia autonoma interessata.

La Direttiva Habitat ha creato per la prima volta un quadro di riferimento per la conservazione della natura in tutti gli Stati dell'Unione. In realtà, però, non è la prima direttiva comunitaria che si occupa di questa materia. È del 1979 infatti un'altra importante Direttiva, che si integra all'interno delle previsioni della Direttiva Habitat, la cosiddetta Direttiva "Uccelli" (79/409/CEE, sostituita integralmente dalla versione codificata della Direttiva 2009/147/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 30 novembre 2009). Anche questa prevede da una parte una serie di azioni per la conservazione di numerose specie di uccelli, indicate negli allegati della direttiva stessa, e dall'altra, l'individuazione da parte degli Stati membri dell'Unione di aree da destinarsi alla loro conservazione, le cosiddette Zone di Protezione Speciale (ZPS).

Qualunque progetto interferisca con un'area Natura 2000 deve essere sottoposto a "Valutazione di Incidenza" secondo l'Allegato G della Direttiva stessa. Lo Stato italiano, nella sua normativa nazionale di recepimento della Direttiva Habitat¹⁰ ha previsto alcuni contenuti obbligatori della relazione per la Valutazione di Incidenza di piani e progetti ed ha specificato quali piani e progetti devono essere soggetti a Valutazione di Incidenza e quali ad una vera e propria Valutazione di Impatto Ambientale, da redigere secondo la normativa comunitaria e nazionale.

L'individuazione dei siti da proporre è stata realizzata in Italia dalle singole Regioni e Province autonome, le attività sono finalizzate al miglioramento delle conoscenze naturalistiche sul territorio nazionale e vanno dalla realizzazione delle check-list delle specie alla descrizione della trama vegetazionale del territorio, dalla realizzazione di banche dati sulla distribuzione delle specie all'avvio di progetti di monitoraggio sul patrimonio naturalistico, alla realizzazione di pubblicazioni e contributi scientifici e divulgativi.

Il sedime della centrale non interessa direttamente nessun sito Natura 2000; nel raggio di 5 km dalla centrale sono presenti i seguenti siti:

- ZSC IT6000005 - Fondali tra Punta S. Agostino e Punta della Mattonara ubicata in prossimità dell'impianto (a ca. 500 m ovest);
- ZSC IT6000006 - Fondali tra Punta del Pecoraro e Capo Linaro ubicata a ca. 5 km dal sito di centrale
- ZPS IT6030005 - Comprensorio Tolfetano-Cerite-Manziate ubicata a ca. 5 km dal sito di centrale.

¹⁰ Decreto del Presidente della Repubblica 12 marzo 2003, n. 120 Regolamento recante modifiche ed integrazioni al Decreto del Presidente della Repubblica 8 settembre 1997, n. 357, concernente attuazione della Direttiva 92/43/CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali, nonché della flora e della fauna selvatiche (GU n. 124 del 30-5-2003).

La *Tavola 2.7.1 – Aree protette e/o tutelate* allegata al presente documento riporta la localizzazione di tali siti rispetto all'area in esame.

Considerate 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.

2.7.3 Rapporto tra il progetto e il sistema delle Aree protette

Nel seguito si propone uno schema di sintesi relativo alla compatibilità rilevata tra progetto e aree protette.

Aree protette	Coerenza
<i>Aree protette</i>	Il sedime della Centrale non interessa direttamente nessuna area protetta; tuttavia nel raggio di 5 km si trova un'area protetta denominata "Monumento Naturale La Frasca" che non sarà in alcun modo interferito dal progetto..
<i>SIC e ZPS</i>	Il sedime della Centrale non interessa direttamente nessun sito Natura 2000, tuttavia nel raggio di 5 km si trovano tre SIC o ZPS. Viste le potenziali interferenze indirette del sito con il SIC 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.

2.8 Eventuali disarmonie tra i piani e il progetto

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 condotte nei paragrafi precedenti in cui si evidenziano eventuali criticità e normative alle quali ottemperare per garantire la piena coerenza del progetto con gli strumenti normativi che insistono sul territorio.

Pianificazione	Coerenza
<i>Pianificazione Energetica</i>	Il progetto in esame non mostra elementi di criticità rispetto alla pianificazione energetica ai diversi livelli istituzionali, soprattutto in termini di decarbonizzazione che, ricordiamo, nella configurazione finale del progetto sarà completa per la Centrale in oggetto. È vero, comunque, che in generale deve confrontarsi con la necessità di aumentare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, le quali, tuttavia, non possono garantire la flessibilità richiesta dal <i>capacity market</i> . In tal senso, quindi, l'adeguamento della Centrale concorre al raggiungimento degli obiettivi del PEAR e garantisce la decarbonizzazione, l'efficienza e la flessibilità energetica richiesta da programma del <i>capacity market</i> .

Pianificazione	Coerenza
<i>Pianificazione Socio economica</i>	Benchè non si abbia una diretta coerenza tra la pianificazione finanziaria europea e il progetto in esame, esso tuttavia è ben inquadrato nel contesto socio-economico di sviluppo del Lazio; rispetto alla pianificazione regionale, il progetto trova coerenza in termini di efficientamento, sostenibilità ambientale e riduzione di emissioni di gas climalteranti in ragione della sostituzione delle attuali unità a carbone con nuove unità a gas.
<i>Pianificazione territoriale e paesaggistica regionale e provinciale</i>	È possibile dire 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 a SIP e ottenere l'autorizzazione paesistica.
<i>Tutela delle acque e difesa dai rischi idrogeologico ed idraulico</i>	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. 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.
<i>Piano di Gestione dei Rifiuti della Regione Lazio</i>	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.
<i>Piano di qualità dell'aria</i>	L'attuazione del progetto di conversione dell'alimentazione della Centrale da carbone a gas naturale garantirà il miglioramento delle emissioni così come prospettato dal Piano di qualità dell'aria Regionale.
<i>Strumenti di programmazione comunale</i>	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. 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
<i>Regime vincolistico</i>	L'area di intervento in progetto interferisce con i seguenti dei vincoli ascrivibili al D.lgs. 42/04 e s.m.i.: <ul style="list-style-type: none"> • "territori costieri", ai sensi dell'art. 142, comma 1), lett. a) del D.Lgs. 42/2004 e s.m.i.; • "aree archeologiche", ai sensi dell'art. 142, comma 1), lett. m) del D.Lgs. 42/2004 e s.m.i.; • "area di notevole interesse pubblico" denominata "Zona nel Comune di Ladispoli già Cerveteri comprendente il parco di Palo

Pianificazione	Coerenza
	<p>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.-</p> <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 e Rete Natura 2000</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"> • ZSC IT6000005 - Fondali tra Punta S. Agostino e Punta della Mattonara ubicata in prossimità dell'impianto (a ca. 400 m Ovest); • ZSC IT6000006 - Fondali tra Punta del Pecoraro e Capo Linaro ubicata a ca. 5 km dal sito di Centrale • ZPS IT6030005 - Comprensorio Tolfetano-Cerite-Manziate ubicata a ca. 5 km dal sito di Centrale. <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>

3 DESCRIZIONE DEL PROGETTO

3.1 Premessa

La Centrale di Torrevaldaliga Nord fu costituita negli anni '80 con quattro sezioni termoelettriche da 660 MW_e ciascuna, alimentate ad olio combustibile denso. La potenza lorda complessiva era di 2640 MW_e 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 (DeNO_x), sistemi di depolverazione dei fumi mediante filtri a manica, sistemi di desolforazione dei fumi per ogni sezione (DeSO_x).

La Centrale è attualmente esercita a carbone con una potenza termica totale pari a 4260 MW_t, una potenza elettrica lorda di 1980 MW_e (660 MW_e per unità).

Il nuovo progetto prevede il riutilizzo del sito e la costruzione, in sostituzione delle 3 unità a carbone esistenti, di un ciclo combinato in configurazione due su uno, vale a dire 2 turbine a gas e relative caldaie a recupero (GVR) che si collegano a una sola turbina a vapore, taglia di circa 1680 MW_e.

L'intervento prevede tre fasi di realizzazione, le prime due prevedono l'installazione delle unità a ciclo aperto (solo turbina a gas) la terza fase prevede il completamento del ciclo combinato. Le unità esistenti a carbone saranno poste fuori servizio (TN2, TN3 e TN4) prima dell'entrata in esercizio del primo OCGT. Sono previste modifiche all'opera di interconnessione con la rete esterna in alta tensione, che verrà adeguata alle esigenze del nuovo ciclo combinato.

Il nuovo progetto di costruzione consentirà di:

- Ridurre la potenza termica a circa 2.700 MW_t, a fronte di una potenza termica ad oggi installata di 4.260 MW_t;

- Diminuire la potenza elettrica di produzione (1.680 MW_e¹¹ contro i 2.640 MW_e attuali), raggiungendo un rendimento elettrico netto superiore al 60%, rispetto all'attuale 44,7% e riducendo contestualmente le emissioni di CO₂ di oltre il 62%;
- Ottenere una concentrazione di emissioni in atmosfera di NO_x e CO sensibilmente inferiori ai valori attuali (NO_x ridotti da 100 (al 6% O₂ su base secca), a 10 mg/Nm³ (al 15 % O₂ su base secca), CO che passano da 120 (al 6% O₂ su base secca), a 30 mg/Nm³ (al 15 % O₂ su base secca));
- Azzerando le emissioni di SO₂ e polveri.

Nel presente capitolo si fornisce una descrizione dell'assetto attuale dell'impianto, una descrizione del progetto di potenziamento ed efficientamento proposto con indicazioni di maggior dettaglio relativamente alle potenziali connessioni con il sistema ambientale nel quale l'impianto si inserisce.

Si riporta nel seguito il glossario degli acronimi utilizzati nel presente capitolo.

AP =	Alta Pressione
APC=	Advanced Process Control
AT =	Alta Tensione
BP =	Bassa Pressione
BREF =	Best Available techniques Reference document
C.C. =	Corpo Cilindrico
CCGT =	Ciclo Combinato con Turbina a Gas
DCS=	Distributed Control System
DLN =	Dry Low NO _x
ESD=	Emergency Shutdown System
GIS =	Gas insulated switchgear
GTCMPS=	Gas Turbine Control System
GVR =	Generatore di Vapore a Recupero
HMI=	Human Machine Interface
ITAO=	Impianto Trattamento Acque Oleose
ITAR=	Impianto Trattamento Acque Reflue
LSZH=	Low Smoke Zero Halogen
MP =	Media Pressione
MT =	Media Tensione
NTC=	Nastro Trasporto Carbone
OCGT =	Open Cycle Gas Turbine

¹¹ 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.

ODAF=	Trasformatore raffreddato ad olio in circolazione forzata, con circolazione forzata d'aria
OFA=	Over Fire Air
ONAF=	Trasformatore in olio a circolazione naturale, con circolazione forzata dell'aria
ONAN=	Trasformatore in olio a circolazione naturale, con circolazione naturale dell'aria
RH =	Vapore Risurriscaldato
RHC =	Vapore Risurriscaldato Caldo
RHF =	Vapore Risurriscaldato Freddo
SCR =	Riduzione selettiva catalitica (catalizzatore per abbattimento NOx)
SEC =	Sistema Evaporazione e Cristallizzazione (per il trattamento dei reflui liquidi prodotti dall'impianto di desolforazione dei fumi)
SMAV=	Sistema Monitoraggio Avanzato Vibrazioni
SME=	Sistema Monitoraggio Emissioni
SH =	Vapore Surriscaldato
STCMPS=	Steam Turbine Control System
TAG =	Trasformatore di avviamento gruppo
TG =	Turbina a Gas
TP =	Trasformatore principale
TU =	Trasformatore di unità
TV =	Turbina a Vapore
TVCC=	Televisione a circuito chiuso
XLPE =	Cavi rivestiti in polietilene reticolato

3.2 Assetto attuale della Centrale

3.2.1 Le sezioni di generazione

La Centrale Termoelettrica di Torrevaldaliga Nord è attualmente alimentata a carbone, il gas naturale viene utilizzato nelle fasi di avviamento dei gruppi e come supporto al carbone nel caso si concretizzino situazioni transitorie di irregolare afflusso di polverino di carbone in camera di combustione.

I tre gruppi che costituiscono l'impianto sono identici e sono costituiti ciascuno da:

- un generatore di vapore (caldaia) di tipo ultrasupercritico ad attraversamento forzato, che produce vapore a 600°C e ad una pressione di 250 bar. Il vapore viene inviato alla turbina di alta pressione per poi rientrare nel generatore per subire un risurriscaldamento fino alla temperatura di 610°C e ritornare alla turbina di media pressione.
- Una turbina a vapore comprendente una sezione di Alta Pressione (AP), una di Media Pressione (MP) e due sezioni di Bassa pressione (BP1 e BP2), collocate sul medesimo asse.

Sono previsti 8 spillamenti dalla turbina per il preriscaldamento dell'acqua di alimento in caldaia e per l'alimentazione della turbina a vapore ausiliario usata come motore della pompa alimento.

- Un alternatore coassiale ad ogni turbina della potenza di 750 MVA. La tensione in uscita è pari a 20 KV e viene innalzata a 400 kV da due trasformatori in parallelo.
- Un condensatore a fascio tubiero refrigerato con acqua di mare, collegato agli scarichi dei corpi BP della turbina.
- Un sistema di rigenerazione del condensato per il rinvio in caldaia, costituito da una sezione di filtrazione del condensato, da una sezione degasante, da un sistema di pompaggio per il rinvio dell'acqua alimento in caldaia.

I tre gruppi sono dotati di un circuito fumi con sistemi di abbattimento degli inquinanti atmosferici, così composto:

- Un sistema di denitrificazione catalitica (SCR) per l'abbattimento degli NO_x, che presenta un'efficienza di abbattimento fino a circa l'85% degli NO_x in uscita dalla caldaia. L'abbattimento avviene per reazione chimica tra gli ossidi di azoto e l'ammoniaca, la quale viene immessa con l'aria all'interno dei fumi. Dalla reazione si formano azoto molecolare ed acqua. L'ammoniaca necessaria all'impianto DeNO_x viene prodotta direttamente in centrale mediante il processo di idrolisi a partire dall'urea.
- Un sistema di filtri a manica per l'abbattimento delle polveri. I fumi entrano nelle maniche perpendicolarmente e dall'esterno in modo che le polveri si possono depositare all'esterno delle stesse. Il lavaggio delle maniche avviene periodicamente con insufflaggio di aria compressa in controcorrente. Nel processo di abbattimento delle polveri va tenuto in considerazione anche il contributo dei desolforatori (posizionati successivamente rispetto ai filtri a manica) e pertanto l'efficienza di abbattimento complessiva delle polveri in uscita dalla caldaia va considerata in relazione all'intero "treno" degli impianti di abbattimento (filtri a manica e desolforatori), quindi nel caso dell'impianto di Torrevaldaliga Nord è superiore al 99,95%, in modo da garantire un valore di emissione al camino inferiore a 10 mg/Nm³. compreso nei range definiti dalle BAT.
- Un sistema di desolforazione a umido DeSO_x, che consente un abbattimento fino al 97% degli ossidi di zolfo prodotti in caldaia. Esso è costituito da una torre di assorbimento ad umido dove i fumi, dopo essere stati saturati, vengono in contatto con una soluzione di calcare. Dalla reazione con la soluzione di calcare si forma solfito di calcio che viene ossidato per formare gesso. La sospensione di gesso viene estratta e filtrata per produrre gesso commerciale. La sospensione di calcare viene preparata in 2 serbatoi nei quali il calcare è macinato e sciolto in acqua. A partire dal 2011 la centrale è stata autorizzata a utilizzare marmettola in sostituzione del calcare nella reazione di desolforazione. Lo spurgo continuo del desolforatore è inviato all'impianto di trattamento degli spurghi DeSO_x e, una volta trattato, recuperato e reimpresso nel ciclo dei desolforatori mediante l'impianto di evaporazione-cristallizzazione.

La ciminiera, in cui alloggiato le canne fumarie delle tre unità e di altezza 250 m, è in posizione baricentrica rispetto ai gruppi.

Infine è attualmente in costruzione un impianto di storage a batterie (BESS),

La planimetria della centrale nella configurazione attuale è riportata nell'Allegato 2 della Relazione di Progetto.

3.2.2 Combustibili impiegati

I principali combustibili utilizzati presso la centrale di Torrevaldaliga Nord sono:

- **Carbone:** Le tre sezioni della Centrale sono alimentate a carbone di altissima qualità con un contenuto di zolfo inferiore all'1%.
Il carbone viene approvvigionato mediante navi carboniere oceaniche, con stive coperte dotate di sistemi di sicurezza, in accordo con le normative e i codici internazionali della navigazione. Le navi accostano, nello specchio di mare antistante la centrale, alla banchina principale dedicata al rifornimento del carbone e del calcare. La banchina secondaria è invece dedicata al trasporto del gesso e delle ceneri.
- **Gas naturale:** Per le sole fasi di avviamento, fino al raggiungimento di circa il 20% del carico nominale, e per l'alimentazione delle caldaie ausiliarie è utilizzato gas naturale.
- **Gasolio:** Il gasolio è presente in centrale per l'alimentazione dei 4 gruppi elettrogeni di emergenza e delle 5 motopompe antincendio (4 per la rete acqua mare a copertura dell'ex parco combustibili, 1 per la rete acqua dolce).

3.2.3 Sistemi ausiliari

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

Nell'impianto attuale sono presenti i seguenti sistemi ausiliari:

- Caldaia ausiliaria;
- N. 5 gruppi elettrogeni di emergenza;
- N. 9 motopompe antincendio (acqua dolce, acqua di mare e schiumogeno);
- N. 2 motopompe spiazzamento olio combustibile;
- Riscaldamento gas decompresso;
- Sistema di produzione vapore ausiliario;
- Sistema aria compressa;
- Sistema antincendio;
- Impianto per la gestione e il trattamento acqua in ingresso e in uscita impianto;
- Stoccaggio rifiuti e sottoprodotti.

3.2.4 Opere connesse

Il carbone viene trasferito dalle navi carboniere ai carbonili mediante 10 nastri trasportatori chiusi, completamente automatizzati e con controllo a distanza. Anche i carbonili sono strutture completamente chiuse (*dome*), circolari di diametro 140 m e dotati di macchine per la movimentazione del carbone con controllo remotizzato, senza necessità di impiego di risorse umane al loro interno. Ciascun carbonile è dotato di propria macchina combinata per la messa a parco e la successiva ripresa dal carbonile.

Nel percorso tra la banchina ed i carbonili il nastro incontra le torri T1÷T5.

Nelle torri alloggiano:

- gli ausiliari dei nastri (motori e quadri di alimentazione);
- i sistemi di ventilazione che mantengono il circuito di movimentazione in leggera depressione rispetto all'ambiente esterno, eliminando ogni possibilità di dispersione di materiale polveroso;
- nella sola torre T2, le apparecchiature per la pesatura continua e il campionamento e le apparecchiature per la rivelazione e la separazione di eventuali corpi ferrosi.

Tutte le tramogge di convogliamento del carbone sono dotate di sistemi di abbattimento delle polveri.

Gas naturale

Il gas naturale viene utilizzato nelle fasi di avviamento dei gruppi e come supporto al carbone nel caso si concretizzino situazioni transitorie di irregolare afflusso di polverino di carbone in camera di combustione.

Il gas naturale è consegnato alla fence di impianto per mezzo di una condotta, derivata dalla linea da 24" che alimenta la confinante Centrale di Torrevaldaliga Sud, alla pressione massima di 75 bar.

Per adeguare la pressione del gas naturale a quella di funzionamento delle caldaie (10 bar) è stata realizzata una stazione di decompressione del metano, completa di apparecchiature per il filtraggio, la misura fiscale, il riscaldamento ed il controllo della pressione e della temperatura. Il dimensionamento della linea di arrivo è idoneo all'alimentazione contemporanea in avviamento di due delle tre caldaie principali (circa 70000 Nm³/h) e di due caldaie ausiliarie (circa 12000 Nm³/h).

Gasolio

Il gasolio è presente in centrale per l'alimentazione dei 5 gruppi elettrogeni di emergenza (1 per ogni gruppo e 2 per gli scaricatori di carbone) e delle 9 motopompe antincendio (4 per la rete acqua mare a copertura dell'ex parco combustibili, 1 per la rete acqua dolce, 4 per lo schiumogeno). Ogni motore possiede il suo serbatoio di stoccaggio di capacità

variabile e comunque inferiore a 5 m³, ciascun serbatoio è posto in un bacino di contenimento.

Annessa alla centrale sorge la stazione di trasformazione a 380 kV connessa della rete di trasporto nazionale.

3.2.5 Interferenze con l'ambiente

L'impianto ha predisposto ed applica un Sistema di Gestione Ambientale secondo le normative internazionali UNI EN ISO14001 ed il regolamento della Comunità Europea CE 761/01 (EMAS), ottenendone la certificazione (ISO14001) e la prima registrazione EMAS nel 2000, nel tempo regolarmente rinnovate.

Di seguito si riporta il dettaglio delle principali grandezze di processo aventi rilevanza ambientale.

3.2.5.1 Emissioni in atmosfera

Le emissioni delle 3 unità sono convogliate in atmosfera attraverso un camino alto 250 m, costituito da 3 canne interne del diametro interno 5,8 m ciascuna.

Nella tabella seguente sono riportati i dati relativi ai singoli punti di emissione:

Camino	Caldaia / sezione	Altezza [m]	Sezione [m ²]	Portata fumi alla capacità produttiva [Nm ³ /h]	Inquinante	Concentrazione autorizzata [mg/Nm ³] (*)	%O ₂
1	Unità 2 a carbone	250	26	2100000	SO ₂	100 (base oraria) 80 (base giornaliera)	6
					NOx	100 (base oraria) 80 (base giornaliera)	
					Polveri	10 (base oraria) 8 (base giornaliera)	
					CO	120 (base giornaliera)	
					NH ₃	5 (base oraria) 4 (base giornaliera)	
2	Unità 3 a carbone	250	26	2100000	SO ₂	100 (base oraria) 80 (base giornaliera)	6
					NOx	100 (base oraria) 80 (base giornaliera)	
					Polveri	10 (base oraria) 8 (base giornaliera)	
					CO	120 (base giornaliera)	
					NH ₃	5 (base oraria)	

						4 (base giornaliera)	
3	Unità 4 a carbone	250	26	2100000	SO ₂	100 (base oraria) 80 (base giornaliera)	6
					NO _x	100 (base oraria) 80 (base giornaliera)	
					Polveri	10 (base oraria) 8 (base giornaliera)	
					CO	120 (base giornaliera)	
					NH ₃	5 (base oraria) 4 (base giornaliera)	
4	Caldaia ausiliaria a metano	30	3,4	57000	SO ₂	35	3
					NO _x	200	
					Polveri	5	
					CO	100	

(*) Per le unità 2-3-4 a carbone è presente un limite massico annuale per gli inquinanti pari:
SO₂: 2100 t, NO_x: 3450 t, polveri: 160 t, CO: 2000 t, NH₃: 195 t.

È prevista la misura in continuo dei valori di emissione di SO₂, NO_x, CO, NH₃ e polveri.

Sono inoltre presenti altri sistemi di combustione (per es. motori diesel di emergenza), descritti nell'AIA in essere, che producono emissioni convogliate secondarie.

3.2.5.2 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 desolfurazione,
- sistema antincendio.

3.2.5.2.1 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 m³/s per ciascuna unità in servizio.

3.2.5.2.2 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 desolficatori 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 m³/h di cui 270 m³/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 m³. 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.

3.2.5.3 Scarichi idrici

I reflui prodotti nella centrale sono rilasciati attraverso 2 punti di scarico (S1 e S2) che recapitano entrambi le acque nel mar Tirreno. Le acque di scarico derivanti dall'utilizzo igienico-sanitario sono invece avviate al collettore fognario comunale.

Punto di scarico	Tipologia acque	Modalità di scarico
S1	Acque meteoriche non potenzialmente inquinate	saltuario
S2	Scarico costituito da acque di raffreddamento provenienti dai gruppi 2-3-4	continuo
	Scarico AI proveniente da acque reflue industriali (ITAR)	discontinuo
	Acque meteoriche non potenzialmente inquinate	saltuario

La rete di raccolta delle acque reflue è costituita da reticoli fognari separati per tipo di refluo, collegati a specifiche sezioni di trattamento.

L'operatività degli impianti di trattamento acque, nel loro complesso, consente di tragguardare l'assetto idrico ZLD (Zero Liquid Discharge), con il totale recupero ad usi interni delle acque processate.

Lo scarico in mare delle acque di processo dopo trattamento è attivato soltanto previa verifica da parte del laboratorio chimico di impianto dei valori di: pH, temperatura, conducibilità, ammoniacale, nitriti, ferro, zinco ed idrocarburi totali.

L'Impianto di Trattamento delle Acque Reflue (ITAR) è costituito da una linea di trattamento delle acque acide e alcaline denominata ITAC e da una linea per il trattamento delle acque oleose denominata ITAO.

3.2.5.3.1 Impianto Trattamento Acque Acide-Alcaline (ITAC)

Tutte le acque acide-alcaline provenienti dall'isola produttiva, quelle inquinabili da polveri e quelle provenienti dalla pressatura dei fanghi, vengono raccolte in due serbatoi di accumulo da 2000 m³ e quindi pompate al trattamento (portata nominale pari a 150 m³/h).

Le fasi successive prevedono il dosaggio di opportuni reagenti con neutralizzazione primaria, neutralizzazione secondaria, flocculazione, chiarificazione, filtrazione a sabbia e neutralizzazione finale, dove avvengono gli ultimi controlli strumentali in continuo.

Dalla vasca di accumulo finale, qualora i controlli in continuo, o i controlli periodici effettuati dal Laboratorio Chimico, evidenzino la non idoneità del prodotto, si procede al rinvio dell'acqua in testa al trattamento. Se l'acqua risulta idonea può essere inviata ai serbatoi di accumulo acqua industriale da recupero per essere poi riutilizzata nell'impianto di desolfurazione fumi (DeSOx) oppure scaricata a mare.

3.2.5.3.2 Impianto Trattamento Acque Oleose (ITAO)

Tutte le acque potenzialmente inquinabili da oli vengono raccolte in un serbatoio di accumulo da 1000 m³ e quindi pompate al trattamento (portata nominale 120 m³/h). Con il dosaggio di opportuni reagenti vengono eseguite flottazione, filtrazione sabbia-carbone e accumulo in una vasca di controllo finale, dove vengono effettuati gli ultimi controlli strumentali in continuo. Il trattamento è stato progettato per garantire una concentrazione di oli minerali in vasca inferiore al limite di legge. Se la concentrazione di oli residui non fosse conforme al limite di legge, è prevista la ricircolazione in automatico delle acque. Se invece i controlli evidenziano la non idoneità dell'acqua per altri parametri chimici, essa viene inviata in testa all'ITAR chimico-fisico (ITAC) per essere nuovamente trattata. Quando l'acqua è idonea viene inviata ai serbatoi di accumulo acqua industriale da recupero e quindi riutilizzata nell'impianto di desolfurazione dei fumi (DeSOX). L'impianto ITAO non prevede la possibilità di scaricare in mare l'acqua trattata.

3.2.5.3.3 Impianto Trattamento Spurghi DeSOX (ITSD)

Le acque di spurgo provenienti dai sistemi di desolfurazione fumi confluiscono all'impianto di trattamento spurghi DeSOx (ITSD). Esso è diviso in un impianto chimico-fisico tradizionale (taglia 50 m³/h) e un impianto di evaporazione e cristallizzazione (SEC di taglia 35 m³/h). L'obiettivo è quello di azzerare lo scarico a mare dei reflui provenienti dagli

impianti DeSOx con la separazione dei solidi, che vengono conferiti come rifiuti ad impianti autorizzati.

3.2.5.3.4 Acque sanitarie

Le acque sanitarie confluiscono in una vasca di raccolta e da questa vengono pompate verso il collettore fognario comunale.

3.2.5.3.5 Acque meteoriche

Le acque meteoriche, ad eccezione di quelle potenzialmente inquinabili da olio che sono inviate direttamente a trattamento, vengono convogliate in 5 vasche di prima pioggia opportunamente dimensionate, dislocate nelle varie aree di impianto. Dopo ogni evento meteorico, i primi 5 mm di pioggia vengono inviati all'impianto di trattamento acque oleose (ITAO), mentre i successivi volumi confluiscono direttamente in mare.

3.2.5.3.6 Scarico acque di raffreddamento

La restituzione a mare delle acque di raffreddamento dei condensatori principali, delle acque di raffreddamento dei macchinari e l'eventuale scarico di acque depurate e meteoriche chiare avviene tramite l'opera di restituzione, costituita da una struttura in cemento armato raccordata ad un canale di restituzione formato da due pennelli a scogliera ortogonali alla costa, posti tra loro a distanza ravvicinata su un tratto di arenile che sfocia direttamente a mare; i due pennelli sono raccordati da una passerella, dove sono installate termocoppie per la misura in continuo della temperatura allo scarico, in modo da rispettare il limite di legge di 35°C al punto assunto per i controlli, come imposto dal Decreto A.I.A. nel rispetto del D.lgs. 152/2006 e ss.mm.ii..

Sulla condotta acqua di mare uscita condensatore principale di ciascuna sezione termoelettrica, a monte dello scarico nell'opera di restituzione, è installato un sistema di analisi e misura di cloro residuo che blocca il dosaggio di ipoclorito nella condotta dell'opera di presa al superamento di un set prefissato.

Inoltre, come previsto del decreto A.I.A., viene controllato, sull'arco a 1000 m dal punto di scarico, l'incremento di temperatura rispetto alla temperatura misurata in un punto non influenzato dallo scarico stesso non sia superiore a 3°C.

3.2.5.4 Produzione di rifiuti

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

- rifiuti speciali non pericolosi, tra cui i fanghi prodotti da trattamento in loco degli effluenti, ceneri pesanti, scorie e polveri di caldaia, resine a scambio ionico saturate o esaurite, carbone attivo esaurito, marmettola, imballaggi, ferro e acciaio e rifiuti misti dell'attività di costruzione e demolizione;

- rifiuti speciali pericolosi, tra cui imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose o contaminati da tali sostanze e assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri dell'olio non specificati altrimenti), stracci e indumenti protettivi, contaminati da sostanze pericolose, Sali e loro soluzioni contenenti metalli pesanti; apparecchiature fuori uso contenenti componenti pericolosi.

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

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

I rifiuti sono depositati in apposite aree recintate dotate di cartelli con l'indicazione del tipo di rifiuto depositato, aree in cui l'accesso è riservato ai soli addetti, individuati dalle procedure di gestione dei rifiuti; il deposito preliminare/messa in riserva dei rifiuti prodotti dall'impianto è autorizzato dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del territorio e del Mare attraverso il decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale.

Le attività di trasporto e smaltimento di tutti i rifiuti sono affidate a ditte in possesso delle autorizzazioni previste dalla normativa vigente in materia.

3.3 Descrizione della configurazione di progetto

Il progetto prevede la realizzazione nell'area di impianto di nuove unità a gas in configurazione due su uno; l'intervento prevede tre fasi di realizzazione. La prima fase comprende la costruzione di una prima unità turbogas e il funzionamento in ciclo aperto (OCGT), con la messa fuori esercizio di tutte le unità a carbone esistenti. La seconda fase prevede l'aggiunta di un'altra unità turbogas (OCGT). 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 e la messa fuori servizio delle unità esistenti a carbone 2, 3 e 4 secondo il seguente schema:

- 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 prima turbina a gas ad essere costruita, denominata TVN 1A, sarà predisposta con camino di *by-pass* e potrà erogare potenza in modo indipendente (funzionamento in ciclo aperto OCGT). In successione si procederà alla costruzione di un'altra unità turbogas in ciclo aperto, denominata TVN1B. Anche quest'ultimo turbogas sarà provvisto di camino di *by-pass* per consentire il funzionamento in ciclo aperto. Nella terza fase sarà realizzata la

chiusura in ciclo combinato delle due unità turbogas, installando due caldaie a recupero e una turbina a vapore in sala macchine, al posto della TV1 esistente.

Le caratteristiche dell'impianto sono le seguenti:

- Compatibilità ambientale delle emissioni generate e delle tecnologie impiegate, in linea alle indicazioni BRef. Nella combustione di gas metano la tecnologia utilizzata per ridurre le emissioni in termini di ossidi di azoto è quella con combustore raffreddato ad aria e bruciatori Ultra-Low-NOx, tipo DLN. L'aggiunta del catalizzatore SCR e dell'iniezione di ammoniaca consente di raggiungere target di emissione per gli NOx di 10 mg/Nm³ (al 15% O₂ su base secca).
- Elevata efficienza.
- Rapidità nella presa di carico e flessibilità operativa.
- Rapidità temporale in termini di approvvigionamento e costruzione. Per ottimizzare i tempi sarà utilizzata quanto più possibile la prefabbricazione dei componenti.

3.3.1 Analisi delle alternative di progetto

3.3.1.1 Alternativa Zero

Il mantenimento della situazione attuale nell'area di interesse, senza l'introduzione di alcun intervento, 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 Centrale più elevato di circa 20 punti percentuali e con una significativa riduzione delle emissioni gassose rispetto alla configurazione autorizzata.

Non intervenendo sulla Centrale potrebbe addirittura venire meno la funzione strategica rivestita già oggi dalla stessa 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. nuova Strategia Energetica Nazionale 2017) e per i contestuali impegni presi anche dall'Italia in termini di riduzione delle emissioni complessive di CO₂ 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.

3.3.1.2 *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]").

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 potenziare 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 trascurabili;
- 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.

3.3.1.3 *Alternative localizzative*

Poiché il progetto proposto riguarda il rifacimento della Centrale Termoelettrica esistente 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 (stazione elettrica, ect).

3.3.2 Caratteristiche tecnico-dimensionali dell'intervento

Il progetto proposto essenzialmente da due turbine a gas, dalla potenza nominale pari a circa 560 MW ciascuna, due caldaie a tre livelli di pressione per il recupero dei gas, una turbina a vapore a condensazione della potenza di circa 560 MW.

L'alimentazione del ciclo combinato è esclusivamente a gas metano. La portata di gas deve essere aumentata dagli attuali 82000 Nm³/h per coprire i nuovi consumi. La stima dei consumi è 130000 Nm³/h nella prima fase di sviluppo progetto, con un solo gruppo in ciclo aperto e diventa 260000 Nm³/h nella seconda e terza fase.

Il diametro della tubazione gas in arrivo alla centrale è pari a 10", idoneo per coprire la prima fase di funzionamento (TG 1A). È prevista una modifica di rifacimento del collegamento alla rete SNAM per incrementare il diametro e la portata di gas alle nuove esigenze del ciclo combinato. Il diametro della tubazione richiesto per soddisfare i consumi è 14" (350 mm).

La pressione minima all'interfaccia con SNAM, necessaria per alimentare il nuovo TG senza l'aiuto di compressori gas, è 48 barg¹² e il posizionamento di eventuali compressori è attualmente valutato nello studio di sistemazione.

Le componenti principali della nuova unità saranno:

- Turbine a gas - Saranno installate macchine di classe "H", dotate di bruciatori DLN (Dry Low NOx) o ULN (Ultra Low NOx) a basse emissioni di NOx di avanzata tecnologia per contenere al massimo le emissioni. La turbina sarà provvista di tutti gli ausiliari, sistema di controllo e protezione (con HMI), da collegare/integrare con il DCS di impianto, sistema di vibrazione e monitoraggio, sistema antincendio, strumentazione, ecc.. Si valuterà la possibilità di includere un sistema "fogging" o equivalente per l'incremento delle prestazioni in alcuni periodi dell'anno (raffrescamento aria ingresso turbina a gas).
- Camino di *by-pass* - Sarà installato in uscita alla turbina a gas solo per il funzionamento in ciclo aperto (Fasi 1 e 2). Il camino, realizzato in acciaio, avrà diametro di circa 10 m e altezza pari a 90 m. Il camino sarà dotato di una struttura esterna di sostegno e un silenziatore prima dello sbocco in atmosfera. Per consentire il passaggio da ciclo aperto a chiuso e viceversa nella configurazione finale, la base del camino sarà predisposta con un "diverter damper".
- Generatore di vapore a recupero - 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 in atmosfera attraverso il camino. Il GVR sarà di tipo orizzontale, che

¹² Preliminare, da confermare in funzione della Turbina a Gas selezionata.

produce vapore surriscaldato a 3 livelli di pressione: AP, MP, LP (con degasatore integrato a seconda della tecnologia del Fornitore) e risurriscaldatore. Il GVR sarà progettato per fast start e cycling operation. Il GVR inoltre includerà un catalizzatore SCR, con iniezione di ammoniaca, idoneo a raggiungere il target sulle emissioni NOx. Sul circuito acqua-vapore, il condensato verrà inviato per mezzo di pompe di estrazione alla caldaia a recupero; all'interno del GVR l'acqua verrà inviata al preriscaldatore e da qui al degasatore ed al corpo cilindrico BP. Il vapore BP prodotto verrà elevato in temperatura nel surriscaldatore BP e quindi immesso nella turbina a vapore. Dal corpo cilindrico BP due pompe alimento provvederanno a inviare l'acqua alle sezioni MP e AP della caldaia. Il vapore MP verrà successivamente surriscaldato nell'MP SH e da qui convogliato nel collettore del vapore risurriscaldato freddo, dove si mescolerà con il vapore uscente dal corpo di alta pressione della TV. Tale vapore entrerà nell'RH dove verrà elevato in temperatura e quindi immesso nella turbina a vapore. Il vapore saturo AP, prodotto nel corpo cilindrico AP, verrà successivamente surriscaldato e quindi immesso nella turbina a vapore. 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. Il camino sarà di tipo self-standing senza bisogno del supporto di una struttura esterna.

- Turbina a vapore - La Turbina a vapore (TV) sarà nuova e verrà installata sul cavalletto dell'unità 1. Essa sarà del tipo a 3 livelli di pressione con risurriscaldamento intermedio: il vapore, dopo aver attraversato il corpo di alta pressione, uscirà dalla TV e rimandato nel GVR per un ulteriore risurriscaldamento, consentendo un notevole innalzamento dell'efficienza del ciclo termico. La turbina riceverà vapore BP dallo scarico della sezione MP e dai GVR e scaricherà il vapore esausto al condensatore ad acqua. E' previsto anche un sistema di bypass al condensatore, dimensionato per il 100% della portata vapore, da utilizzare per le fasi di primo avviamento e in caso di anomalia della turbina a vapore. La turbina sarà provvista di tutti gli ausiliari, sistema di controllo e protezione (con HMI), da collegare/integrare con il DCS d'impianto, sistema di vibrazione e monitoraggio, sistema antincendio, strumentazione, ecc.. Si valuterà la possibilità di includere un sistema "fogging" o equivalente per l'incremento delle prestazioni in alcuni periodi dell'anno (raffrescamento aria ingresso turbina a gas).
- Condensatore - Il condensatore di vapore accoppiato alla nuova Turbina a vapore sarà raffreddato ad acqua di circolazione (acqua di mare), in ciclo aperto. La portata acqua di circolazione che attraversa il condensatore dell'unità 1 sarà 24,5 m³/s (come nella situazione attuale). Il differenziale massimo di temperatura prelievo/restituzione previsto sarà di 8°C. Questo valore consente di mantenere durante il normale esercizio una temperatura allo scarico di 35°C, come da prescrizione di legge (Dlgs 152/06 e ss.mm.ii., Titolo III) anche nello scenario estivo con temperatura massima del mare a 27°C. Il condensatore sarà inoltre provvisto dei seguenti ausiliari:
 - sistema di filtrazione acqua in ingresso alle pompe griglie fisse e rotanti);
 - sistema per la pulizia continua dei fasci tubieri;
 - sistema di dosaggio ipoclorito;
 - sistema di vuoto al condensatore (dimensionato per le fasi di hogging e holding).

E' 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.

Le caratteristiche tecniche del nuovo impianto e dei suoi componenti principali sono sintetizzate nella seguente Tabella 3.3.1.

Tabella 3.3.1 - Caratteristiche tecniche del nuovo impianto

<u>Caratteristiche del nuovo ciclo combinato</u>			
Potenza al carico nominale continuo (CNC), (misurata ai morsetti dell'alternatore):	circa	1680	MW
Potenza netta al carico nominale continuo (CNC):	circa	1640	MW
Rendimento netto previsto ai morsetti di AT dei trasformatori principali, al carico nominale continuo (CNC):		61	%
<u>Caratteristiche tecniche del macchinario principale</u>			
<i>Turbogas A e B (dati riferiti alla singola apparecchiatura)</i>			
Numero		2	
Velocità nominale		3000	giri/min
Potenza elettrica netta (nominale continua)	circa	560	MW
Potenza termica in ingresso		1350	MWt
Portata gas naturale		130000	Nm ³ /h
Temperatura gas di scarico		circa 680	°C
Sistema di lancio		avviatore statico	
<i>Alternatori TG A e B</i>			
Numero		2	
Potenza nominale		650	MVA
Tensione nominale		15	kV
Frequenza		50	Hz
Fattore di potenza		0,85	
Fasi		3	
Velocità		3000	giri/min
Raffreddamento		idrogeno	
<i>Trasformatori principali (TG A e B)</i>			
Numero		2	
Potenza nominale		650	MVA
<i>Caldai a recupero (GVR A e B)</i>			
Numero		2	
Configurazione		orizzontale	
N. livelli di pressione		3	
<i>Turbina a vapore</i>			
Numero		1	
Velocità nominale		3000	giri/min
Potenza elettrica netta (nominale continua)	circa	560	MW
N. sezioni		3 (AP/MP/BP)	
<i>Alternatore TV</i>			
Numero		1	
Potenza nominale		660	MVA
Tensione nominale		15	kV
Frequenza		50	Hz
Fattore di potenza		0,85	
Fasi		3	

RAPPORTO

USO RISERVATO

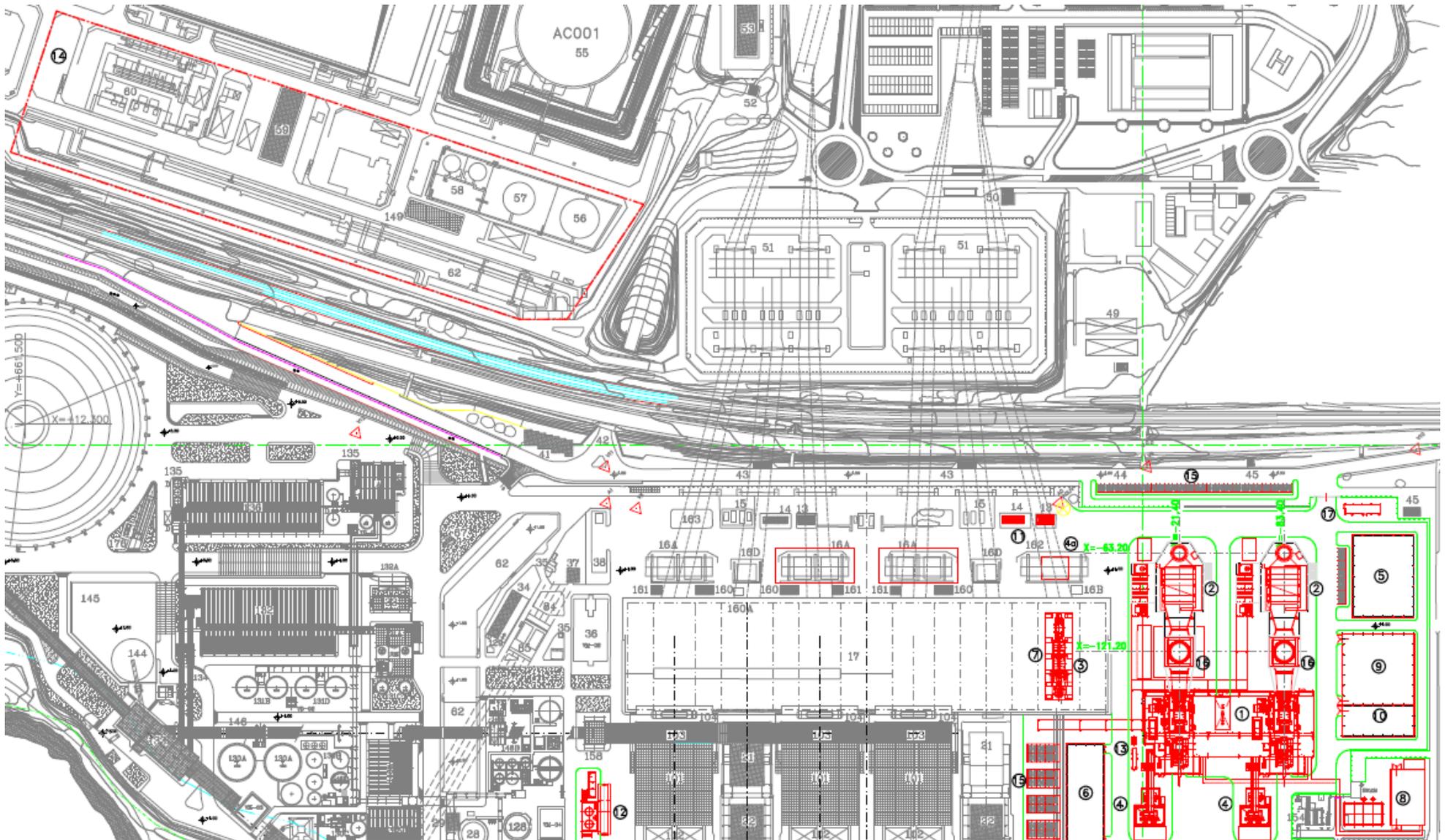
APPROVATO

B9014453

Velocità Raffreddamento		3000	giri/min	
			idrogeno	
<i>Trasformatore principale (TV)</i>				
Numero		1		
Potenza nominale		660	MVA	
<i>Ciminiere principali</i>				
Numero		2		
Altezza	circa	90	m	
Diametro interno singola canna	circa	8,5	m	
Temperatura fumi in uscita		75÷100	°C	
Velocità fumi in uscita		19	m/s	
<i>Ciminiera di bypass</i>				
Numero		2		
Altezza	circa	90	m	
Diametro interno singola canna	circa	10	m	
Temperatura fumi in uscita		680	°C	
Velocità fumi in uscita		40	m/s	

Il nuovo CCGT sarà posizionato all'esterno di sala macchine a Q.+4,00 mt, con la sola eccezione della turbina a vapore che sarà posizionata all'interno, al posto della vecchia TV del gruppo 1 attualmente dismesso.

La sistemazione generale delle nuove opere è riportata nella planimetria generale dell'impianto Tavola 3.3.1 – Planimetria delle opere di cui si riporta uno stralcio nella seguente Figura 3.3.1.



LEGENDA APPARECCHIATURE NUOVO IMPIANTO	
POS.	DENOMINAZIONE IMPIANTO
1	TURBOGAS
2	CALDAIA A RECUPERO E CAMINO
3	TURBINA A VAPORE
4	TRASFORMATORI
4a	TRASFORMATORE TV
5	UFFICI-SPOGLIATOI-MENSA E SALE CONFERENZE
6	EDIFICIO ELETTRICO
7	CONDENSATORE
8	STAZIONE TRATTAMENTO GAS NATURALE
9	MAGAZZINO
10	OFFICINE
11	AREA STOCCAGGIO BOMBOLE CO2 - H2
12	AREA STOCCAGGIO NH3
13	GENERATORE DIESEL EMERGENZA
14	AREA DI CANTIERE
15	PARCHEGGIO AUTO
16	CAMINO DI BY-PASS
17	NUOVO INGRESSO-PORTINERIA

Figura 3.3.1 - Stralcio della planimetria di progetto

3.3.3 Sistemi ausiliari

I sistemi ausiliari del nuovo impianto sono nel seguito descritti.

3.3.3.1 Generatore di vapore ausiliario

La caldaia ausiliaria esistente sarà riutilizzata e sarà fatto un collegamento al collettore vapore ausiliario. Le utenze principali sono i riscaldatori vapore del gas naturale, il sistema tenute TV e tutti i sistemi necessari durante le fasi di avviamento. Si prevede un utilizzo sporadico di questo sistema, limitato all'avviamento di una delle unità del ciclo combinato, quando l'altra è fuori servizio.

3.3.3.2 Compressore gas naturale

A seconda dell'effettiva pressione di consegna del gas dal metanodotto di Prima Specie di SNAM Rete gas, essendo il modello di Turbina a Gas selezionato di classe H, con un elevato rapporto di compressione (circa 20), potrebbe essere necessaria l'installazione di compressori gas (con opportuna ridondanza), per elevare la pressione in arrivo dalla rete al valore richiesto dalla macchina. È stato individuato uno spazio dedicato per la sua eventuale installazione, come da pos. 8 della planimetria generale dell'impianto PBITC00931, Allegato 3 della Relazione di progetto, di cui è riportato uno stralcio nella Figura 3.3.1.

3.3.3.3 Sistema trattamento gas naturale

La stazione gas esistente verrà ampliata, come da pos. 8 della planimetria generale dell'impianto PBITC00931, Allegato 3 della Relazione di progetto, di cui è riportato uno

stralcio nella Figura 3.3.1. Sulla tubazione di interfaccia con SNAM, una volta entrata nel perimetro della centrale, verrà realizzato lo stacco destinato ad alimentare i nuovi gruppi. Il gas naturale attraverserà due stadi di filtrazione (filtro a ciclone e filtri a cartuccia) che hanno lo scopo di eliminare le impurità e saranno in accordo al codice REMI. Successivamente subirà un primo riscaldamento che ha lo scopo di compensare la caduta di temperatura conseguente la riduzione di pressione che ha luogo nelle valvole di regolazione poste a valle. Una volta adeguata la pressione alle condizioni richieste dal TG, il gas passerà attraverso il contatore fiscale.

Al fine di assicurare la fornitura di gas naturale necessaria alla nuova configurazione di progetto, Snam Rete Gas ha previsto il potenziamento della rete dei metanodotti con le seguenti opere:

- Potenziamento Allacciamento Centrale Enel Torrevaldaliga Nord (Roma) DN 400 (16") – DP 75 bar, con la realizzazione di circa 500 m di nuovi metanodotti e la dismissione di circa 200 m di metanodotti esistenti nel comune di Civitavecchia (RM);
- Potenziamento Metanodotto Derivazione Celleno – Civitavecchia DN 900 (36") – DP 75 bar, con la realizzazione di un metanodotto di circa 18 km nei comuni di Viterbo (VT), Monte Romano (VT) e Vetralla (VT).

Per maggiori dettagli sui nuovi metanodotti si rimanda alla documentazione di progetto¹³.

3.3.3.4 Sistema di raffreddamento ausiliari

Il sistema provvede il raffreddamento degli ausiliari di TV e TG mediante la circolazione di acqua demi in ciclo chiuso e raffreddata tramite scambiatori di calore. Il circuito di raffreddamento è chiuso per cui non è previsto un consumo continuo di acqua, che è necessaria solo al momento del primo riempimento oppure come riempimento o integrazione a valle di una eventuale manutenzione. L'acqua di circolazione sarà opportunamente additivata con prodotti chimici alcalinizzanti e deossigenanti (per es. ammoniaca e carboidrazide) per evitare fenomeni corrosivi all'interno dei tubi e delle apparecchiature. Per il circuito di raffreddamento saranno utilizzate delle pompe dedicate da installare in nuovi pozzetti da realizzare nell'opera di presa esistente.

3.3.3.5 Impianto acqua industriale

Verrà utilizzato il sistema di produzione e stoccaggio esistente di centrale, composto da 2 serbatoi da 3000 m³ cadauno.

¹³ METANODOTTO: POT. ALL. CENTRALE ENEL DI TORREVALDALIGA NORD (ROMA) DN 400 (16") – DP 75 bar, RELAZIONE TECNICA, 16/09//2019 e annessi.

METANODOTTO: POTENZIAMENTO METANODOTTO DERIVAZIONE CELLENO – CIVITAVECCHIA DN 900 (36") – DP 75 bar, RELAZIONE TECNICA, 16/09//2019 e annessi.

3.3.3.6 Impianto produzione acqua demineralizzata

Verrà utilizzato il sistema di produzione e stoccaggio acqua demi esistente, composto da n.3 serbatoi da 3000 m³ cad.

3.3.3.7 Sistema di protezione antincendio

Il nuovo ciclo combinato sarà dotato di un sistema di rivelazione automatica di incendio, segnalazione manuale e allarme, a copertura delle aree a più elevato rischio di incendio, quali le apparecchiature meccaniche principali, i trasformatori, le sale e cabinati con apparecchiature elettriche e/o elettroniche; dove adeguato, saranno installati rivelatori di gas metano e idrogeno. Gli allarmi/indicatori di stato saranno riportati nella sala controllo.

L'alimentazione idrica antincendio sarà derivata dall'impianto antincendio esistente, costituita da una riserva di acqua per uso esclusivo (acqua industriale), due elettropompe, una pompa Diesel, un'autoclave di pressurizzazione della rete con pompe di riempimento e compressori aria. Qualora necessario per soddisfare la portata richiesta dalle nuove utenze, definita in base ad un successivo progetto di dettaglio, sarà valutata la sostituzione delle suddette pompe antincendio, con altre aventi prestazioni superiori. La rete esistente di tubazioni acqua antincendio sarà opportunamente modificata per alimentare le nuove utenze antincendio, idranti e impianti a diluvio; le nuove tubazioni saranno in PEAD se interrate o in acciaio se a vista. Sono previsti impianti ad acqua spruzzata (a diluvio) automatici per la protezione dei trasformatori principali, delle casse olio lubrificante delle turbine (vapore, gas, secondo progetto esecutivo), dello skid olio tenute idrogeno degli alternatori raffreddati a idrogeno e di altri eventuali serbatoi di olio lubrificante / idraulico di significative dimensioni, secondo il progetto di dettaglio. Per il deposito - fossa - delle bombole di idrogeno è previsto un impianto di raffreddamento ad acqua spruzzata a comando manuale. Gli idranti saranno installati per protezione interna ed esterna, dove adeguato. I cabinati della turbina a gas saranno protetti con impianti antincendio "total flooding" ad anidride carbonica oppure "water mist", secondo progetto esecutivo del fornitore del macchinario. Estintori portatile e carrellati saranno disposti nelle varie aree del nuovo ciclo combinato. Il progetto esecutivo degli impianti terrà conto delle norme specifiche di settore, quali la UNI 9795 per gli impianti di rivelazione incendi, la UNI 10779 per i nuovi idranti; in assenza di normativa specifica nazionale o europea si farà riferimento alle norme NFPA (es. NFPA 15 per gli impianti ad acqua spruzzata).

3.3.3.8 Impianto di produzione e distribuzione aria compressa

L'impianto comprenderà in sintesi:

- 2x100% compressori dell'aria;
- 1x100% essiccatore aria compressa;
- 2x100% filtri;

- un serbatoio polmone per aria servizi;
- un serbatoio polmone per aria strumenti;
- rete di distribuzione aria strumenti e servizi a tutte le utenze.

3.3.3.9 Impianto produzione azoto

Se necessario per utenze con consumo continuo (es. tenute per compressore gas naturale) sarà inserito un sistema 2x100% di produzione e stoccaggio azoto.

3.3.3.10 Impianti di ventilazione e/o condizionamento

Gli impianti di ventilazione e/o condizionamento avranno lo scopo di mantenere le condizioni termiche e igrometriche di progetto nei vari ambienti della centrale. Sarà installato un impianto di condizionamento per i nuovi:

- locali e cabinati dedicati ai quadri elettrici;
- locali tecnici.

3.3.3.11 Sistema di stoccaggio bombole H₂ e CO₂

Il sistema idrogeno sarà utilizzato nel raffreddamento del generatore della Turbina a Gas, mentre il sistema ad anidride carbonica verrà utilizzato in fase di manutenzione per spiazzare l'idrogeno prima di ogni intervento. Ogni sistema comprenderà bombole di stoccaggio, depositate in apposite fosse, la stazione di laminazione e distribuzione.

3.3.3.12 Sistema stoccaggio ammoniacca

L'ammoniaca si rende necessaria per l'alimentazione del catalizzatore presente tra i banchi del GVR. L'abbattimento degli NOx è attualmente realizzato tramite urea. Per il nuovo ciclo combinato si preferisce realizzare uno stoccaggio dedicato (2 serbatoi da 100 m³) di ammoniacca in soluzione acquosa al 24,5%) per i consumi del nuovo ciclo termico. Essi saranno posizionati come da pos. 12 della planimetria generale dell'impianto PBITC00931, Allegato 3 della Relazione di progetto, di cui è riportato uno stralcio nella Figura 3.3.1.

3.3.4 Sistema di controllo

Il sistema di automazione (DCS ed ESD) sarà progettato e sviluppato in modo da permettere, al personale di esercizio, di gestire in tutte le sue fasi (avviamento, regime, transitori di carico, arresto e blocco) l'intera centrale attraverso l'interfaccia informatizzata uomo/macchina (HMI) del Sistema di Controllo Distribuito (DCS) nonché le relative azioni automatiche di protezione per garantire la sicurezza del personale di esercizio, l'integrità dei macchinari salvaguardando, al contempo, la disponibilità e l'affidabilità di impianto tramite il Sistema di Protezione (ESD).

Il sistema di controllo sarà completato con l'implementazione di tools per l'ottimizzazione delle performance operative.

I suddetti applicativi consistono sostanzialmente in:

- un sistema di ottimizzazione della combustione dei due turbogas;
- sistemi per il miglioramento delle prestazioni dell'unità CCGT;
- sistemi atti ad un miglioramento dell'interfaccia operatore;
- sistemi per la remotizzazione dei dati operativi di impianto.

Vi sono poi i necessari sistemi di supervisione, controllo e protezione dedicati ai package meccanici quali le Turbine a Gas (GTCMPS 1A & 1B) e della turbina a vapore (STCMPS), la stazione di compressione del gas, i Sistemi di Monitoraggio delle Emissioni – SME (uno per ognuno dei camini principali (GVR 1A e GVR 1B) durante il funzionamento in CCGT, ed uno per ognuno dei camini di by-pass (by-pass 1A e by-pass 1B) durante il funzionamento in OCGT) che misureranno in continuo le concentrazioni di O₂, NO_x, CO e NH₃ (solo camino principale) ed i parametri temperatura, pressione, umidità, portata fumi e permetterà di calcolare le concentrazioni medie orarie e giornaliere, ai fini del rispetto dei limiti autorizzati, il Sistema Avanzato di Monitoraggio Vibrazioni del macchinario principale (SMAV), ecc.

La strumentazione in campo sarà di tipo convenzionale 4-20 mA con protocollo SMART-HART per la trasmissione dei valori delle grandezze misurate e dei parametri di funzionamento della strumentazione stessa.

Come schema di riferimento per l'architettura del DCS e le relative connessioni con gli altri sistemi di controllo riferirsi all'Allegato 11 della Relazione di progetto -Control System Architecture.

Le principali aree di fornitura riguardano i seguenti:

- sistema di controllo di impianto (DCS);
- sistema di protezione di impianto (ESD);
- digitalization APC, HMI, Alarm management, PI server, etc.;
- maxischermo di sala controllo;
- pulsanti di blocco di emergenza;
- sistemi di controllo PLC per package principali (es. aria compressa ed essicatori, gas station) e relativa interfaccia con il DCS;
- sistema di rilevazione incendio ed antincendio (da collegare al sistema comune esistente di centrale);
- strumentazione di processo (trasmettitori tipo SMART-Hart) e valvole di controllo (on-off e modulanti);
- sistema Monitoraggio Avanzato Vibrazioni SMAV per macchine rotanti principali;
- campionamento chimico per ogni GVR e ciclo termico;

- rete LAN per uffici (switches, patch panels, prese, cavi connessione – no cavi potenza, stampanti, etc) per le nuove unità;
- la sala controllo è esistente. Si intende utilizzare il banco operatore e gli spazi dell'unità 1 dismessa. Gli arredamenti di sala controllo (banchi operatori ed area servizi generali solo) saranno forniti nuovi, se necessario;
- sistema di comunicazione ed interfono (PABX) e Public Address (PA) (da collegare al sistema comune esistente di centrale).

I seguenti sistemi, già presenti in centrale, saranno riutilizzati e, se necessario, ampliati:

- stazione meteorologica (misure di temperatura e umidità aria, pressione atmosferica, velocità e direzione del vento);
- sistema controllo accessi;
- sistema di sorveglianza TVCC.

3.3.5 Connessione alla Rete elettrica nazionale

Le caratteristiche nominali della rete AT sono le seguenti:

- Tensione nominale 380 kV
- Frequenza: 50 Hz

con la qualità e le variazioni dei livelli attesi in accordo al vigente codice di rete Terna.

Onde evitare di superare la capacità delle attuali linee Terna uscenti della Centrale si collegherà il CCGT connettendo ciascuna turbina a gas e la turbina a vapore (circa 650 MVA cad.) a una linea. In particolare, la TV dalla sez. 1 sarà collegata tramite uno stallo in aria mettendo fuori servizio il Trasformatore avviamento gruppo 3 (TAG 3) e le turbine a gas ad esempio al posto delle attuali sez. 2 e 3 tramite gli stalli in aria esistenti (Allegato 9 alla Relazione di progetto; doc. PBITC00305).

Inoltre, per cercare di minimizzare i periodi di indisponibilità di potenza elettrica da erogare sulla rete nazionale, i collegamenti elettrici delle macchine saranno realizzati secondo determinate fasi, previo ottenimento delle Autorizzazioni dagli enti preposti:

- Installazione TG 1A - Funzionamento in ciclo aperto (OCGT): collegamento del TG 1A alla stazione del gruppo 3 (Allegato 16 alla Relazione di progetto; doc. PBITC00307).
- Installazione TG 1B - Funzionamento in ciclo aperto (OCGT): collegamento del TG 1B alla stazione del gruppo 2 (Allegato 15 alla Relazione di Progetto; doc. PBITC00306).
- Chiusura in ciclo combinato 2 su 1 (TG 1A/1B+GVR 1A/1B+TV1): connessione TV1 collegata al gr. 1 (Allegato 9 alla Relazione di Progetto; doc. PBITC00305).

3.3.1 Approvvigionamento metano

Per l'approvvigionamento del gas metano necessario al funzionamento dell'impianto nella nuova configurazione è prevista la realizzazione di:

- circa 500 m di nuovi metanodotti nel comune di Civitavecchia (RM);
- circa 18 km di nuovi metanodotti nei comuni di Viterbo (VT), Monte Romano (VT) e Vetralla (VT).

Per la descrizione delle opere relative ai metanodotti si rimanda alla documentazione¹⁴ predisposta da SNAM/COMIS e relativi allegati, ivi compresi i relativi studi ambientali¹⁵, annessi alla documentazione di Progetto.

3.3.2 Sistema elettrico

L'installazione e la connessione alla rete della nuova unità CCGT dovrà essere conforme ai requisiti imposti da TERNA, nella versione vigente.

Di seguito vengono elencate le principali installazioni elettriche con le seguenti assunzioni:

- onde evitare di superare la capacità delle attuali linee Terna uscenti della Centrale (1000 MVA ca) si evacuerà il CCGT connettendo ciascuna turbina (650 MVA ca) a una delle 4 linee;
- la nuova TV esporterà la potenza dalla linea 1, rivedendo e riutilizzando l'attuale stallo in aria e mettendo fuori servizio il Trasformatore di avviamento Gruppo 3 (TAG3). Il gruppo 3 a carbone dovrà essere gestito senza il proprio TAG, ma utilizzando quello degli altri due gruppi, andando a rivedere le logiche di commutazione sul 6 kV;
- i 2 nuovi TG evacueranno la potenza generata attraverso le attuali linee a servizio delle sezz 2 e 3, sempre attraverso la revisione degli attuali stalli in aria e connettendo i cavi alta tensione (AT) provenienti dai turbogas.

I principali interventi riguardanti i sistemi elettrici della centrale esistente di Torrevaldaliga sono riportati nell'Allegato 9 alla Relazione di progetto (doc. PBITC00305 – Schema elettrico unifilare relativo all'assetto finale). Si riporta anche nell'Allegato 16 alla Relazione di progetto (doc. PBITC00307) lo schema unifilare della fase OCGT, studiato per minimizzare le indisponibilità di potenza verso Terna durante la realizzazione della prima fase del progetto. Nell'Allegato 15 alla Relazione di progetto (doc. PBLTR00306) è invece riportato lo schema unifilare relativo alla fase 2. Durante la fase di realizzazione delle fasi OCGT, si cercherà di predisporre anche il quadro MT e i sistemi comuni d'impianto come quelli di emergenza, alternata vitale e in corrente continua.

¹⁴ METANODOTTO: POT. ALL. CENTRALE ENEL DI TORREVALDALIGA NORD (ROMA) DN 400 (16") – DP 75 bar, RELAZIONE TECNICA, 16/09//2019 e annessi.

METANODOTTO: POTENZIAMENTO METANODOTTO DERIVAZIONE CELLENO – CIVITAVECCHIA DN 900 (36") – DP 75 bar, RELAZIONE TECNICA, 16/09//2019 e annessi.

¹⁵ METANODOTTO: POT. ALL. CENTRALE ENEL DI TORREVALDALIGA NORD (ROMA) DN 400 (16") – DP 75 bar, STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE e DOCUMENTAZIONE ANNESSA, 18/10//2019.

METANODOTTO: POTENZIAMENTO METANODOTTO DERIVAZIONE CELLENO – CIVITAVECCHIA DN 900 (36") – DP 75 bar, STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE e DOCUMENTAZIONE ANNESSA, 18/10//2019.

Di seguito vengono elencate le principali installazioni elettriche con le assunzioni descritte al paragrafo 3.3.5.

Gli interventi prevedono:

1a FASE: gruppo TG1A in ciclo aperto (OCGT)

- Revisione dell'attuale stallo sez. 3 in aria a 380 kV comprendente la sostituzione degli interruttori di linea e ausiliari.
- GIS in uscita dal trasformatore principale TG. Il GIS sarà consistente nel sezionatore di linea lato TG, di terra e rispettivi ausiliari.
- Cavo a 400 kV in XLPE tra il blindato GIS connesso al trasformatore principale TP e la linea in aria sovrastante il trasformatore principale (TP) esistente.
- Trasformatore principale montante TG adeguato per l'intera potenza generata in tutte le condizioni ambientali di funzionamento e di rete.
- Interruttore di macchina (congiuntore), tra trasformatore principale TG e generatore TG contenente con tutti gli accessori necessari compresa la cella sezionatore dell'avviatore statico.
- Generatore TG completo di tutti i relativi sistemi ausiliari.
- Trasformatore di unità MT/MT.
- Condotti sbarre a fasi isolate per la connessione tra generatore TG, interruttore di macchina, trasformatore principale TG e derivazione verso il trasformatore di unità.
- Sistemi ridondati di protezioni elettriche relative al montante generatore TG, trasformatore principale TG, trasformatore di unità, cavo XLPE e stazione elettrica di alta tensione.
- Sistema di eccitazione per generatore TG e sistema di avviamento statico inclusi i relativi trasformatori e ausiliari.
- Quadri di media tensione a 6 kV e 400 V (Power centre) completi di trasformatori MT/BT e relative condotti sbarre.
- Interconnessione ai TAG esistenti tramite le sbarre a 6 kV con sistema di trasferimento manuale e commutazione a tensione residua (Syncrocheck).
- Eventuale riutilizzo del 7TRL (trasformatore rete locale) per i servizi generali d'impianto.
- Sistemi in corrente continua a 220Vcc e 110Vcc e Sistema "alternata vitale" a 230Vca, completi di relative batterie di accumulatori e quadri di distribuzione.
- Sistema di emergenza Diesel/Generatore e relativi quadri di emergenza.
- Sistemi elettrici a completamento dell'impianto: quadri manovra motori (MCC), cavi di potenza MT e BT, cavi di controllo e strumentazione/termocoppie, vie cavi principali e secondarie, impianto di terra (da verificare ed eventualmente da implementare) impianto di terra secondario, sistema protezione scariche atmosferiche, sistemi di misura fiscali e commerciali.
- Impianto luce e forza motrice sia nelle aree interne che esterne, comprese luci ostacolo.

- Sistema regolazione secondaria della tensione (SART).
- Sistema oscillo-perturbografico.

2a FASE: gruppi TG1A + TG1B (2 OCGT)

- Revisione dell'attuale stallo sez. 2 in aria a 380 kV comprendente la sostituzione degli interruttori di linea e ausiliari.
- GIS in uscita dal trasformatore principale della seconda TG. Il GIS sarà consistente nel sezionatore di linea lato TG, di terra e rispettivi ausiliari.
- Cavo a 400 kV in XLPE tra il blindato GIS connesso al trasformatore principale TP e la linea in aria sovrastante il trasformatore principale (TP) esistente.
- Trasformatore principale montante TG adeguato per l'intera potenza generata in tutte le condizioni ambientali di funzionamento e di rete.
- Interruttore di macchina (congiuntore), tra trasformatore principale TG e generatore TG contenente con tutti gli accessori necessari compresa la cella sezionatore dell'avviatore statico.
- Generatori TG completi di tutti i relativi sistemi ausiliari.
- Trasformatore di unità MT/MT da installa sul montante TG.
- Condotti sbarre a fasi isolate per la connessione tra generatore TG, interruttore di macchina, trasformatore principale TG e derivazione verso il relativo trasformatore di unità.
- Sistemi ridondati di protezioni elettriche relative al montante generatore TG, trasformatore principale TG, trasformatore di unità, cavo XLPE e stazione elettrica di alta tensione.
- Sistemi di eccitazione per generatore e sistema di avviamento statico per la TG inclusi i relativi trasformatori e ausiliari.
- Quadri 400 V (Power centre) completi di trasformatori MT/BT e relative condotti sbarre.
- Sistemi in corrente continua a 220Vcc e 110Vcc e Sistema "alternata vitale" a 230Vca, completi di relative batterie di accumulatori e quadri di distribuzione della seconda TG.
- Sistemi elettrici a completamento dell'impianto: quadri manovra motori (MCC), cavi di potenza MT e BT, cavi di controllo e strumentazione/termocoppie, vie cavi principali e secondarie, impianto di terra (da verificare ed eventualmente da implementare) impianto di terra secondario, sistema protezione scariche atmosferiche, sistemi di misura fiscali e commerciali.
- Impianto luce e forza motrice sia nelle aree interne che esterne, comprese luci ostacolo.
- Sistema regolazione secondaria della tensione (SART).
- Sistema oscillo-perturbografico.

Funzionamento in CCGT finale

- Revisione dell'attuale stallo sez. 1 in aria a 380 kV comprendente la sostituzione degli interruttori di linea e ausiliari.

- Trasformatore principale montante TV adeguato per l'intera potenza generata in tutte le condizioni ambientali di funzionamento e di rete.
- Generatore TV completi di tutti i relativi sistemi ausiliari.
- Condotti sbarre a fasi isolate per la connessione tra generatore TV e trasformatore principale TV e armadio trasformatori di tensione.
- Sistemi ridonati di protezioni elettriche relative al montante generatore TV, trasformatore principale TV e stazione elettrica di alta tensione.
- Sistemi di eccitazione per generatore TV incluso i relativi trasformatori e ausiliari.
- Quadri 400 V (Power centre) completi di trasformatori MT/BT e relative condotti sbarre.
- Sistemi in corrente continua a 220Vcc e 110Vcc e Sistema "alternata vitale" a 230Vca, completi di relative batterie di accumulatori e quadri di distribuzione della TV.
- Sistemi elettrici a completamento dell'impianto: quadri manovra motori (MCC), cavi di potenza MT e BT, cavi di controllo e strumentazione/termocoppie, vie cavi principali e secondarie, impianto di terra (da verificare ed eventualmente da implementare) impianto di terra secondario, sistema protezione scariche atmosferiche, sistemi di misura fiscali e commerciali.
- Impianto luce e forza motrice sia nelle aree interne che esterne, comprese luci ostacolo.
- Sistema regolazione secondaria della tensione (SART).
- Sistema oscillo-perturbografico.

3.3.3 Interferenze con l'ambiente

3.3.3.1 Emissioni gassose

Il nuovo CCGT rispetterà i seguenti limiti di emissione:

- NO_x 10 mg/Nm³ @15% O₂ dry
- CO 30 mg/Nm³ @15% O₂ dry
- NH₃ 5 mg/Nm³ @15% O₂ 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. Per il rispetto di tali limiti è prevista l'installazione di apposito catalizzatore per l'abbattimento degli NO_x. 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 saranno le seguenti:

- NO_x 30 mg/Nm³ @15% O₂ dry
- CO 30 mg/Nm³ @15% O₂ dry

Sulla base dello studio del bilancio emissivo condotto basato su 8760 ore di funzionamento annuo si ottengono i risultati riportati nelle tabelle successive:

Tabella 3.3.2 – Emissioni in atmosfera previste (CCGT)

	VALORI	U.M.
Temperatura uscita fumi	75÷100	°C
Portata fumi per ciascun TG+GVR	4150000	Nm ³ /h
EMISSIONI		
SO ₂	-	mg/Nm ³
NO _x	10	mg/Nm ³
CO	30	mg/Nm ³
NH ₃	5	mg/ Nm ³
Polveri	-	mg/Nm ³

Tutti i parametri riportata in tabella sono riferiti a fumi normalizzati secchi, riportati ad un tenore di ossigeno del 15%.

Nel caso di funzionamento in ciclo semplice i fumi in uscita dal camino di *by-pass* hanno le seguenti caratteristiche:

Tabella 3.3.3 – Emissioni in atmosfera previste (OCGT)

	VALORI	U.M.
Temperatura uscita fumi	640÷680	°C
Portata fumi per ciascun TG+GVR	4150000	Nm ³ /h
EMISSIONI		
SO ₂	-	mg/Nm ³
NO _x	30	mg/Nm ³
CO	30	mg/Nm ³
Polveri	-	mg/Nm ³

Tutti parametri riportati in tabella si riferiscono a fumi normalizzati secchi, con un tenore di ossigeno del 15%.

3.3.3.2 Scarichi idrici

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

Le acqua 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'ITAC 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).

3.3.3.3 Produzione di rifiuti

La tipologia di rifiuti potenzialmente prodotta nella configurazione di progetto è la medesima vista per la fase attuale e descritta nel § 3.2.5.4.

3.4 Fase di cantiere

3.4.1 Opere civili

Le principali attività di cantiere civile sono sostanzialmente legate a demolizioni e opere di nuova realizzazione.

Per quanto riguarda le demolizioni, le attività possono essere riassunte in:

- demolizione dell'esistente (elevazioni e fondazioni);
- movimentazione e smaltimento del materiale demolito e scavato.

Si prevede indicativamente che il volume di terra scavata sarà pari a 55.000 m³, con una profondità di scavo massima di 5,00 m (*Tavola 3.3.2 – Planimetria delle demolizioni*).

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

- preparazione del sito;
- connessioni stradali;
- costruzioni temporanee di cantiere;
- eventuale trattamento di vibroflottazione o vibrocompattazione dei terreni;
- fondazioni profonde e superficiali di macchinari principali e secondari;
- fondazioni profonde e superficiali di edifici principali e secondari;
- fondazione ciminiera;
- diesel di emergenza – vasca di contenimento e fondazioni;
- trasformatore – vasca di contenimento e fondazioni;
- fondazioni e strutture di cable/pipe rack;
- fondazione per serbatoi;
- pozzetti, tubazioni e vasche di trattamento acque sanitarie;
- rete interrati (fognature, vie cavo sotterranee, conduits, drenaggi, etc.);
- adeguamento della vasca di prima pioggia esistente, a cui confluiscono le acque interessate dalla costruzione del nuovo CCGT;
- recinzione;

- aree parcheggio;
- strade interne e illuminazione, parcheggi;
- eventuale sistemazione a verde.

3.4.1.1 Fondazioni nuovi TG e ausiliari

In accordo alle informazioni disponibili in questa fase 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. Particolare attenzione dovrà essere posta alla presenza dei pali delle fondazioni dei vecchi manufatti demoliti e rilocati.

Le fondazioni delle turbine Gas e turbina a vapore consisteranno ciascuna in un Mat (piastra di base di fondazione) monolite e al fine di ottimizzare il layout e ridurre gli ingombri, le fondazioni del GVR e della ciminiera saranno unite in un unico blocco.

La nuova turbina a vapore verrà installata al posto della dismessa turbina, della stessa taglia, del gruppo 1. Saranno quindi necessari interventi locali di adeguamento del deck del cavalletto, atti ad accogliere la nuova apparecchiatura.

3.4.1.2 Edificio TG

L'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.

In accordo alle informazioni disponibili in questa fase, si ipotizza che le fondazioni saranno di tipo profondo, con pali intestati alla profondità di -20,00 m rispetto al piano campagna. Le fondazioni consisteranno in plinti di dimensioni variabili in pianta, collegate fra loro da travi rovesce.

3.4.1.3 Edificio servizi elettrici e sala di controllo

Si prevede un edificio di due piani per i servizi elettrici (quadri e apparecchiature di elettro/automazione) e per la sala di controllo. Questo sarà in struttura metallica e chiuso con pannelli di tipo sandwich.

In accordo alle informazioni disponibili in questa fase si ipotizza che le fondazioni saranno di tipo profondo, con pali intestati alla profondità di -20,00 m rispetto al piano campagna. Le fondazioni consisteranno in plinti di dimensioni variabili in pianta, collegate fra loro da travi rovesce.

3.4.1.4 Edificio uffici, spogliatoi e mensa di centrale

Si prevede un edificio di tre piani per uffici (primo e secondo piano), spogliatoi (piano terra) e mensa (piano terra). Questo sarà in struttura metallica o calcestruzzo armato e chiuso con pannelli di tipo sandwich.

In accordo alle informazioni disponibili in questa fase si ipotizza che le fondazioni saranno di tipo profondo, con pali intestati alla profondità di -20,00 m rispetto al piano campagna. Le fondazioni consisteranno in plinti di dimensioni variabili in pianta, collegate fra loro da travi rovesce.

3.4.1.5 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.

3.4.1.6 Nuova 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. Se confermata la presenza del compressore, questo sarà incluso in un edificio dedicato.

3.4.2 Insediamenti di cantiere

L'area che si rende necessaria per le attività di Costruzione di un CCGT da circa 1680 MW_e è stimabile in circa 25.000 m², da utilizzare per gli uffici Enel & Contractor di costruzione / commissioning (7000 m² previsti) e per lo stoccaggio dei materiali (18.000 m² previsti).

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.

Considerando le tempistiche di cantiere, si devono pertanto distinguere due momenti principali nei quali considerare come si svilupperà la cantierizzazione in conseguenza dell'avanzamento delle fasi realizzative:

- Fase-1: realizzazione della prima unità OCGT.
- Fase-2: realizzazione della seconda unità OCGT.
- Fase-3: chiusura in ciclo combinato CCGT di entrambe le unità.

3.4.2.1 Fase-1 e 2

Durante tali fasi, 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 3.4.1, che mostra un'area

per prefabbricazione e stoccaggi temporanea e una (frontale ai camini di by-pass) necessaria ai montaggi:

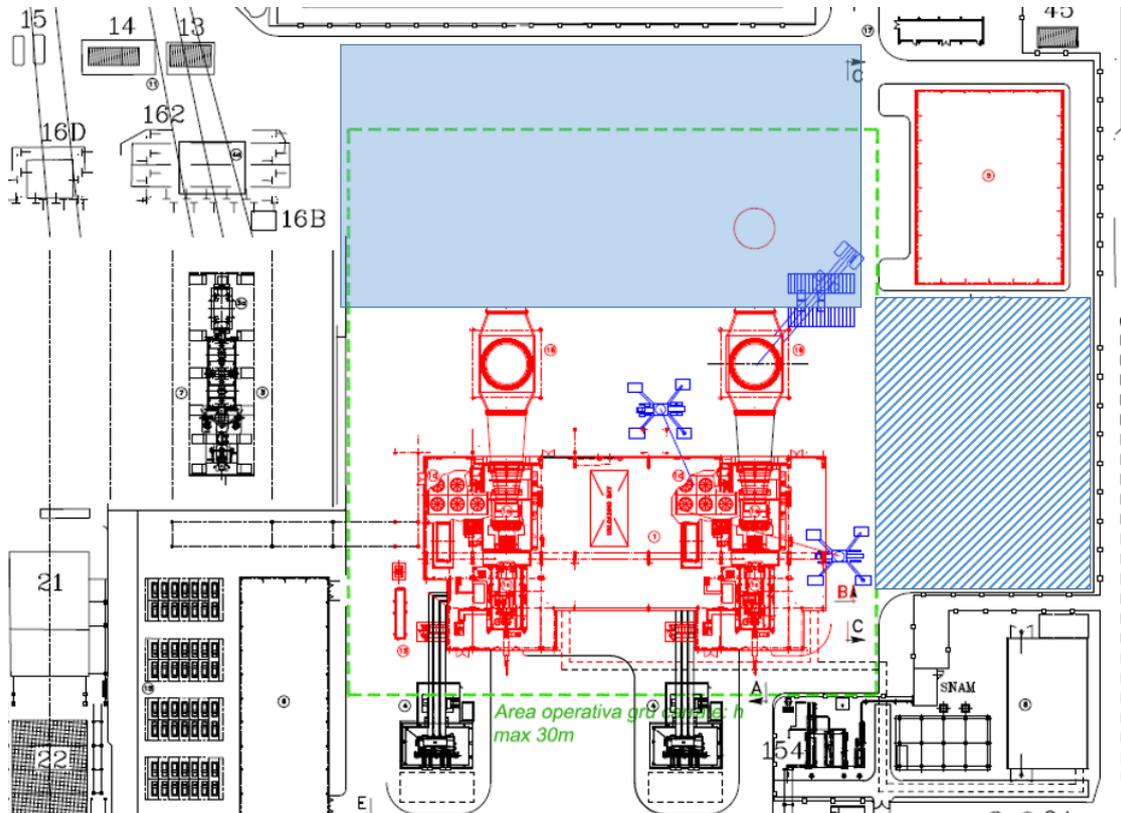


Figura 3.4.1 – Cantiere Fase-1 e 2: area prefabbricazione e stoccaggi temporanea e area montaggi

L'area azzurra, avente un'estensione di circa 13.000 m², 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 m³;
- edificio elettrico;
- stazione travaso terminale oleodotti;

si potrà ricavare un'area di ca. 30.000 m² (Figura 3.4.2).



Figura 3.4.2 – 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.).

Il parcheggio del personale ENEL operante presso la centrale verrà ricavato nel nuovo edificio uffici appositamente predisposto, a piano 0.

Le maestranze delle imprese operanti per la manutenzione di centrale potranno continuare a utilizzare l'attuale parcheggio posto a Nord della strada, utilizzando poi il collegamento tra l'area posta a Nord della ferrovia e la centrale costituito dal sottopassaggio pedonale.

3.4.2.2 Fase-3

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, si segnala che le nuove infrastrutture per magazzino e officine (pos. 9 e 10 della planimetria PBITC00931, Allegato 3 della Relazione di progetto, di cui si riporta uno stralcio in Figura 3.3.1) 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.

3.4.3 Viabilità interna ed accessi alle opere

L'accesso al cantiere avverrà sfruttando gli attuali ingressi di Centrale, accessibili dalla Strada della Torrevaldaliga.

In particolare, verrà mantenuto l'ingresso ordinario (denominato Ingresso-1) per auto e camion di piccole dimensioni, mentre si utilizzerà l'ingresso posto immediatamente più a Nord (denominato Ingresso-2) per l'accesso dei camion di grandi dimensioni e dei trasporti eccezionali.

Le auto del personale Enel e dei subappaltatori dovranno essere parcheggiate nelle aree appositamente adibite poste all'esterno di centrale, mentre i lavoratori potranno poi raggiungere a piedi la Centrale percorrendo l'esistente sottopassaggio, come descritto precedentemente e illustrato nella seguente Figura 3.4.3.



Figura 3.4.3 – Accessi all’area di cantiere

La viabilità al sito dalle strade principali è riportata nella seguente Figura 3.4.4.



Figura 3.4.4 – Viabilità al sito dalle strade principali

3.4.4 Fasi di lavoro

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.

3.4.5 Fabbisogno di risorse

3.4.5.1 Maestranze

Ogni unità richiederà indicativamente, per le attività di costruzione, la presenza delle seguenti maestranze:

- presenza media: ca 200 persone giorno;
- fasi di picco: ca 400 persone giorno.

3.4.5.2 Prelievi idrici

L'approvvigionamento idrico di acqua potabile durante la fase di realizzazione dell'impianto verrà garantito dalla rete esistente di centrale, in corrispondenza del pozzetto più vicino alla zona di cantiere.

Il sistema antincendio di Centrale esistente è sufficiente a far fronte alle esigenze del cantiere. Ulteriori eventuali sistemi di estinzione saranno, comunque, previsti.

3.4.5.3 Energia

La fornitura di energia verrà garantita da Enel attraverso punti prossimi all'area di cantiere ai quali ci si collegherà garantendo tutte le protezioni necessarie. Una rete di distribuzione dedicata al cantiere sarà realizzata a valle dei punti di connessione.

3.4.6 Flussi di traffico

Le seguenti considerazioni valgono per la costruzione di una unità, per la quale si prevede 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, anche se la loro tipologia esatta verrà scelta dall'appaltatore che si aggiudicherà i contratti di montaggio e realizzazione:

- 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 tipo Liebherr 1350 (135 ton), terex 650 (65 ton), Terex AC40 (40 ton) ;
- autogru cingolata (montaggio parti in pressione GVR) tipo Terex CC2800 (600 ton): altezza del tiro max indicativamente 95 m, per consentire il montaggio ultima virola del camino;
- gru a torre (montaggio GVR e servizio parti comuni): h 45/50m, portata 9/10 ton in punta.

3.4.7 Produzione di rifiuti ed emissioni

3.4.7.1 Rifiuti solidi

Nel seguito sono quantificati indicativamente i movimenti terra e solidi generati dalle attività di cantiere:

Opere civili:

- scavi e trasporti a discarica: 14000 m³;
- vibroflottazioni impronta area nuova turbina a gas;
- calcestruzzi: 40900 m³;
- conduit e tubi interrati: 35000 m;
- pannellatura per edifici e coperture: 27000 m²;
- strutture metalliche: 3800 tonnellate.

Demolizioni:

- strutture metalliche esistenti: 1360 tonnellate;
- volumi opere in calcestruzzo esistenti: 11400 m³.

I rifiuti prodotti durante la fase di cantiere potranno appartenere ai capitoli 15 ("Rifiuti di imballaggio, assorbenti, stracci, materiali filtranti e indumenti protettivi"), 17 ("Rifiuti delle operazioni di costruzione e demolizione") e 20 ("Rifiuti urbani (rifiuti domestici e assimilabili prodotti da attività commerciali e industriali nonché dalle istituzioni) inclusi i rifiuti della raccolta differenziata") dell'elenco dei CER, di cui all'allegato D alla parte IV del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii..

3.4.7.2 Scarichi idrici

Gli scarichi liquidi derivanti dalle lavorazioni di cantiere 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 centri autorizzati;
- 3) acque di aggotamento: 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 aggotamento risultassero non riutilizzabili in centrale, saranno gestite come rifiuto o previa specifica autorizzazione scaricate in mare.

3.4.7.3 Emissioni di polveri e scarichi gassosi

Le attività di cantiere produrranno un aumento della polverosità di natura sedimentale nelle immediate vicinanze delle aree oggetto di intervento e una modesta emissione di inquinanti gassosi (SO₂, NO_x, CO e O₃) derivanti dal traffico di mezzi indotto. L'aumento temporaneo e quindi reversibile di polverosità è dovuto soprattutto alla dispersione di particolato grossolano, causata dalle operazioni delle macchine di movimentazione della terra e dalla ri-sospensione di polvere da piazzali e strade non pavimentati.

Per la salvaguardia dell'ambiente di lavoro e la tutela della qualità dell'aria saranno posti in essere accorgimenti quali frequente bagnatura dei tratti sterrati e limitazione della velocità dei mezzi, la cui efficacia è riportata in letteratura e tecnica consolidata nei numerosi cantieri Enel. Inoltre, come da buona pratica operativa Enel, si adotteranno:

- Generale sensibilizzazione delle maestranze alla problematica delle polveri da demolizione e delle emissioni inquinanti dei mezzi (da farsi tramite appositi "induction course" per il personale direttamente coinvolto al momento dell'ingresso in cantiere e ripetuto poi in maniera periodica).
- Mirate ispezioni volte alla verifica che i mezzi operanti in sito siano conformi alle ultime normative vigenti in materia (v. es lettera allegata del ministero dei trasporti).
- Pianificazione ed ottimizzazione delle attività mirate alla riduzione dei "cold start up" dei mezzi (quando le emissioni sono maggiori), degli "idle time" dei mezzi in funzione, delle movimentazioni.
- Verifica della velocità del vento durante le demolizioni (in caso di vento eccessivo interruzione delle attività).

3.4.7.4 Emissioni di rumore

Il rumore dell'area di cantiere è generato prevalentemente dai macchinari utilizzati per le diverse attività di costruzione e dal traffico veicolare costituito dai veicoli pesanti per il trasporto dei materiali e dai veicoli leggeri per il trasporto delle persone; la sua intensità dipende quindi sia dal momento della giornata considerata sia dalla fase in cui il cantiere si trova.

3.4.8 Smantellamento delle installazioni e ripristino dei luoghi

Completati i lavori di realizzazione dell'impianto tutti i prefabbricati utilizzati per la logistica di cantiere verranno smontati. La viabilità di cantiere e le recinzioni interne verranno dismesse; infine l'intera superficie destinata alla cantierizzazione del sito verrà liberata alle infrastrutture ad essa dedicate.

3.4.9 Cronoprogramma delle attività

La figura successiva riporta il cronoprogramma delle attività previste dal progetto

Il programma cronologico include una prima fase di realizzazione del ciclo aperto (OCGT), a cui segue la costruzione della caldaia a recupero e della turbina a vapore (CCGT). Nel seguito si riporta il cronoprogramma dell'attività di tutto il progetto, comprensivo della procedura di gara e della messa in esercizio, che prevede un totale di circa 64 mesi.

3.5 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.

3.6 Confronto tra stato attuale autorizzato e stato di progetto

La Tabella 3.6.1 in seguito riportata permette un confronto, in termini di bilancio di massa, tra la situazione attuale e quella futura di progetto.

Tabella 3.6.1- Confronto tra il bilancio generale di massa attuale e futuro

<u>1ª FASE: TG 1A</u>		
<u>2ª FASE: TG 1A + TG1B</u>		
<u>3ª FASE: TG 1A/1B + GVR 1A/1B + TV1</u>		
INGRESSI		
GAS NATURALE		
Attuale fornitura all'impianto	82000	Nm ³ /h
Futura fornitura all'impianto		
1ª Fase	130000	Nm ³ /h
2ª Fase	260000	Nm ³ /h
3ª Fase	260000	Nm ³ /h
ACQUA		
<u>Situazione attuale:</u>		
Acqua di mare per raffreddamento impianti m ³ /s)	264600	m ³ /h (24,5x3=73,5
Acqua di mare per produzione acqua ind./demi	1239	m ³ /h

RAPPORTO

USO RISERVATO APPROVATO B9014453

Acqua potabile da acquedotto: 15 m³/h

Situazione futura:

1^a Fase

Acqua di mare per raffreddamento impianti e produzione acqua demineralizzata 5000 m³/h (1,4 m³/s)
 Acqua di mare per produzione acqua ind./demi 1239 m³/h
 Acqua potabile da acquedotto 15 m³/h

2^a Fase

Acqua di mare per raffreddamento impianti e produzione acqua demineralizzata 5000 m³/h (1,4 m³/s)
 Acqua di mare per produzione acqua ind./demi 1239 m³/h
 Acqua potabile da acquedotto: 15 m³/h

3^a Fase

Acqua di mare per raffreddamento impianti e produzione acqua demineralizzata 93240 m³/h (24,5+1,4=25,9 m³/s)
 Acqua di mare per produzione acqua ind./demi 1239 m³/h
 Acqua potabile da acquedotto: 15 m³/h

USCITE

EMISSIONI (Calcolo basato su 8760 ore/anno)

Situazione attuale

Portata fumi (portata fumi secchi al 6% O₂)
 TN2 2,1 x 10⁶ Nm³/h
 TN3 2,1 x 10⁶ Nm³/h
 TN4 2,1 x 10⁶ Nm³/h

Situazione futura (per ciascun camino):

Portata fumi (portata fumi secchi al 15% O₂) 4,15x10⁶ Nm³/h

EFFLUENTI LIQUIDI (valori attesi medi in condizioni di esercizio nominale)

(Calcolo basato su 8760 ore/anno)

Situazione attuale:

Scarico S1 (acque meteoriche non inquinate) (dati da AIA del 30/09/2019): 74.000 0 m³/anno (Discontinuo)

Scarico S2 (acque meteoriche non inquinate + AI+ acque raffred.): 2.625.000.000 m³/anno

Situazione futura:

1^a Fase

RAPPORTO

USO RISERVATO APPROVATO B9014453

Scarico S1 (acque meteoriche non inquinate, come valore medio atteso): 74.000 m³/anno (Discontinuo)

Scarico S2 (acque meteoriche non inquinate + trattamento chim-fis prima pioggia+Al+acque raffred.): 45.000.000 m³/anno

2^a Fase

Scarico S1 (acque meteoriche non inquinate, come valore medio atteso): 74.000 m³/anno (Discontinuo)

Scarico S2 (acque meteoriche non inquinate + trattamento chim-fis prima pioggia+Al+acque raffred.): 45.000.000 m³/anno

3^a Fase

Scarico S1 (acque meteoriche non inquinate, come valore medio atteso): 74.000 m³/anno (Discontinuo)

Scarico S2 (acque meteoriche non inquinate + trattamento chim-fis prima pioggia+Al+acque raffred.): 820.000.000 m³/anno

3.7 Confronto delle prestazioni della Centrale in relazione alle Conclusioni sulle BAT per i Grandi Impianti di Combustione

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

Nell'Allegato 14 alla Relazione di progetto è riportata la verifica di tutti i requisiti.

4 FATTORI E COMPONENTI AMBIENTALI POTENZIALMENTE PERTURBATI DAL PROGETTO NELLE SUE DIVERSE FASI

L'individuazione delle componenti ambientali da considerare ai fini dell'analisi del sistema territoriale locale si è basata sulle caratteristiche tipologiche e dimensionali del progetto in esame, sui requisiti definiti dalla legislazione vigente in materia di valutazione di impatto ambientale e sulle specifiche caratteristiche del sito interessato dagli interventi.

In dettaglio, le componenti ambientali individuate significative ai fini del presente studio sono:

- Atmosfera, per caratterizzare l'area dal punto di vista meteorologico e valutare la significatività delle emissioni generate dagli interventi proposti;
- Ambiente idrico, per valutarne la qualità attuale e a seguito della realizzazione degli interventi proposti;
- Suolo e sottosuolo, per definire le caratteristiche delle aree interessate dalle nuove configurazioni proposte e valutare l'impatto sull'uso, riuso e consumo di suolo;
- Biodiversità, in virtù delle caratteristiche di naturalità dell'area circostante il sito di Centrale, per valutare la significatività degli effetti generati dal progetto;
- Clima acustico, per la valutazione dell'eventuale incremento dei livelli di rumore legato alle modifiche proposte;
- Radiazioni ionizzanti e non ionizzanti che possono avere conseguenze sulla salute pubblica in funzione delle caratteristiche proprie dell'emissione;
- Paesaggio, per ciò che concerne l'influenza delle previste attività di progetto sulle caratteristiche percettive dell'area;
- Salute pubblica, per la valutazione delle potenziali ricadute dirette ed indirette sulla popolazione.

L'area di influenza potenziale dell'opera, rappresentata dal territorio entro il quale è presumibile che possano manifestarsi effetti ambientali significativi, è individuata in relazione alle interferenze ambientali del progetto sulle componenti ambientali ed alle caratteristiche di pregio e sensibilità del territorio attraversato. Ne consegue dunque che la sua estensione può variare a seconda del comparto ambientale analizzato.

Sulla base delle informazioni disponibili nella letteratura di settore e della esperienza maturata nel settore, l'estensione massima dell'area di influenza potenziale di una centrale termoelettrica è determinata dal dominio di calcolo del modello di valutazione delle emissioni in atmosfera. All'interno di tale dominio sono comprese le aree di potenziale interferenza di tutte le altre componenti.

4.1 Atmosfera e qualità dell'aria

La definizione delle caratteristiche meteorologiche del sito e dello stato attuale della qualità dell'aria, insieme alla valutazione degli impatti sulla componente atmosfera

generati dalla realizzazione e dall'esercizio dell'impianto in progetto e alla verifica del rispetto della normativa vigente in materia di ricaduta delle emissioni in atmosfera associate all'esercizio dell'impianto in configurazione attuale e di progetto, sono presentate in *Allegato A – Emissioni degli inquinanti in atmosfera e valutazione delle ricadute sulla qualità dell'aria*, al quale si rimanda per approfondimenti.

4.2 Ambiente idrico

4.2.1 Stato attuale della componente – Acque superficiali

4.2.1.1 Rete idrografica

La porzione di territorio all'interno della quale è inserito l'attuale impianto è compresa nel bacino idrografico n. 8 Mignone-Arrone Sud così come identificato nell'ambito del Piano di Tutela delle Acque della Regione Lazio.



Il Mignone origina il proprio corso dalle falde Nord-Ovest dell'antico cratere Sabatino, che racchiude ora il Lago di Bracciano. Il bacino imbrifero si estende per una superficie di circa 500 km²; dopo 45 km di corso il Mignone sfocia nel Mar Tirreno in località S. Agostino (Comune di Tarquinia). Le sue acque perenni sono scarse e non facilmente utilizzabili poiché la profondità in molti punti è inferiore ai 50 cm e la portata risente sensibilmente delle condizioni atmosferiche stagionali. Anche il contributo degli affluenti risulta di scarsa

importanza in quanto la loro portata non è mai tale da influenzare in maniera determinante le variazioni del regime idrologico. Lungo il corso del Mignone e dei suoi affluenti l'acqua è prelevata per uso agricolo, potabile e industriale. L'entità del prelievo è molto elevata poiché deve soddisfare, nella quasi totalità, le esigenze idriche di Civitavecchia e Santa Marinella.

Il Fiume Arrone è lungo 37 km, drena il Lago di Bracciano e sfocia nel Mar Tirreno circa un chilometro a nord-ovest della città di Maccarese. Il bacino misura 125 km² di superficie. Pur configurandosi emissario del lago di Bracciano, il contributo del lago alla portata del fiume è esiguo, e in alcuni mesi dell'anno del tutto nullo. Dall'estremità sudorientale del lago, a quota 164 m s.l.m., il fiume si dirige da Nord Ovest a Sud Est per circa 3 km, poi si dirige a Sud per 12 km e quindi a Sud Ovest fino alla foce. In questo tratto confluisce il Rio Maggiore, affluente di destra. Subito a valle di questa confluenza il bacino dell'Arrone è attraversato dalla Strada Statale Aurelia. Alla foce è presente un prezioso ambiente umido che, insieme a tutta l'area contigua coperta da macchia mediterranea detta Bosco Foce dell'Arrone, fa parte della Riserva naturale Litorale romano.

I corsi d'acqua significativi identificati nell'ambito del bacino Mignone-Arrone Sud sono il Fosso Vaccina e il Fosso tre Denari. Nessuno di questi due interessa l'area della centrale che, nello specifico, è limitrofa ai seguenti tre sottobacini secondari:

- Bacino del fosso di Torrevaldaliga: il bacino è drenato dal fosso di Torrevaldaliga che si versa nel Mar Tirreno circa 4 km a nord di Civitavecchia. Il fosso raccoglie le acque di un piccolo bacino imbrifero che dal mare si allunga per circa 3 km verso l'interno in direzione sud ovest – nord est. La superficie del bacino è circa 2 km² e la sua altitudine media è circa 80 m s.l.m. La lunghezza dell'asta del fosso è di circa 2 km e la pendenza media è di circa il 3%.
- Bacino del fosso del Prete: il bacino è drenato dal fosso del Prete che sfocia nel Mare Tirreno, circa 3 km a N di Civitavecchia, subito a nord di Punta S. Paolo. La superficie del bacino di fosso del Prete è di circa 4,5 km² e la sua altitudine media è di circa 78 m s.l.m.. La lunghezza dell'asta del fosso è di circa 5 km e la pendenza media è di circa il 2,4%.
- Bacino del fosso Fiumaretta: il fosso Fiumaretta sfocia nel Mare Tirreno subito a nord dell'abitato di Civitavecchia, ha origini sulle pendici occidentali del Monte Ferrara alla quota di circa 400 m s.l.m. La superficie del bacino del fosso Fiumaretta è di circa 14,5 km² e la sua altitudine media è di circa 150 m s.l.m.. La lunghezza d'asta del fosso è di circa 9 km e la sua pendenza media è del 14,4% circa.

Nello specifico, per quanto riguarda il deflusso superficiale delle acque meteoriche, l'area, prima della costruzione dell'impianto, era naturalmente attraversata soltanto da qualche piccola scolina campestre; attualmente le acque dei campi a monte della ferrovia vengono

tutte 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.

4.2.1.2 Qualità delle acque superficiali

ARPA Lazio effettua la classificazione dei corsi d'acqua secondo le indicazioni previste dal D.M. 260/10; allo stato attuale si dispone degli indici di qualità ecologica e chimica della rete di monitoraggio dei corsi d'acqua nel triennio 2015-2017.

Nella tabella seguente sono riportati in dettaglio gli indici di qualità ambientale LIMeco e i parametri chimici a sostegno del periodo 2015-2017 che hanno costituito la base per le valutazioni a carattere integrato sul periodo (FM: corso d'acqua fortemente modificato A: artificiale, N:naturale) con il riquadro rosso per i dati relativi al bacino Mignone-Arrone Sud.

Bacino Idrografico	Codice Stazione	Corpo idrico	Tipologia Corpo Idrico	Tipologia Monitoraggio Attuale	LIMeco 2015	LIMeco 2016	LIMeco 2017	LIMeco Triennio	Tab 1/B 2015	Tab 1/B 2016	Tab 1/B 2017	Tab 1/B triennio
Mignone	F4.91	Fosso Verginese 1	N	sorveglianza	Sufficiente			Sufficiente	Buono			Buono
Mignone	F4.92	Fosso Verginese 2	N	operativo		Buono		Buono		Buono	Buono	Buono
Mignone	F5.83	Torrente Vesca 2	N	operativo	Elevato			Elevato	Buono		Elevato	Elevato
Mignone Arrone Sud	F4.69	Fosso delle cadute 2	N	sorveglianza			Scarso	Scarso			Buono	Buono
Mignone Arrone Sud	F4.65	Fosso Sanguinara 1	N	operativo			Scarso	Scarso			Buono	Buono
Mignone Arrone Sud	F4.31	Fosso Tre Denari 2	FM	operativo	Scarso	Cattivo		Scarso			Elevato	Elevato
Mignone Arrone Sud	F4.22	Fosso Vaccina 2	FM	operativo	Sufficiente	Scarso		Sufficiente	Buono			Buono
Mignone Arrone Sud	F4.66	Rio Fiume 1	N	operativo			Elevato	Elevato			Elevato	Elevato

4.2.1.3 Qualità delle acque marino- costiere

La classificazione delle acque marino costiere secondo le indicazioni previste dal D.M. 260/10 ha introdotto un approccio innovativo nella valutazione dello stato di qualità dei corpi idrici, integrando sia aspetti chimici sia biologici.

Gli indicatori ambientali di riferimento per la valutazione dello *stato ecologico* sono i seguenti:

- indicatori biologici (fitoplancton, fanerogame, macroinvertebrati e macroalghe) il cui monitoraggio è pianificato in modo differente per ogni stazione;
- elementi di qualità fisico – chimica a sostegno: indice TRIX, per valutare lo stato trofico degli ambienti marino-costieri;
- elementi chimici a sostegno (altre sostanze non appartenenti all'elenco di priorità).

Tali indici sono classificati secondo cinque classi di qualità: "Elevato", "Buono", "Sufficiente", "Scarso" e "Cattivo", a eccezione degli elementi chimici a sostegno il cui stato è espresso da "Elevato", "Buono" e "Sufficiente".

Gli indicatori ambientali di riferimento per la valutazione dello *stato chimico* sono:

- l'indice chimico basato sulla presenza di sostanze inquinanti di natura pericolosa e persistenti nella matrice acqua con livelli di concentrazione superiore agli Standard di Qualità Ambientale (SQA-MA, SQA-CA) di cui alla tab.1A del DM 260/2010 e Dlgs 172/2015;
- l'indice chimico basato sulla presenza di sostanze inquinanti di natura pericolosa e persistenti nella matrice pesci con livelli di concentrazione superiore agli Standard di Qualità Ambientale (SQA-MA, SQA-CA) di cui alla tab.1A del Dlgs 172/2015.

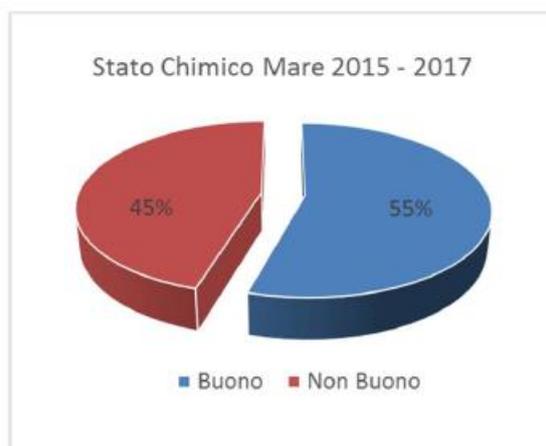
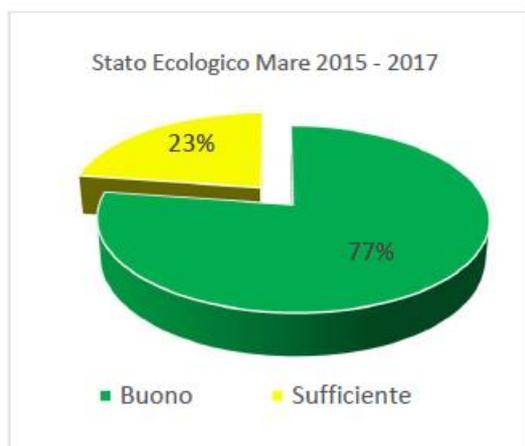
Tali indici sono classificati secondo le seguenti due classi: "buono" e "non buono" in cui "buono" rappresenta l'assenza di sostanze inquinanti.

Il quadro di sintesi dei risultati del monitoraggio del triennio 2015-2017 è rappresentato attraverso i grafici riportati nelle figure seguenti.

In generale, ARPA Lazio effettua il monitoraggio su 22 stazioni, di cui circa il 23% risulta con uno stato ecologico "Sufficiente" e il restante 73% in stato "Buono".

Per quanto riguarda lo stato chimico, il 55% delle stazioni monitorate è in stato di "Buono"; lo stato "Non Buono" è dovuto principalmente alla presenza di livelli di concentrazioni di piombo superiori allo standard di qualità ambientale.

A questa situazione ha contribuito in modo significativo la modifica legislativa a livello comunitario, che ha ridotto, con il D.Lgs. 172/2015, la concentrazione media ammissibile da 7.2 a 1.2 µg/l.



Lo stato ecologico evidenzia una situazione generalmente buona sotto il profilo delle condizioni di eutrofia con alcune stazioni che rilevano condizioni "sufficienti" dovute prevalentemente all'influenza dei pennacchi fluviali più rilevanti.

Si riporta di seguito l'estratto della Tavola Sinottica relativo al tratto marino costiero di interesse.

Nome Corpo Idrico	Comune	Tipologia di Corpo idrico	Codice Stazione	TRIX Triennio	Clorofilla Triennio	Tab. 1/B Triennio	Stato Ecologico	Stato Chimico
Da F. Mignone a Rio Fiume	Civitavecchia	naturale	M4.32	buono	elevato	buono	buono	buono
Da F. Mignone a Rio Fiume	Santa Marinella	naturale	M4.35	buono	elevato	buono	buono	Non buono
Da Bacino Fiora a F. mignone	Tarquinia	naturale	M5.42	sufficiente	elevato	buono	sufficiente	buono

Dal punto di vista della balneazione, nel tratto di mare di interesse ARPA Lazio effettua i monitoraggi nelle stazioni riportate nell'immagine seguente.



La classificazione della qualità delle acque riferita alle analisi effettuate nel periodo 2015-2018 è la seguente:

Codice Punto	Descrizione	Codice Punto Europeo	Classificazione Acque
407	Torre S. Agostino	IT012058032A001	eccellente
29	Stabilimento Bagni Pirgo	IT012058032003	eccellente
30	250 m. sx Fosso Infernaccio	IT012058032004	eccellente
32	250 m. sx Fosso Malpasso	IT012058032A005	eccellente
261	Spiaggetta Fosso Marangone	IT012058032007	eccellente

Ciò indica che sono sempre stati rispettati i limiti previsti per Enterococchi intestinali (200 CFU/100 ml) ed *Escherichia coli* (500 CFU/100 ml) secondo il D.Lgs. 116/2008 e il DM 30/3/2010.

Per completezza delle informazioni relative alle acque di balneazione nell'immagine seguente si riporta, infine, il bollettino completo relativo al mese di giugno 2018 del tratto marino costiero antistante la Centrale di Torrevaldaliga Nord.

Punto di campionamento	2018
407 - Torre S. Agostino	IDONEO
28 - 1400 m. sx Torre Valdaliga	NON IDONEO
--- - POLO INDUSTRIALE	NON IDONEO
--- - ZONA PORTO	NON IDONEO
29 - Stabilimento Bagni Pirgo	IDONEO
30 - 250 m. sx Fosso Infernaccio	IDONEO
--- - FOCI FOSSI INFERNACCIO E SCARPATOSTA	NON IDONEO
32 - 250 m. sx Fosso Malpasso	IDONEO
--- - PORTO DI TRAIANO	NON IDONEO
261 - Spiaggetta Fosso Marangone	IDONEO

4.2.1.4 Piano di monitoraggio dell'ambiente marino

La Centrale di Torrevaldaliga Nord applica un Piano di Monitoraggio del tratto marino costiero antistante lo scarico termico, in accordo con le prescrizioni di cui all'Allegato 2 del Decreto di Autorizzazione del Ministero dello Sviluppo Economico (DEC 55/02/2003 del 24.12.2003) per la trasformazione a carbone della Centrale Termoelettrica di Torrevaldaliga Nord, e sulla base dei documenti:

- Parere 855 20/1/2012 CTVIA,
- Parere 1200 12/4/2013 CTVIA,
- Comunicazione DG Valutazioni Ambientali MATTM 18/7/2013 CTVIA.

Il monitoraggio viene effettuato 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.

Il Piano prevede la valutazione di una serie di componenti biologiche scelte tra quelle in grado di evidenziare gli eventuali effetti dovuti alla presenza dello scarico termico o che comunque possano dare evidenza di eventuali alterazioni di tipo ambientale.

In particolare, sono state analizzate le seguenti componenti:

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

In passato e sino al 2013, a integrazione e complemento delle indagini sopra descritte, sono stati effettuate anche determinazioni del contenuto dei principali metalli pesanti e analisi

ecotossicologiche per la verifica della qualità delle acque. Non avendo evidenziato risultati significativi le analisi sono state interrotte su richiesta della CTVIA.

Le cadenze temporali dei vari campionamenti sono correlate con il tipo di risposta che ciascuna componente biologica può fornire; di conseguenza il Piano di Monitoraggio prevede che le valutazioni chimico-fisiche e l'analisi della componente planctonica, che sono caratterizzate da una risposta a breve termine, vengano effettuate a livello stagionale, mentre lo studio della *Posidonia oceanica* e della popolazione macrobentonica, che rappresentano degli indicatori di impatto a medio termine, sia condotto nella stagione estiva.

Si riporta di seguito un estratto dei risultati del monitoraggio marino effettuato nell'anno 2018.

Comunità fito e zooplanctoniche

Le indagini relative alle comunità costiere fitoplanctoniche e zooplanctoniche sono state condotte, con cadenza stagionale, in quattro stazioni scelte opportunamente in modo tale da caratterizzare le aree eventualmente soggette all'influenza dello scarico termico e poterle quindi comparare con le aree non impattate dallo scarico termico.

Nello specifico, nel tratto di mare compreso tra Punta S. Agostino (estremo Nord) e Capo Linaro (estremo Sud) sono state individuate le seguenti stazioni ubicate a circa 1 miglio dalla costa):

- stazione A, in prossimità di Punta S. Agostino;
- stazione B, in corrispondenza dello scarico a mare delle acque di raffreddamento della Centrale di Torrevaldaliga Nord;
- stazione D, presso il Porto di Civitavecchia;
- stazione E, in prossimità del Villaggio del Fanciullo.

Si riporta di seguito la mappa dei punti di campionamento.



Per quanto riguarda la composizione tassonomica e la struttura di comunità fitoplanctonica le stazioni sono risultate piuttosto omogenee.

Le caratteristiche della comunità indicano ambienti pelagici senza contributi di risospensione di sedimenti dal fondale. L'indice MPI (Multimetric Phytoplankton Index) indica condizioni simili in tutte le stazioni e che la qualità delle acque risulta invariata rispetto al monitoraggio del 2016.

Le variazioni evidenziate nella composizione della comunità sono principalmente dovute all'alternanza di blooms demografici di diatomee in primavera-estate e di nanoflagellate in autunno-inverno.

Le principali differenze, seppur non significative dal punto di vista statistico, sono emerse in funzione dell'abbondanza cellulare, inferiore nella stazione in corrispondenza del Porto e nettamente maggiore nella stazione antistante la Centrale soprattutto durante la fioritura. Dal punto di vista della composizione tassonomica, si riporta la presenza dominante di diatomee, con forme tipicamente pelagiche e coloniali come *Leptocylindrus spp.*, *Cerataulina pelagica*, *Chaetoceros spp.* e *Pseudonitzschia spp.* Le caratteristiche della comunità indicano ambienti pelagici senza contributi di risospensione di sedimenti dal fondale, a eccezione di casi isolati.

Il mesozooplankton oggetto di questo studio risulta composto quantitativamente in larga parte da Copepoda (adulti e forme larvali), Cirripeda (forme larvali), e Cladocera. La predominanza del gruppo dei Copepoda concorda con quanto osservato da Di Capua & Mazzocchi (2009) e Cataletto et al. (2014). I taxa osservati presentano tutti un'ampia distribuzione geografica e sono caratterizzati da una marcata variabilità stagionale della loro abbondanza. I Copepoda rappresentano la comunità più abbondante dello zooplankton sia dell'ambiente di costa sia oceanico, costituendo generalmente più del 20% del mesozooplankton totale, ma raggiungendo anche densità superiori al 40% durante i blooms primaverili e autunnali (Daly Yahia et al., 2004). Per questa loro importante presenza, la variabilità dell'abbondanza nel tempo e nello spazio è di fondamentale importanza nelle dinamiche che caratterizzano le catene alimentari marine. I Copepoda, infatti, ricoprono una posizione chiave nella catena trofica marina essendo considerati i maggiori produttori secondari degli oceani.

I generi di Copepoda più comunemente riscontrati sono stati *Oithona* (Cyclopoida), con specie di acque aperte, neritiche ma anche salmastre a spiccata stagionalità (Mazzocchi & Ribera d'Alcalà, 1995); *Clausocalanus*, *Paracalanus*, e *Acartia* (Calanoida), che includono sia specie neritiche che eurialine, molto comuni nel Mediterraneo; *Euterpina* (Harpacticoida), specie epipelagica, neritica, presente in acque costiere, aperte e salmastre e comune tutto l'anno. I Cyclopoida sono rappresentati dal genere *Oithona* in tutte le aree: la specie maggiormente rinvenuta è risultata essere *Oithona nana*, una specie ben adattata alla vicinanza a costa e, di conseguenza, agli apporti di inquinanti antropici (Paffenhöfer, 1993). Il genere *Oithona* ha una distribuzione spaziale molto ampia ed è in grado di adattarsi in molti ambienti marini, dagli estuari al mare aperto, dall'Artico e Antartico al Mediterraneo (Mazzocchi e Ribera d'Alcalà, 1995) e alle acque tropicali e sub-tropicali. Questa ampia distribuzione spaziale è in parte dovuta al fatto che alcune specie hanno una buona capacità di adattamento a condizioni eurialine, euriterme, oltre ad avere bassi tassi metabolici e di respirazione (Paffenhöfer, 1993).

Altro genere ben rappresentato è *Acartia*, che è risultato diversificato in termini di abbondanza nelle quattro aree. Questo genere è riportato fra i dominanti, soprattutto in ambiente d'altura. *Acartia* è risultata presente in primavera e autunno in tutte le quattro aree. È una specie adattata alla vicinanza a costa e, di conseguenza, agli apporti di inquinanti antropici, presentando una strategia r ed essendo caratterizzata da elevati tassi di produttività e di produzione di uova. *Acartia* è adattata ad ambienti ad alta trofia, quando le condizioni diventano sfavorevoli possono produrre delle uova durature che si depositano sul fondo per schiudersi al momento opportuno, costituiscono così una elevata frazione della componente zooplanctonica in ambienti costieri ed estuarini (Paffenhöfer, 1993). *Paracalanus* è risultato molto rappresentato numericamente in tutte le stagioni di campionamento, in particolare *P. parvus* e *P. nanus*.

Ben rappresentati anche i Cladocera Penilia, Evadne e Podon, specie eurialine ed euriterme, tipiche di acque costiere, che generalmente presentano massimi stagionali nel periodo estivo e autunnale. Ben rappresentata anche la parte meroplanctonica, costituita da giovanili di Polychaeta, Sipunculida, Decapoda, Mollusca (Lamellibranchia e Gastropoda), Echinodermata e infine Tintinnida e Cnidaria. Tutti gli indici strutturali presentano una bassa variabilità tra le stazioni indagate, a testimonianza di una comunità zooplanctonica abbastanza omogenea nel tratto di mare in questione, senza differenze riconducibili all'eventuale disturbo provocato dallo scarico termico della Centrale.

Macrobenthos

Le stazioni di campionamento dei sedimenti per la caratterizzazione del macrobenthos sono state collocate sia nelle zone di eventuale perturbazione termica sia in zone limitrofe non esposte alla perturbazione ma con caratteristiche di habitat (batimetrica, composizione del substrato, correntometria locale, etc.) simili.

Nello specifico, nel tratto di mare compreso tra Punta S. Agostino (estremo Nord) e Capo Linaro (estremo Sud) sono state individuate nove stazioni di campionamento a tre profondità (-4, -8 e -16 m) lungo tre transetti collocati nelle aree di seguito descritte:

- area A, in corrispondenza di Punta S. Agostino;
- area B, in corrispondenza dello scarico a mare delle acque di raffreddamento della Centrale di Torrevaldaliga Nord;
- area E, circa 2000 m a nord-ovest dello scarico della Centrale.

Si riporta di seguito la mappa dei punti di campionamento.



La composizione specifica e la struttura in gruppi ecologici della comunità del macrobenthos rientra in tutte le stazioni nel quadro di condizioni ambientali soddisfacenti ai sensi del Dl. 260/10. L'indice M-AMBI suggerisce la presenza di condizioni ottimali, anche in relazione agli elevati valori di diversità e numero di taxa, solitamente indicativi di condizioni di elevata qualità ambientale.

Malgrado l'indice M-AMBI sia stato sviluppato per valutare lo stato di qualità su fondi mobili e i limiti di riferimento utilizzati si riferiscano al solo macrotipo 3, la predominanza di organismi sensibili e indifferenti, insieme alla presenza estremamente ridotta di organismi opportunisti, fornisce una chiara indicazione della presenza di uno stato di qualità non perturbato ai sensi del Dl. 260/10.

Posidonia oceanica

Analogamente al macrobenthos, nel tratto di mare studiato sono state individuate nove stazioni di campionamento a tre profondità (-4, -8 e -16 m) lungo tre transetti collocati nelle aree di seguito descritte:

- area A, in corrispondenza di Punta S. Agostino;
- area B, in corrispondenza dello scarico a mare delle acque di raffreddamento della centrale di Torrevaldaliga Nord;

- area E, circa 2000 m a Nord-Ovest dello scarico della Centrale.

La classificazione della prateria varia tra densa e rada in tutte le stazioni prossime alla costa alla profondità di 4 m, con densità comprese tra 317 fasci/m² (stazione A4) e 473 fasci/m² (stazione B4). A 8 m di profondità in ciascun transetto viene mantenuta la stessa classe, con minime variazioni rispetto alla corrispondente stazione meno profonda.

A 16 m di profondità, nei transetti A ed E la prateria diventa "molto rada", con densità comprese tra 181 e 199 fasci/m², mentre nel transetto B la *Posidonia* risulta assente come già rilevato nei monitoraggi condotti negli anni precedenti.

Le differenze rinvenute lungo i transetti dalla costa verso il largo, alle profondità di 4, 8 e 16 metri, rispecchiano la normale distribuzione della fanerogama fotofila che riduce la sua densità a profondità maggiori, dove le intensità luminose sono inferiori.

Per quanto riguarda gli altri parametri fenologici è stato preso in considerazione anche il numero medio di foglie per fascio, il quale rappresenta un indice per valutare lo stato di salute della prateria. Da tale analisi è emerso che in tutte le stazioni e a tutte le profondità prese in esame il numero medio di foglie per fascio è paragonabile, con valori compresi tra 5.5 e 7.2 foglie/fascio.

Oltre alla densità fogliare dei fasci è stata valutata anche la composizione dei fasci stessi, classificando le foglie che li compongono nelle categorie giovanili, intermedie e adulte.

Anche in questo caso, la composizione dei diversi fasci risulta del tutto confrontabile nelle stazioni e profondità indagate, senza evidenziare la presenza di stress o di sofferenza della prateria in esame, che riporta una buona percentuale di foglie giovanili e intermedie.

Complessivamente l'andamento della distribuzione della *Posidonia* nell'area di studio è in linea con quello rilevato lungo tutto il Mediterraneo e in particolar modo nelle coste laziali, spesso soggette ad attività di pesca a strascico.

Acqua

I campionamenti di acqua sono stati effettuati in quattro transetti di riferimento (A, B, D, E) a tre diverse distanze dalla costa (500, 1000 e 2000 m), scelti opportunamente in modo tale da caratterizzare sia aree eventualmente soggette all'influenza dello scarico termico sia aree non impattate.

Si riporta di seguito la mappa delle stazioni di campionamento.



Nella seguente tabella viene si dettaglia il range dei valori ottenuti in riferimento ai parametri chimico- fisici della colonna d'acqua nel tratto di mare indagato nelle stagioni invernale ed estiva.

Temperatura	13.69°-15.20 °C	14.98 – 21.03 °C
Salinità	37.81 – 38.14 ‰	37.65 – 38.14‰
Ossigeno disciolto	7.04 – 8.67 mg/l	7.32 – 8.22 mg/l
Saturazione ossigeno	87.1-106.6 %	93.6 – 109.8%
pH	8.31 – 8.38	8.01 – 8.20
Clorofilla <i>a</i>	< 0.01 - 1.75 µg/l	< 0.01 – 0.76 µg/l

Nel complesso l'analisi dei valori registrati conferma l'assenza di effetti dovuti alla presenza di scarichi termici correlabili ad attività antropiche.

Anche le concentrazioni dei nutrienti considerati indicano l'assenza di variazioni di rilievo tra i diversi transetti e alle diverse distanze dalla costa confermando l'assenza di evidenti variazioni imputabili alla Centrale.

Composti	udm	Inverno	Estate
NH4	μmol/l	< 0.02 – 0.22	0.21-4.47
NO2		0.14- 0.32	< 0.01-0.03
NO3		0.27-0.96	0.50-4.19
PO4		<0.01-0.02	0.02-0.17
N tot		8.99-17.29	6.92-58.00
P tot		0.04-0.10	0.08-0.24

Inoltre, le analisi condotte nei periodi precedenti per la determinazione di alcuni metalli pesanti indicano valori omogenei in tutte le stazioni, con concentrazioni generalmente conformi ai limiti di legge.

Anche le analisi ecotossicologiche condotte sui campioni d'acqua prelevati nelle stazioni di riferimento evidenziano l'assenza di effetti tossici per entrambe le specie considerate (il microrganismo *Vibrio fischeri* e il crostaceo *Artemia franciscana*), indicandone l'accettabilità a termini di legge.

In sintesi sulla base di tutte le campagne effettuate per il monitoraggio marino dell'area presa in considerazione, non si rileva la presenza di anomalie significative sull'ecosistema, di conseguenza, effetti derivanti dall'esercizio della Centrale e della presenza dello scarico termico.

4.2.1.5 Rischio idraulico

Sulla base di quanto riportato nella cartografia delle aree sottoposte a tutela idrogeologica del Piano di Assetto Idrogeologico (P.A.I.), approvato con Deliberazione del Consiglio Regionale n. 17 del 04/04/2012 (BUR n. 21 del 7/6/2012, S.O. n. 35), nell'area della centrale non sono presenti specifici fenomeni di pericolosità idraulica e/o idrogeologica.

Relativamente a quanto indicato nel "Piano di Gestione del Rischio Alluvioni (P.G.R.A.) dei bacini regionali del Lazio", datato 30 novembre 2015, nell'area della centrale si registra l'assenza di effettiva pericolosità o rischio del sistema idrico dell'area.

4.2.2 Stato attuale della componente – Acque sotterranee

La classificazione dello stato chimico delle acque sotterranee viene eseguita secondo le indicazioni previste dal D.M. 260/10, di modifica al D.Lgs 30/2009 che integra il D.Lgs 152/06 e ss.mm.ii.. La rete di monitoraggio regionale delle acque sotterranee finalizzata alla classificazione dello stato chimico comprende 70 stazioni di campionamento. Si riporta, di seguito, l'estratto della Tavola sinottica in merito alla classificazione dello stato chimico del triennio 2015-2017 delle acque sotterranee in riferimento all'area di studio, con il dettaglio dello stato chimico dei singoli anni.

La classificazione dello stato chimico del triennio 2015-2017 in relazione alla stazione di monitoraggio all'interno del bacino Mignone – Arrone sud valuta lo stato chimico come buono.

Provincia	Codice stazione	Bacino	Comune	Denominazione stazione	Stato chimico 2015	Stato chimico 2016	Stato chimico 2017	Stato chimico Triennio
Roma	S.28	Mignone Arrone Sud	Cerveteri	Termini	buono	buono	buono	buono

4.2.2.1 Acque sotterranee nell'area di sito

In merito al monitoraggio delle acque di falda, le analisi chimiche eseguite sui campioni di acque sotterranee prelevate nel corso dell'anno 2015 da alcuni piezometri facenti parte della rete di monitoraggio della falda sottostante l'insediamento della Centrale di Torrevaldaliga Nord hanno evidenziato alcuni superamenti delle CSC di cui alla tabella n. 2 All. 5 alla parte IV del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii. per i seguenti parametri: nitrati, solfati, arsenico, manganese, ferro (rif. Comunicazione Enel-PRO-29/04/2016-0014895). I superamenti hanno interessato sia piezometri interni che piezometri a monte idraulico rispetto alla Centrale in aree mai interessate da attività connesse all'esercizio e alla gestione del sito. A fronte di tali superamenti, quale misura di prevenzione, i piezometri sono stati sottoposti a ulteriori analisi che hanno confermato i predetti superamenti avvalorando l'ipotesi che siano correlati a caratteristiche geotermiche naturali dell'area in cui sorge la centrale. Al fine di approfondire tale correlazione è stato successivamente avviato uno studio trasmesso all'Autorità Competente e agli Enti preposti nel settembre 2016 che ha confermato che quanto sopra esposto sia da attribuire a fattori non correlabili all'attività produttiva esercitata nella Centrale di Torrevaldaliga. Infine per quanto riguarda l'attività di monitoraggio relativa all'anno 2017 il Gestore ha intrapreso dal marzo 2017 un nuovo monitoraggio con frequenza trimestrale che perdurerà per tutto l'anno per gli stessi parametri sopra citati con l'aggiunta del nichel. Nel dicembre 2017 sono stati regolarmente completati i monitoraggi trimestrali che, unitamente ad un ulteriore studio di

approfondimento della qualità della acqua di falda, non hanno evidenziato contaminazione dall'esercizio dell'impianto; essi sono stati trasmessi agli Enti competenti con nota Enel-PRO-30/10/208-0019905.

Sulla base delle campagne semestrali previste dal PMC per l'anno 2008 si evidenzia una sostanziale stabilità dei risultati rilevati, in linea con quelli relativi agli anni 2016 e 2017.

4.2.3 Stima degli impatti potenziali

4.2.3.1 Fase di cantiere

In fase di cantiere non è previsto alcun impatto significativo sull'ambiente idrico.

L'approvvigionamento idrico delle acque necessarie durante la fase di realizzazione dell'impianto verrà garantito dall'esistente rete di Centrale, in corrispondenza del pozzetto più vicino alla zona di cantiere, con quantitativi modesti e limitati nel tempo.

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 aggotamento: 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 aggotamento 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.

4.2.3.2 Fase di esercizio

L'installazione di un ciclo combinato (CCGT) in configurazione "2+1" di taglia di circa 1680 MW_e prevedrà l'utilizzo di acqua prelevata dal mare, dall'acquedotto, e dalle acque di recupero dai cicli produttivi, con riduzione dei prelievi d'acqua, nell'ottica di risparmio della risorsa idrica.

Prelievi idrici

L'acqua di mare continuerà a essere prelevata per il raffreddamento del condensatore della turbina a vapore. La richiesta di acqua per il raffreddamento del condensatore della nuova configurazione d'impianto e per la produzione di acqua demineralizzata passerà da 264.600 m³/h a 5.000 m³/h nelle fasi 1 e 2; nel funzionamento a ciclo combinato (fase 3) tali prelievi subiranno una riduzione del 60% rispetto alla situazione attuale (in condizioni nominali). Nel nuovo assetto si può ipotizzare un riutilizzo dell'intero sistema di acqua di circolazione, dopo adeguata attività di *revamping* (sarà valutata la sostituzione di eventuali componenti non recuperabili). Saranno eventualmente mantenute come riserva le pompe attualmente asservite ad uno dei gruppi a carbone.

Gli usi dell'acqua potabile saranno i medesimi previsti attualmente, quali gli usi di carattere civile e sanitario (uffici, spogliatoi, mensa, servizi igienici, docce lavaocchi, etc.) e tale tipologia di acqua continuerà a essere prelevata dall'acquedotto municipale realizzando un collegamento alla rete di distribuzione esistente.

L'acqua industriale continuerà a essere utilizzata per usi discontinui e sarà, eventualmente, utilizzata come acqua antincendio. Verrà realizzato il collegamento alla rete di acqua industriale esistente di centrale, inserendo nuove pompe presso il serbatoio di stoccaggio.

L'acqua demi sarà impiegata principalmente per il reintegro del ciclo termico e, in particolare:

- per il reintegro degli spurghi dei corpi cilindrici del nuovo GVR, al fine di mantenere costante la concentrazione salina dell'acqua negli evaporatori e al di sotto dei limiti prefissati, per evitare il trascinarsi di Sali da parte del vapore;
- per reintegrare la perdita continua di vapore saturo dalla torretta degasante del GVR;
- per reintegrare il vapore di sfiato durante l'avviamento del ciclo termico e altre perdite nel ciclo.

Il consumo medio continuo previsto per l'acqua demi, per assolvere i consumi di cui sopra, sarà di circa 20-30 m³/h per il nuovo CCGT. Verrà mantenuto l'impianto di produzione e di stoccaggio esistente.

In sintesi, con riferimento ai prelievi idrici, poiché si prevede una riduzione sensibile dei quantitativi prelevati a seguito dell'installazione delle 2 unità a ciclo combinato, la nuova

configurazione di progetto comporterà una riduzione dell'impatto ambientale sulla componente idrica rispetto alla configurazione autorizzata.

Scarichi idrici

La realizzazione del nuovo ciclo combinato prevede la creazione 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 esistente. All'ITAC 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).

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.

Dato che gli scarichi idrici diminuiranno sensibilmente, ne consegue che la Centrale nel nuovo assetto di progetto non introdurrà alcun impatto ambientale aggiuntivo sulla componente idrica rispetto alla configurazione autorizzata, e in particolare sulle comunità animali e vegetali che la popolano.

Al fine di valutare la dispersione termica del pennacchio caldo costituito dalle acque di raffreddamento provenienti dai condensatori e rilasciate all'opera di scarico della centrale termoelettrica di Torvaldaliga Nord nell'assetto attuale di funzionamento e in quello futuro a gas naturale, è stato realizzato un apposito Studio riportato nell'Allegato E¹⁶ al presente documento, al quale si rimanda per dettagli. L'analisi, condotta mediante l'applicazione di opportuna modellistica numerica tridimensionale, ha consentito di individuare la configurazione, l'estensione e la profondità dei pennacchi caldi generati dalle restituzioni delle acque di raffreddamento necessarie al funzionamento della centrale, con l'intento di verificare il rispetto dei limiti di legge e la valutazione degli eventuali ricircoli termici alla presa dell'impianto in oggetto nei due assetti attuale, a carbone, e futuro, a gas.

Rischio idraulico

L'area della Centrale non è interessata da aree a rischio idraulico così come individuate dal Piano Stralcio di Assetto Idrogeologico (PAI) della Regione Lazio e dal Piano di Gestione del Rischio Alluvioni del Distretto Idrografico dell'Autorità dei bacini del Lazio. Non si rilevano fenomeni particolari relativi al rischio idraulico per l'area dell'attuale impianto e, quindi, per l'area interessata dalle nuove opere in progetto.

¹⁶ B9025640 - Studio di dispersione delle acque di raffreddamento

4.3 Suolo e sottosuolo

4.3.1 Stato attuale della componente

4.3.1.1 Inquadramento geologico d'area vasta

L'assetto geologico-strutturale generale dell'area è la risultante di movimenti tettonici attribuibili a diverse fasi evolutive. Le unità più antiche sono costituite da formazioni sedimentarie marine appartenenti a due gruppi principali: le "unità toscane" di natura evaporitica, carbonatica e marnosa e le "unità liguri" di natura torbidityca. Durante le più recenti fasi distensive si è verificato uno smembramento delle unità precedenti attraverso sistemi di faglie dirette, ciò ha causato la formazione di depressioni naturali in cui si sono creati bacini sedimentari e lo sviluppo di fenomeni vulcanici che ha dato origine ad una serie di rocce laviche e piroclastiche. Le formazioni che interessano più da vicino il sito appartengono alla già citate unità liguri e secondariamente ai depositi marini neoautoctoni.

Secondo uno studio dell'assetto geologico locale (Sogin, 2000) le formazioni presenti, procedendo dalla più antica alla più recente sono:

- **Flysch argilloso-calcareo (Cretaceo superiore):** è un'alternanza di argilliti grigie compatte, marne grigie e grigio-azzurre e arenarie grigie e brune a grana fine;
- **Depositi marini pleistocenici:** si tratta di calcari detritico-organogeni vacuolari, conglomerati e arenarie grossolane con abbondanti resti di conchiglie;
- **Depositi recenti marini e continentali:** si tratta di depositi sciolti dello spessore di 2-3 m costituiti da sabbie di spiaggia e depositi alluvionali dei corsi d'acqua;
- **Travertini:** è una piccola placca formatasi in presenza di una piccola sorgente di acqua mineralizzata;
- **Materiali di riporto:** materiali derivanti dai valori di regolarizzazione morfologica del sito della centrale, sono costituiti da un insieme eterogeneo di frammenti litoidi con matrice sabbioso-limosa e spessori molto variabili (da 2 a 12 m).

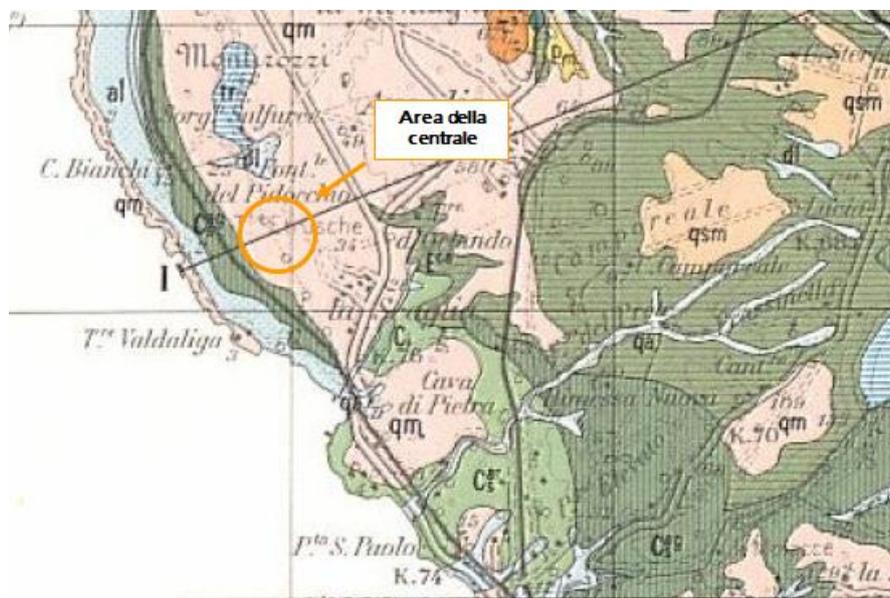
Nello specifico, il sito in esame si sviluppa ai margini occidentali dei Monti della Tolfa che costituiscono un relativo alto strutturale su cui negli ultimi milioni di anni hanno prevalso i fenomeni erosivi e su cui quindi non si sono depositi spessori rilevanti di successioni neoautoctone, ma soltanto sottili coltri di depositi continentali detritici o travertinosi e di depositi marini terrazzati legati alle interazioni tra sollevamento tettonico e oscillazioni del livello marino. Pertanto le formazioni che interessano direttamente il sito appartengono principalmente al gruppo delle citate unità liguri e, secondariamente, ai

depositi marini neoautoctoni. Secondo i vari autori che hanno studiato la zona¹⁷, le unità liguri sono qui suddivise al massimo in quattro unità formazionali:

- "Pietraforte": arenarie calcareo-quarzose (Cretaceo sup.),
- "Argilloscisti varicolori manganiferi": argilliti con calcari marnosi ed arenarie (Cretaceo inf.- sup.),
- "Flysch calcareo": calcari marnosi e marne (Cretaceo sup. – Paleocene),
- "Flysch argilloso-calcareo": argilliti con calcari marnosi ed arenarie (Cretaceo sup.).

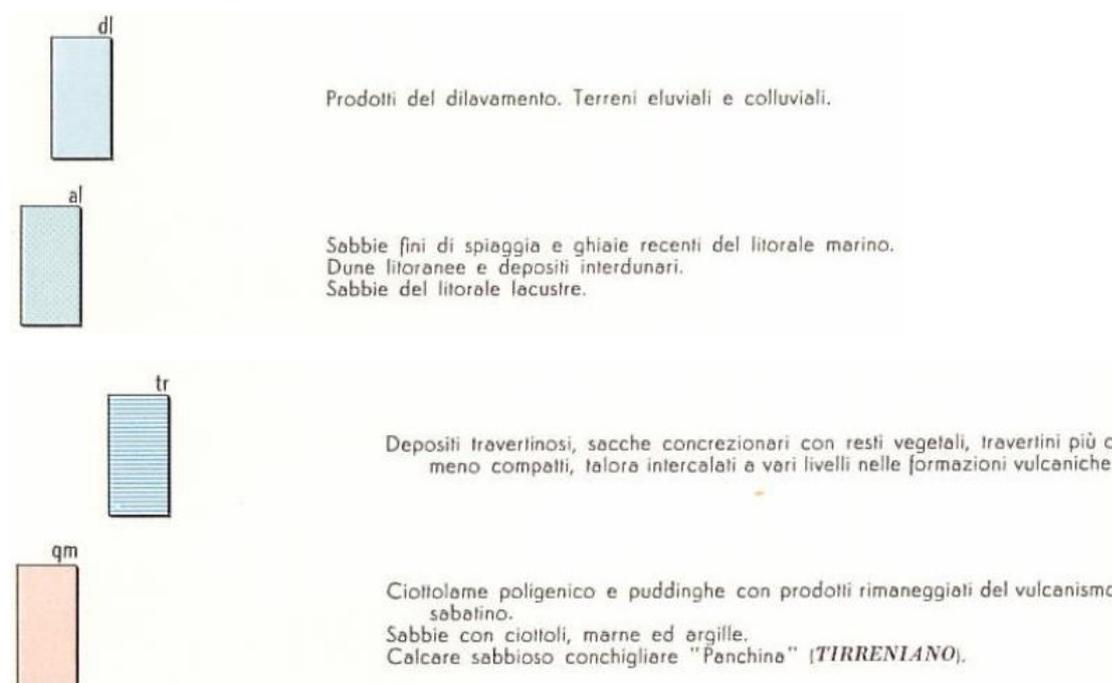
A seconda delle diverse interpretazioni dei citati autori, i rapporti tra queste formazioni sono considerati o semplicemente di tipo stratigrafico, con eteropie laterali e intercalazioni reciproche, oppure le prime due (*"Serie della Pietraforte"* o *"Unità di Monte Morello"*) sono considerate separate dalle seconde due (*"Serie dei Flysch Tolfetani"* o *"Unità di S. Fiora"*) da un contatto di sovrapposizione tettonica.

Per quanto di interesse per l'area della Centrale, con riferimento alla Figura 4.3.1, è da evidenziare che il sito di quest'ultima è interessato direttamente soltanto dall'ultima delle formazioni sopra citate (C^{ag}), che risulta ricoperta, per la maggior parte, da sottili coltri di depositi quaternari (qm e al). Queste coperture peraltro oggi sono quasi del tutto assenti visto l'elevato grado di artificializzazione dell'area effettuata per garantire le fondazioni della stessa centrale e della limitrofa area industriale.

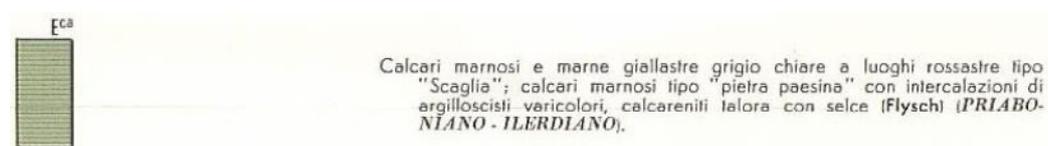


¹⁷ SERVIZIO GEOLOGICO D'ITALIA, 1969; FAZZINI et Al., 1972; VENTRIGLIA, 1988.

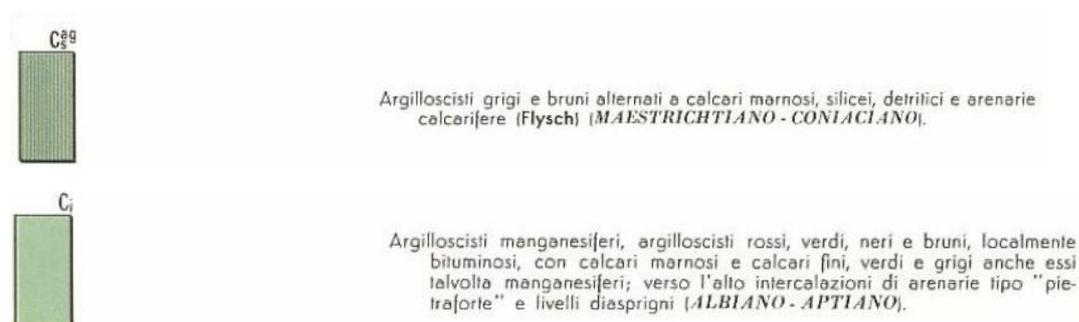
Olocene



Paleocene



Cretaceo



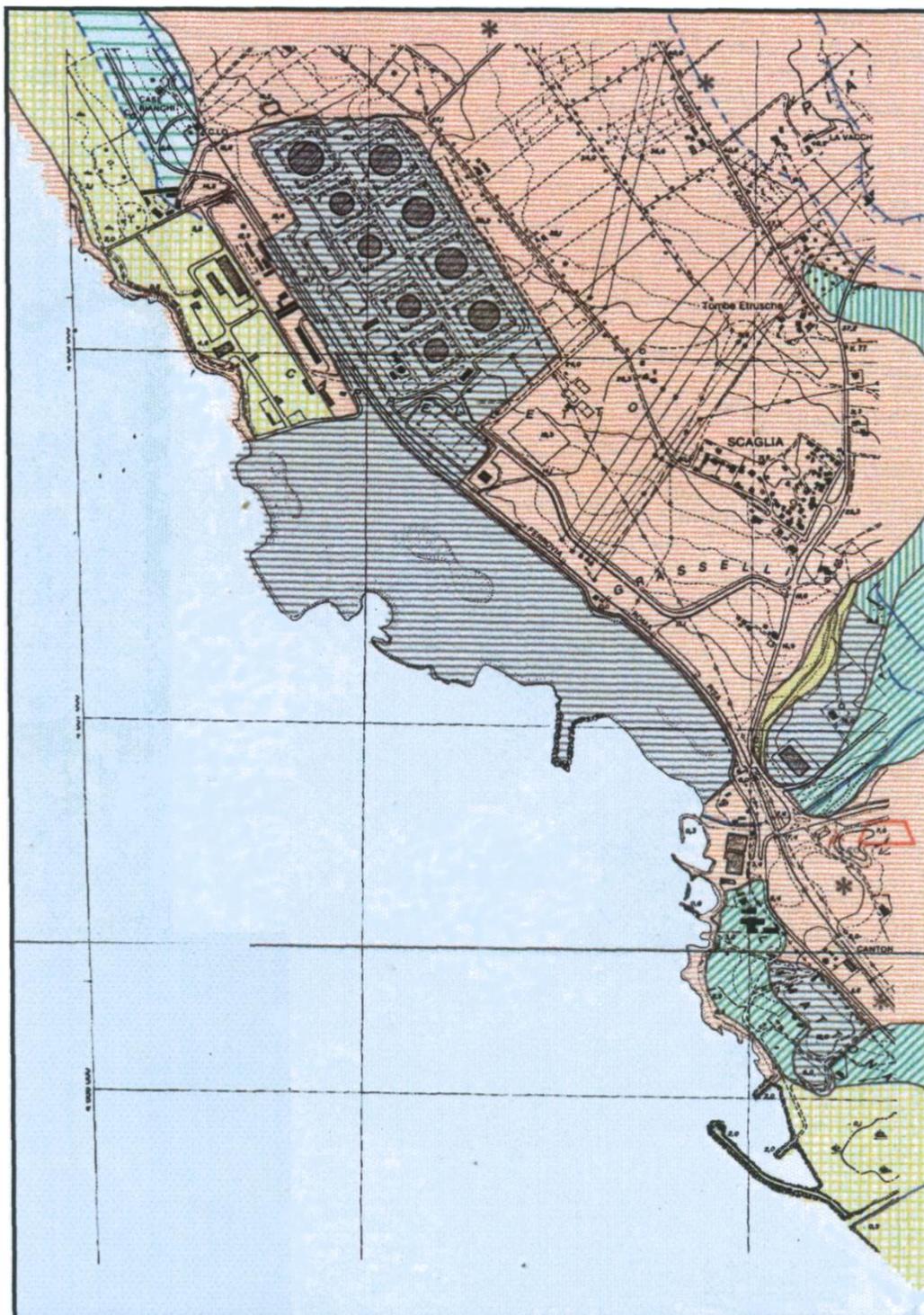
Fonte dati: SERVIZIO GEOLOGICO D'ITALIA, 1969; FAZZINI et Al., 1972; VENTRIGLIA, 1988

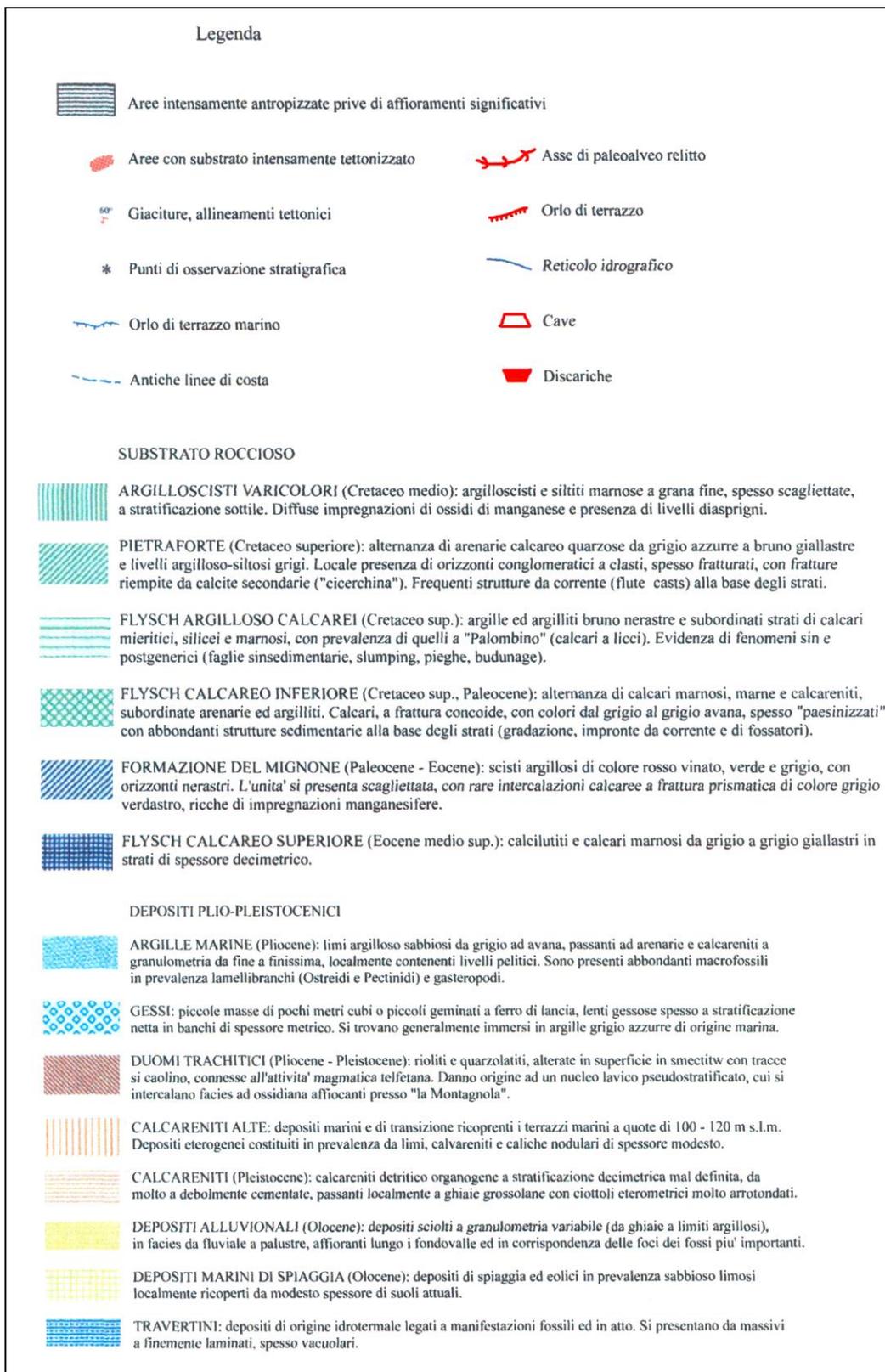
Figura 4.3.1 – Carta Geologica dell'area di interesse

4.3.1.2 Assetto geologico locale

La figura seguente riporta la carta geologica dell'area, estratta da quella allegata al P.R.G. di Civitavecchia (Studio Idrogeotecnico Associato – Studio geologico, geomorfologico ed idrogeologico del territorio comunale di Civitavecchia).

L'area di centrale vi è classificata come intensamente antropizzata e dunque priva di notazioni geologiche; nelle zone circostanti è posta in evidenza la presenza superficiale dei depositi calcarenitici e marini di spiaggia e, per il substrato roccioso affiorante, del flysch argilloso calcareo, gli argilloscisti e l'Unità Pietraforte.





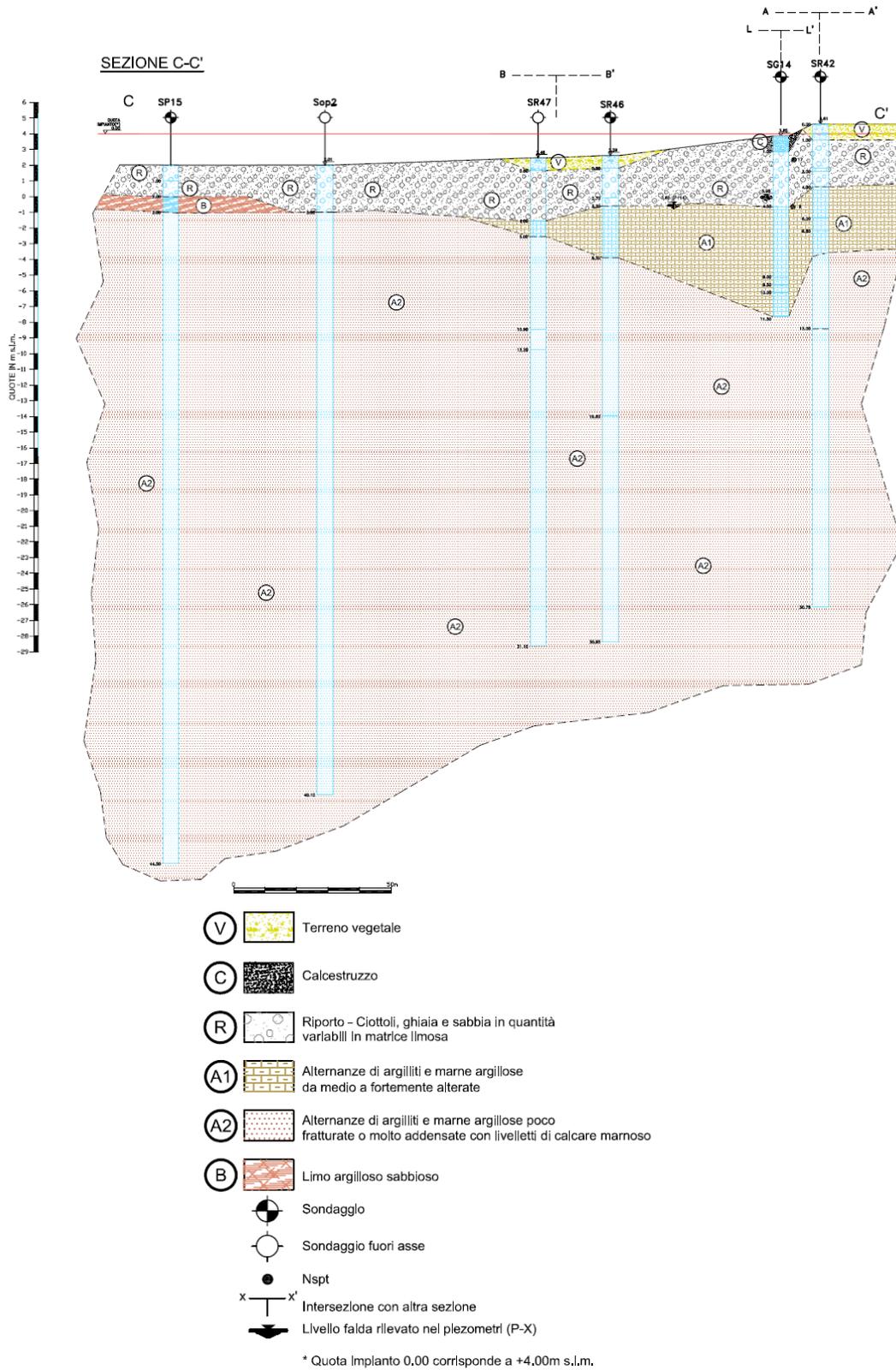
Fonte dati: P.R.G di Civitavecchia

Figura 4.3.2 – Carta geologica nell'area della centrale

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. Tale materiale è localmente denominato Macco Calcare bio-organogeno del Tirreniano, lo spessore è variabile da qualche decina di decimetri fino a un massimo di circa 1.5 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. È stato rinvenuto in diversi sondaggi a ridosso del piano campagna, di solito ricoperto dal livello di terreno vegetale e/o il livello Macco Calcare.
- **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. La differenziazione dei litotipi riflette la risposta geomeccanica: a comportamento litoide le stratificazioni marnoso-calcaree, a comportamento coesivo la frazione argillo-marnosa. 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.

Nel seguito si riporta a titolo esemplificativo una sezione redatta in corrispondenza del sito della centrale, in direzione N-S.



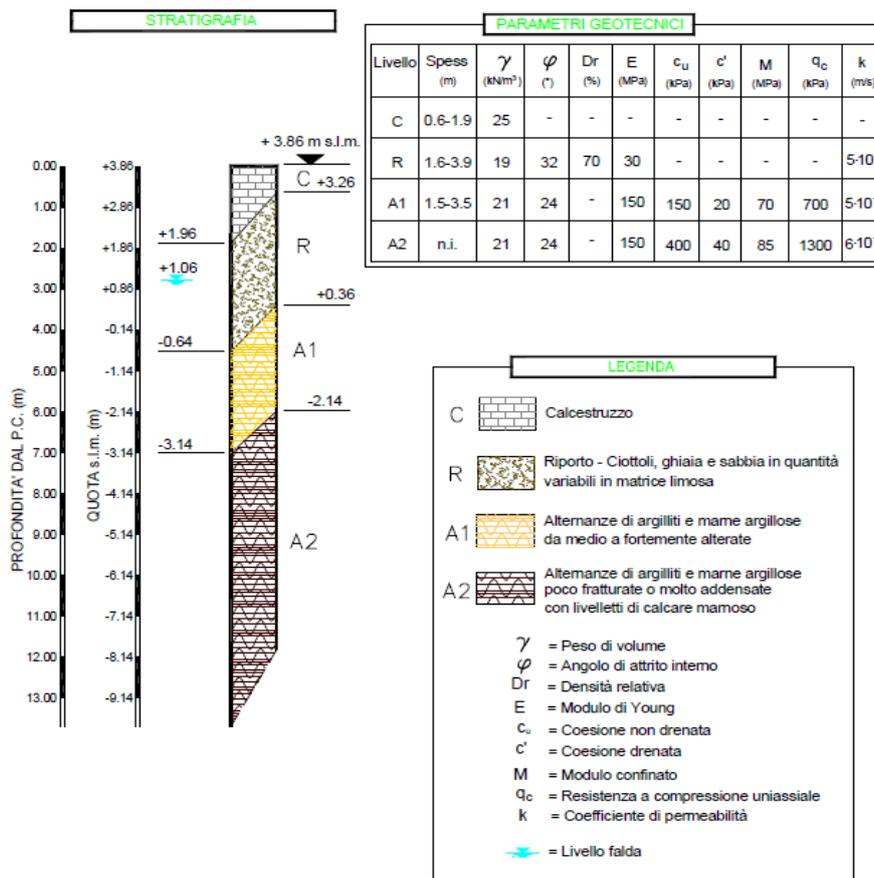
Fonte dati: Relazione Geotecnica (Allegato 2) – Enel Produzione, 2005

Figura 4.3.3 – Sezione stratigrafica (direzione N-S) nell'area della centrale

4.3.1.3 Caratterizzazione geotecnica

Con riferimento alla descrizione stratigrafica del paragrafo precedente e, alla sezione stratigrafica di Figura 4.3.3, in seguito alle analisi condotte nella campagna geognostica del 2005, è stato possibile ricostruire dei profili geotecnici che caratterizzassero i diversi orizzonti stratigrafici individuate e precedentemente descritti.

Nel seguito si riporta uno di questi profili, rappresentativo dei parametri geotecnici relativi al terreno di fondazione della centrale.



DESCRIZIONE/Description		CENTRALE ENEL - TORRE VALDALIGA NORD		Dis. N°/Data, r°	
Relazione geotecnica generale		1	07-07-2005	E.OLD	Fig.7.2
AREA 1 - Profilo geotecnico di progetto		0	25-03-2006	R.GEN	
REV	DATA/Date	PREP.	FILE:	1627-25	

Fonte dati: Relazione Geotecnica – Enel Produzione, 2005

Figura 4.3.4 – Profilo geotecnico nell’area della centrale

Nel corso della primavera del 2011, poi, è stata condotta da COSTANG per conto di Enel S.p.A. un’ulteriore indagine di carattere geognostico-ambientale nell’area dell’ex parco serbatoi olio combustibile. In questa campagna sono stati eseguiti 14 sondaggi a

carotaggio continuo aventi profondità variabili tra i 7,5 e i 14 m da p.c.. Sono stati quindi prelevati alcuni campioni indisturbati a diverse profondità e su di essi sono state eseguite apposite prove di laboratorio che hanno permesso di ricavare i seguenti parametri geotecnici che caratterizzano i terreni di fondazione della centrale:

- peso di volume naturale: variabile da un minimo di 17,28 ad un massimo di 21,11 kN/m³;
- contenuto naturale di acqua: variabile da un minimo di 12,20 ad un massimo di 33,70 %, con un grado di saturazione mediamente molto alto (fino ad oltre il 95 %);
- porosità: variabile da un minimo di 30,59 ad un massimo di 51,87 %;
- coesione drenata (c'): variabile da 0,00 ad un massimo di 20,00 kPa;
- angolo di attrito interno in condizioni drenate (ϕ'): variabile da un minimo di 23° ad un massimo di 43°.

La classificazione granulometrica dei terreni analizzati è estremamente varia: si passa da terreni classificabili come argille (classi AASHTO A-6, A-7), a limi (classi AASHTO A-4, A-5) e, addirittura, a ciottoli-ghiaia-sabbie (classe AASHTO A-1b).

4.3.1.4 Inquadramento geomorfologico

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. Le aree in quota sono caratterizzate da fenomeni di erosione regressiva e ruscellamento diffuso. Le scarpate presenti sul perimetro esterno del comparto si presentano stabili e con assenza di fenomeni geomorfologici attivi.

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.

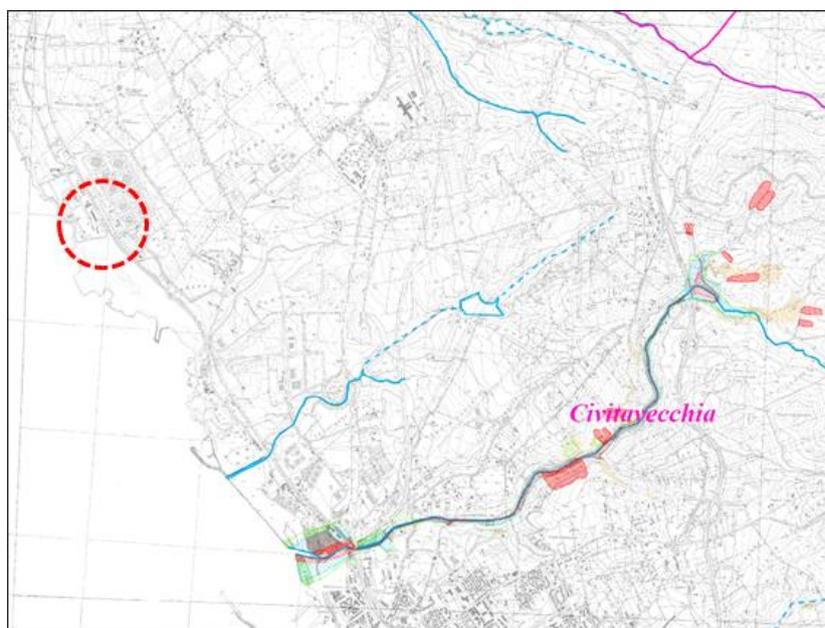
I lavori per la realizzazione della centrale hanno modificato la morfologia del sito, creando una serie di aree pianeggianti terrazzate a quote diverse delimitate a monte da scarpate, mediante lo scavo dei terreni naturali fino a quote anche al di sotto del livello del mare ed il riempimento con materiali di riporto e di fondazione delle varie opere.

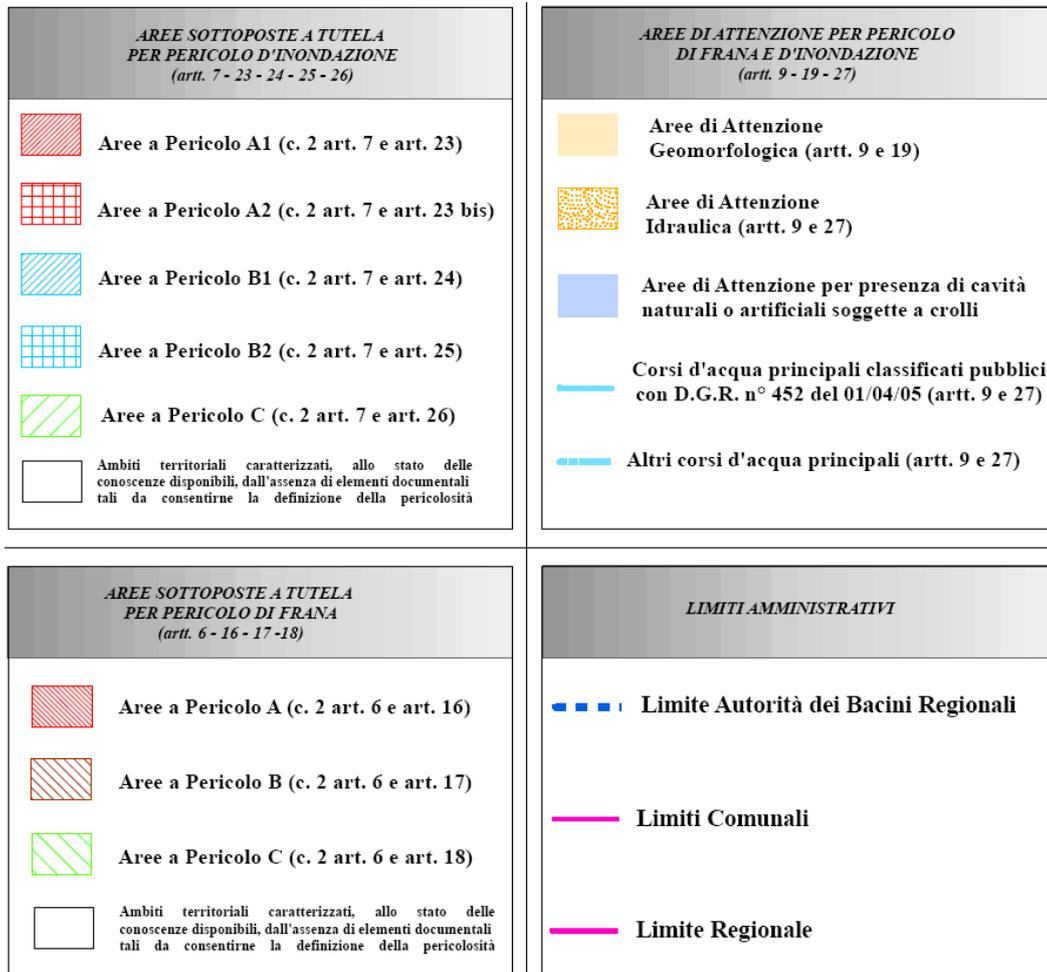
La riorganizzazione dell'impianto e la relativa rimozione della maggior parte dei serbatoi del parco stoccaggi olio combustibile ed il successivo ricolmamento delle depressioni con il materiale recuperato nelle operazioni di dragaggio dei fondali dei bracci di mare destinati alla realizzazione delle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

Allo stato attuale, quindi, possiamo distinguere due macro-aree principali, di cui la prima, che comprende l'area dell'ex parco serbatoi e l'area della stazione elettrica, posta a monte della linea ferroviaria Roma-Pisa e la seconda, che comprende l'area occupata dall'impianto di piscicoltura, dalle ex-installazioni di cantiere e l'area della centrale vera e propria e degli impianti annessi, posta tra la linea ferroviarie e la linea di costa.

Sulla base della Figura 2.4.2, dove si riportano le aree soggette a tutela per frana, è possibile rilevare che nella zona della centrale non si rilevano fenomeni di dissesto. L'assenza di questi fenomeni nelle aree circoscritte il sito di centrale è attestata anche sulla base dei dati contenuti nella banca dati del Progetto IFFI (Inventario dei Fenomeni Franosi in Italia). Il Progetto IFFI, ad oggi, ha censito 482.272 frane sull'intero territorio nazionale. L'inventario dei fenomeni franosi rappresenta, per dimensioni, qualità, omogeneità del dato e copertura del territorio, un utile strumento conoscitivo per la valutazione della pericolosità da frana e, più in generale, come supporto alle decisioni da operare in ambito territoriale.

Come detto, anche sulla base dei dati del progetto IFFI, l'area della centrale non risulta essere interessata da frane in esso censite e non si segnalano movimenti franosi nemmeno nell'area vasta circostante, proprio in relazione alla natura sub pianeggiante del territorio.





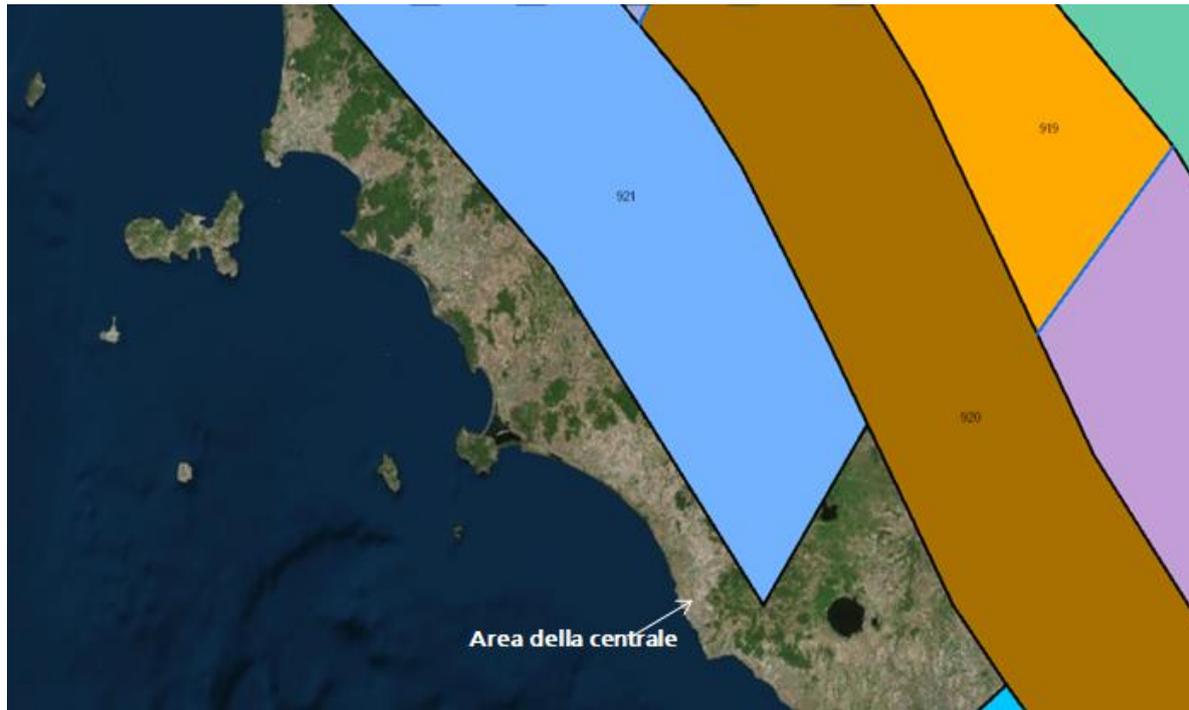
Fonte dati: PAI Adb Regione Lazio

Figura 4.3.5 – Aree sottoposte a tutela per dissesto idrogeologico per l'area di interesse

4.3.1.5 Rischio sismico

In ottemperanza all'O.P.C.M. 3274/03 l'Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia (INGV) ha realizzato una nuova zonazione sismogenetica del territorio italiano, chiamata ZS9, risultato di modifiche, accorpamenti ed elisioni delle numerose zone di ZS4 e dell'introduzione di nuove zone.

Il territorio comunale di Civitavecchia è esterno a tali aree, come osservabile dalla figura successiva.



Fonte dati: <http://www.pcn.minambiente.it>

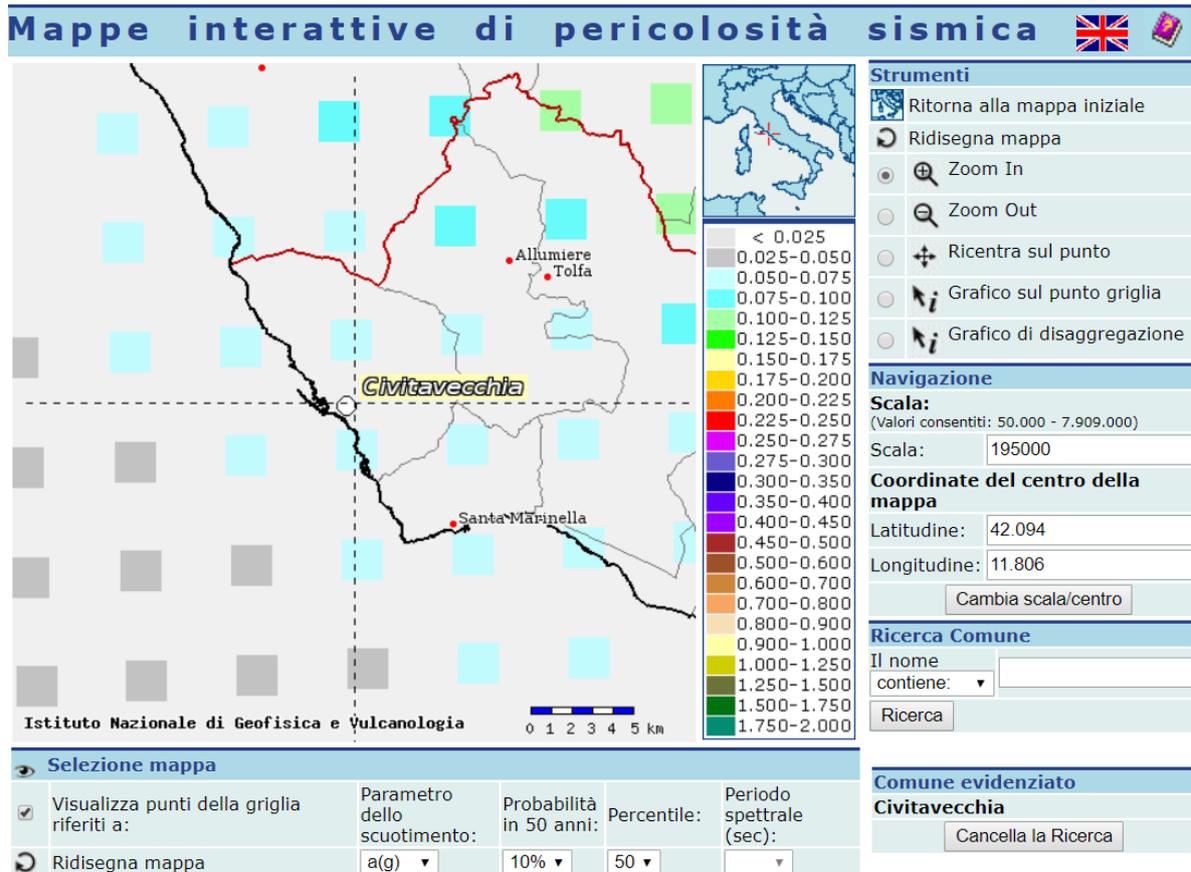
Figura 4.3.6 – Zona sismogenetica ZS9

Con l'Ordinanza PCM 3274/2003 si è avviato in Italia un processo per la stima della pericolosità sismica secondo il metodo classico di probabilità indipendente dal tempo di Cornell. Tale metodo prevede l'individuazione delle sorgenti sismiche e la suddivisione del territorio in zone con supposta uniforme probabilità di essere epicentro di futuri terremoti. Per ciascuna zona viene calcolato il tasso medio di terremoti di una certa magnitudo e il passaggio da magnitudo alla sorgente ad accelerazione risentibile al sito è effettuato attraverso opportune leggi di attenuazione. La probabilità di avere una certa PGA in un sito è data infine dal prodotto tra la probabilità condizionata di avere quella PGA da un terremoto di magnitudo M avvenuto a distanza R data e le probabilità indipendenti che si verifichino eventi di quella M a quella R , integrando su tutti i possibili valori di M e R e per tutte le sorgenti della zona.

Questo processo ha portato alla realizzazione della Mappa di Pericolosità Sismica 2004 (MPS04) che descrive la pericolosità sismica attraverso il parametro dell'accelerazione massima attesa con una probabilità di eccedenza del 10% in 50 anni su suolo rigido e pianeggiante. Dopo l'approvazione da parte della Commissione Grandi Rischi del Dipartimento della Protezione Civile nella seduta del 6 aprile 2004, la mappa MPS04 è diventata ufficialmente la mappa di riferimento per il territorio nazionale con l'emanazione dell'Ordinanza PCM 3519/2006. I valori di scuotimento attesi al sito costituiscono anche l'azione sismica di riferimento per la progettazione secondo le Norme

Tecniche delle Costruzioni (NTC08) emanate dal Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici con il D.M. del 14 gennaio 2008 (G.U. n.29 del 04/02/2008).

Al Comune di Civitavecchia, è escluso dall'elenco dei comuni con $a_g > 0,125$ g così come elencati nell'Allegato7 alla OPCM, dato la pericolosità del territorio in esame, espressa in termini di accelerazione massima del suolo con probabilità di eccedenza del 10% in 50 anni, a_g , è pari a 0,050-0,075 (colore azzurro chiaro) così come osservabile dalla figura successiva.



Fonte dati: <http://esse1-gis.mi.ingv.it/>

Figura 4.3.7 – Mappa interattiva di pericolosità sismica

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.

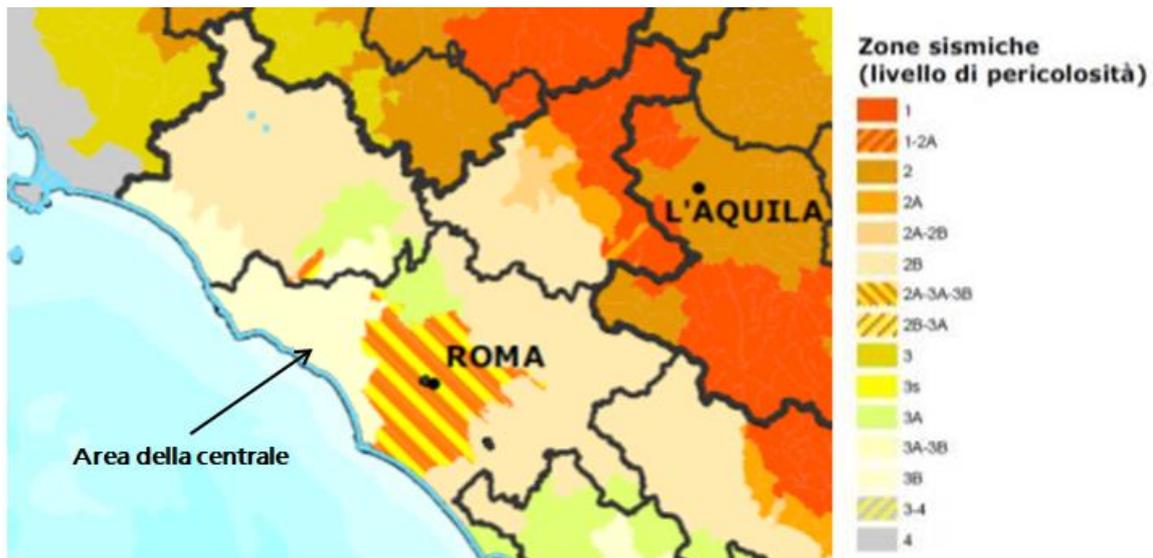


Figura 4.3.8 – Classificazione sismica al 2015

4.3.1.6 Inquadramento idrogeologico

Il Comune di Civitavecchia si trova sull'unità idrogeologica della Tolfa il cui andamento morfologico generale è conseguenza dell'esistenza di terreni con caratteristiche litologiche eterogenee, che hanno risentito di intense vicende tettoniche e vulcaniche. Secondo uno studio del sito in esame (Sogin, 2000) il flysch argilloso presenta permeabilità molto bassa a causa della presenza diffusa di argilliti, qualche livello marnoso o arenaceo può presentare una discreta permeabilità ma, visto l'assetto stratificato, può ospitare soltanto modeste falde isolate.

Il "*Flysch argilloso-calcareo*", che caratterizza il substrato sedimentario litoide o pseudolitoide di tutta l'area, presenta, nel suo insieme, una permeabilità generalmente bassa a causa della stessa natura argillosa del sedimento originario; la circolazione idrica in questa formazione può essere confinata in qualche livello marnoso o arenaceo più fratturato, forse talvolta in pressione.

Nel raggio di alcuni chilometri intorno al sito esistono alcuni pozzi e sorgenti con acque mineralizzate di provenienza profonda¹⁸, legate a locali fenomeni idrotermali. Ad esse è probabilmente collegata la genesi di depositi travertinosi. Si tratta di acque circolanti lungo alcune zone di fratturazione tettonica subverticali che portano in superficie acque di falde mineralizzate e talvolta calde. Queste falde idrotermali sono in realtà ospitate probabilmente dalle formazioni carbonatiche permeabili delle "Unità Toscane" localizzate al di sotto delle unità flyschoidi, ad elevate profondità (un vecchio sondaggio eseguito circa 1 km a nord del sito le ha rinvenute a partire da 251 m di profondità).

¹⁸ BONI et Al., 1986; VENTRIGLIA, 1988.

Le altre formazioni presenti (“Depositi marini pleistocenici”, “Depositi recenti marini e continentali” e “Materiali di riporto”), insieme alla coltre di alterazione delle citate formazioni flyschoidi, possono essere considerate un’unica sottile copertura superficiale eterogenea, di spessore variabile, mediamente permeabile per porosità che ospita una modesta falda freatica in diretto rapporto con le acque superficiali e con il mare, fortemente influenzata dall’andamento stagionale delle precipitazioni e dalle maree. Nei dintorni del sito, laddove tale orizzonte acquifero raggiunge uno spessore sufficientemente rilevante, la falda che in esso ha sede viene sfruttata per scopi, più che altro, agricoli.

Nell’area della centrale vera e propria alcuni piezometri hanno confermato la presenza di una falda freatica ospitata nei materiali di riporto con un livello piezometrico variabile tra +0.40 e +2.70 m s.l.m.¹⁹.

L’esame di vecchi rilevamenti di livelli di falda nei sondaggi posti più a monte e di pozzi ubicati all’esterno dell’area Enel²⁰ testimonia quote più alte e quindi un naturale deflusso della falda verso mare.

In definitiva 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 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 “isole” che interrompono la continuità della falda.

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.

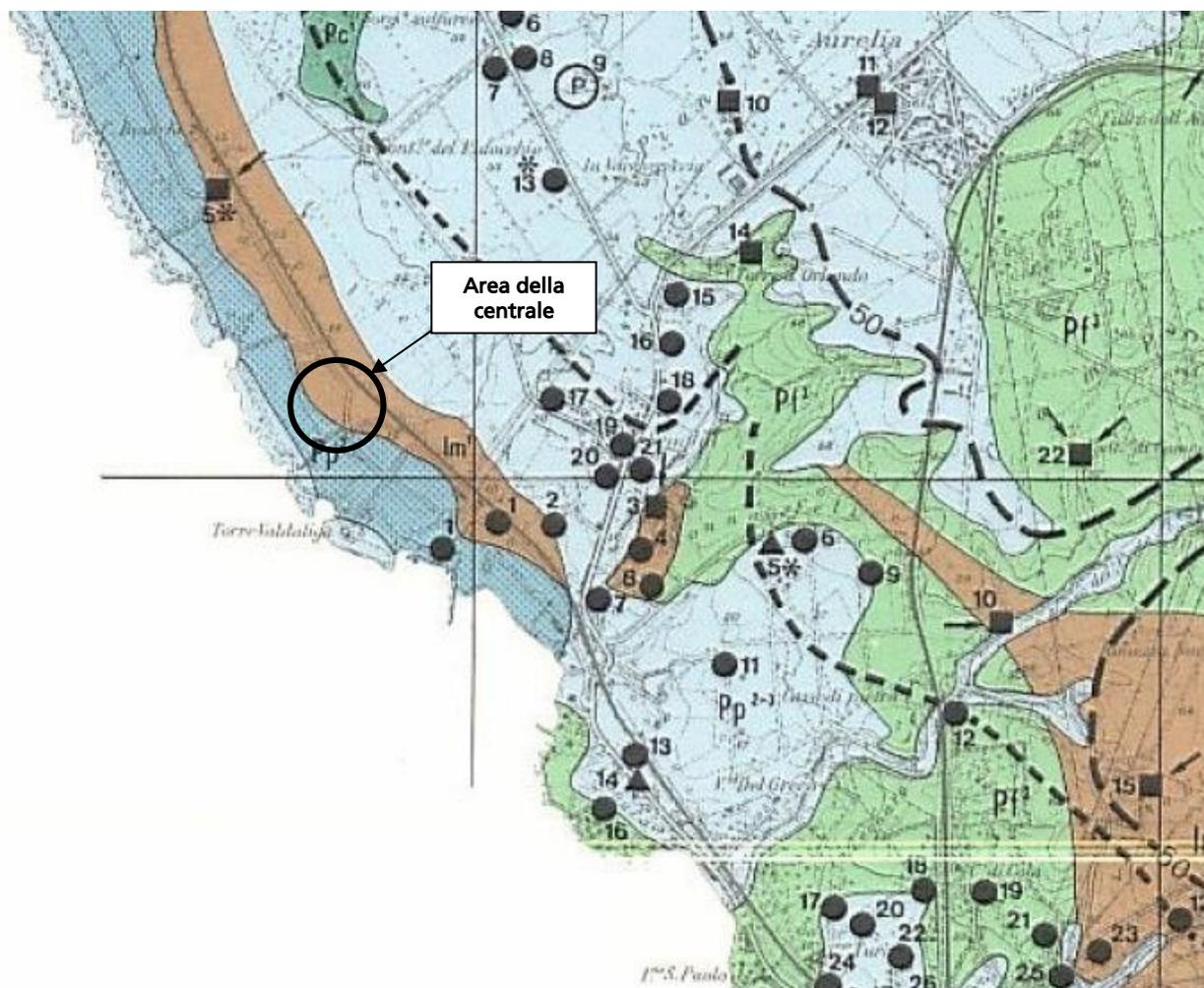
La Figura successiva rappresenta la carta idrogeologica redatta da U. Ventriglia per la Provincia di Roma tra il 1988-1990.

Da tale carta si conferma quanto detto circa il grado di permeabilità del substrato roccioso e circa la discontinuità della falda superficiale che comunque risente della vicinanza con il mare.

¹⁹ ISMES, 1996.

²⁰ GEOSONDA, 1974-76.

L'area di intervento per il progetto in esame si colloca in ogni caso nell'ambito della centrale, quindi in area completamente impermeabilizzata da coperture antropiche, lastricati e asfaltature.

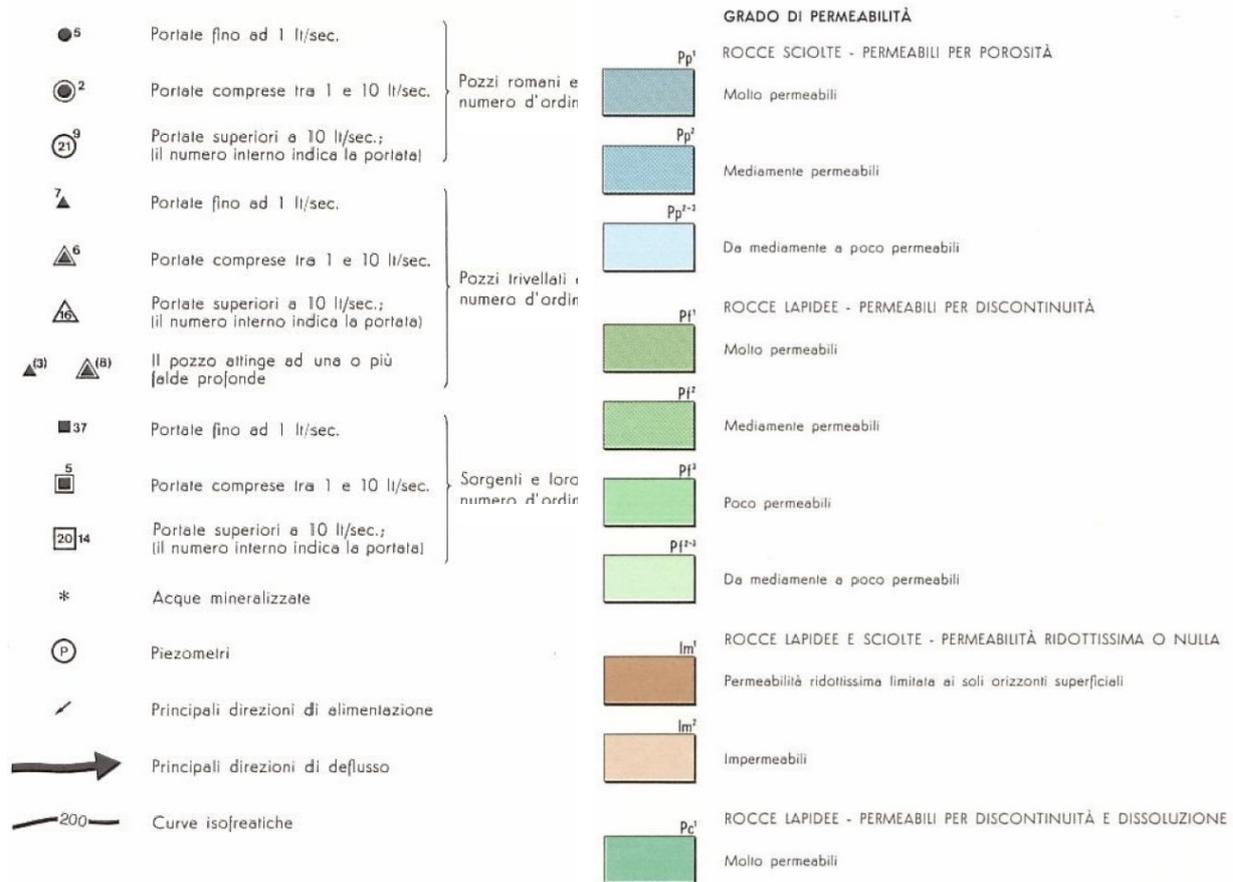


RAPPORTO

USO RISERVATO

APPROVATO

B9014453



Fonte dati: Provincia di Roma – U. Ventriglia, 1988

Figura 4.3.9 – Carta idrogeologica

4.3.1.7 Qualità dei suoli

Sui campioni di terreno prelevati in fase di sondaggio nella campagna 2011 di cui al § 4.3.1.3 e sui prelievi di top soil eseguiti ad hoc, sono state condotte analisi chimiche per la definizione della qualità dei suoli. I risultati delle analisi su detti campioni sono stati confrontati con i limiti riportati nella colonna a) dell'Allegato n. 5 al Titolo V del D.Lgs. n. 152/2006 e ss.mm.ii. (siti a uso residenziale e verde agricolo).

Le analisi di caratterizzazione chimica dei terreni, prelevati nell'ambito del parco serbatoi, hanno evidenziato che in nessuno dei campioni analizzati sono stati riscontrati superamenti delle CLA previste dalla colonna a) (uso verde pubblico o residenziale) della Tabella n. 1 dell'Allegato 5 al Titolo V del D.Lgs. n. 152/2006 e ss.mm.ii..

4.3.2 Stima degli impatti potenziali

I principali 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.

4.3.2.1 Impatti in fase di cantiere

Volumi di scavo e materiali di risulta

I movimenti terra previsti sono ascrivibili per lo più a scavi di sbancamento, dove per scavi di sbancamento si intendono quelli occorrenti sia per lo spianamento e la sistemazione del terreno, secondo determinate sagome su cui dovranno sorgere costruzioni, sia per tagli di terrapieni, sia per la formazione di piazzali, trincee stradali, ecc.. Rientrano in tale categoria anche gli scoticamenti di terreno vegetale e/o di materiale di riporto.

Il nuovo progetto prevede il riutilizzo del sito e la costruzione nell'area di impianto di un ciclo combinato in configurazione due su uno, vale a dire 2 turbine a gas e relative caldaie a recupero (GVR) che si collegano a una sola turbina a vapore, taglia di circa 1680 MW_e. L'intervento prevede tre fasi di realizzazione, le prime due prevedono l'installazione delle unità in ciclo aperto (solo turbina a gas) e la terza fase prevede il completamento in ciclo combinato. Le esistenti unità a carbone (TN2, TN3, TN4) saranno poste fuori esercizio.

Le principali attività di cantiere civile consistono sostanzialmente in demolizioni e opere di nuova realizzazione. Per quanto riguarda le demolizioni, le attività possono essere riassunte in:

- demolizione dell'esistente (elevazioni e fondazioni);
- movimentazione e smaltimento del materiale demolito.

Il materiale demolito sarà in parte recuperato, soprattutto per quel che concerne il calcestruzzo e l'acciaio, che rappresentano di fatto i principali prodotti delle attività di demolizione.

La gestione delle terre e delle 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).

Per gli impianti in progetto, le terre e rocce di risulta proverranno principalmente dalle operazioni di scavo legate a:

- preparazione delle aree di cantiere (scotico, sbancamento, livellamento e realizzazione sottoservizi);
- esecuzione delle opere di fondazione.

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 m³ ed un riutilizzo, per rinterri, stimato per circa 41.000 m³ (cfr. Piano preliminare di utilizzo delle terre e rocce escluse dalla disciplina dei rifiuti).

Durante la realizzazione delle opere, il criterio di gestione del materiale scavato prevede il suo deposito temporaneo e successivamente il suo riutilizzo se idoneo, all'interno dello stesso sito di produzione (ai sensi dell'art. 185, comma 1, lettera c) del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii. e dall'art. 24 del D.P.R. 120/2017); il riutilizzo in sito potrà essere effettuato solo previa caratterizzazione ai sensi dell'art.24 del D.P.R. 120/2017 e verifica dell'idoneità (cfr. Piano preliminare di utilizzo delle terre e rocce escluse dalla disciplina dei rifiuti).

Per evitare la dispersione di polveri i cumuli di terre saranno bagnati nell'ambito delle usuali operazioni di contenimento della polverosità dei piazzali e delle strade di cantiere.

Tutto il terreno proveniente dalle attività di scavo nell'ambito dei lavori sopra citati e non destinato al riutilizzo perché avente caratteristiche tali da non consentirne il riutilizzo e/o in quantità eccedente a quella destinabile al riutilizzo, sarà gestito come rifiuto. Il materiale sarà posto in apposite aree dedicate e in seguito caratterizzato ai fini dell'attribuzione del codice CER poi essere trasportato e conferito in discariche od impianto di trattamento autorizzato in ossequio alla normativa vigente.

Le operazioni di scavo e l'abbancamento dei terreni saranno eseguiti mantenendo la seguente successione stratigrafica: al fondo del deposito i terreni superficiali, al top i terreni prelevati dal fondo scavo. In tal modo, nel rispetto delle condizioni di riutilizzo in sito del terreno movimentato di seguito elencate, si procederà garantendo il ripristino dell'originaria sequenza stratigrafica.

Le ipotesi progettuali per la gestione delle terre e rocce da scavo prodotte nell'ambito della realizzazione delle opere in progetto prevedono che una quota parte delle terre prodotte sia riutilizzata in sito per:

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

In particolare, poiché la specifica destinazioni d'uso dell'area d'intervento è di tipo industriale e in funzione dei risultati analitici che si otterranno a seguito dell'esecuzione delle specifiche indagini, è possibile configurare n. 2 diverse ipotesi di gestione, come di seguito specificato:

a) Conformità ai limiti di cui alla colonna B, tabella 1 allegato 5, al titolo V, parte Quarta del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii..

In caso di conformità dei terreni indagati alle CSC di colonna B essi potranno essere riutilizzati in sito. Nell'eventuale presenza di matrici materiali di riporto, ossia quelle matrici costituite da una miscela eterogenea di materiale di origine antropica quali residui e scarti di produzione e di consumo frammisti a terreno (così come definiti dal D.Lgs. 25 gennaio 2012, n.2 convertito con modificazioni dalla legge n.28 del 24/03/2012) e nei limiti di cui all'articolo 4 comma 3 del DPR 120/2012, dovrà essere effettuato il test di cessione e verificata la conformità rispetto ai limiti previsti dalle CSC per le acque sotterranee.

Le matrici materiali di riporto che non saranno conformi al test di cessione saranno considerate fonti di contaminazione e come tali saranno gestite.

b) Non conformità ai limiti di cui alla colonna B

Nei casi in cui è rilevato il superamento di uno o più limiti di cui alla colonna B (Tabella 1, Allegato 5, al Titolo V, Parte Quarta del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii.) e non risulti possibile dimostrare che le concentrazioni misurate siano relative a valori di fondo naturale, il materiale da scavo non potrà essere riutilizzato come sottoprodotto e verrà gestito conformemente alla normativa vigente in tema di bonifica.

Se necessario, il riempimento delle aree di scavo dovrà essere effettuato con materiali inerti certificati, attestanti l'idoneità (per qualità, natura, composizione, ecc.) degli stessi al ripristino dello scavo.

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.

Quindi, di tutto il terreno scavato, quello che non verrà riutilizzato perché:

- avente caratteristiche tali da non consentirne il riutilizzo,
- in quantità eccedente a quella destinabile al riutilizzo,

dovrà essere conferito in idoneo impianto di trattamento o recupero o, in ultima analisi, smaltito in discarica.

Per il terreno che costituisce rifiuto va privilegiato il conferimento in idonei Impianti di Trattamento o Recupero (con conseguente minore impatto ambientale e minori costi di gestione).

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.

Durante la fase di cantiere, i rifiuti prodotti potranno appartenere ai capitoli 15 ("Rifiuti di imballaggio, assorbenti, stracci, materiali filtranti e indumenti protettivi"), 17 ("Rifiuti delle operazioni di costruzione e demolizione") e 20 ("Rifiuti urbani (rifiuti domestici e assimilabili prodotti da attività commerciali e industriali nonché dalle istituzioni) inclusi i rifiuti della raccolta differenziata") dell'elenco dei CER, di cui all'allegato D alla parte IV del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii.

Occupazione di suolo per la fase di cantiere

L'area che si rende necessaria per le attività di Costruzione di due CCGT da 1680 MW_e è stimabile in circa 25.000 m², da utilizzare per gli uffici Enel & Contractor di costruzione / commissioning (7.000 m² previsti) e per lo stoccaggio dei materiali (18.000 m² previsti).

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.

Considerando le tempistiche di cantiere, si devono pertanto distinguere due momenti principali nei quali considerare come si svilupperà la cantierizzazione in conseguenza dell'avanzamento delle fasi realizzative:

- Fase-1: realizzazione della prima unità OCGT
- Fase-2: realizzazione della seconda unità OCGT
- Fase-3: chiusura in ciclo combinato CCGT di entrambe le unità.

Durante le fasi 1 e 2, in seguito alle attività di demolizione dell'area uffici e spogliatoi, si avrà a disposizione, all'interno del sedime della centrale, un'area di estensione pari a circa 13.000 m² (cfr. figura successiva).

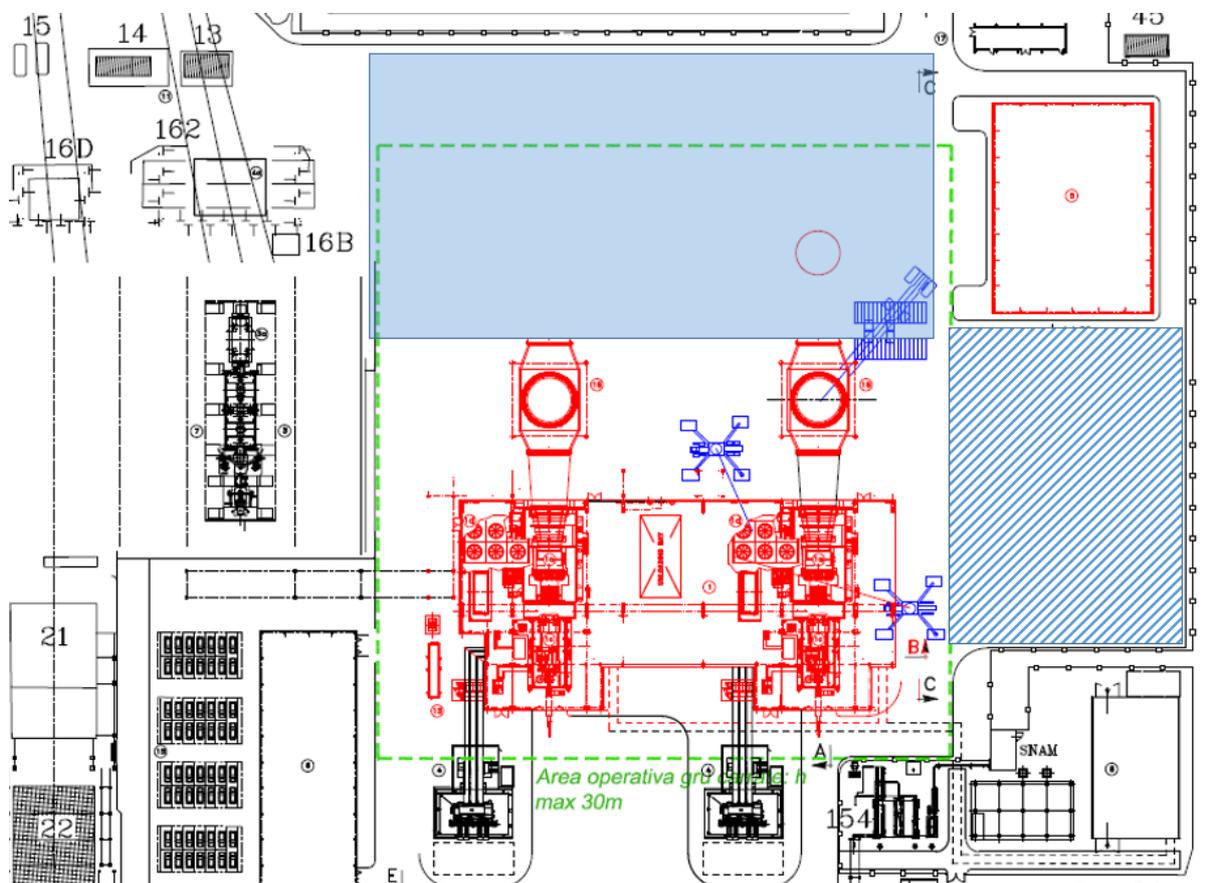


Figura 4.3.10 – In azzurro, area per prefabbricazione e stoccaggi temporanea e una (frontale ai camini di by-pass) necessaria ai montaggi

- 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, si potrà ricavare un'area di ca. 30.000 m².
- 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, si segnala che le nuove infrastrutture per magazzino e officine verranno realizzate solo alla fine della fase 3.



Figura 4.3.11 – Aree di cantiere con evidenza degli accessi e dell’area di realizzazione delle opere

Si ricorda che il criterio di gestione del materiale scavato, di cui si è parlato in precedenza, prevede il suo deposito temporaneo all’interno del sito. Il terreno di risulta derivante dalle attività di scavo sarà, quindi, accantonato in apposite aree dedicate, evitando la dispersione di polveri e fenomeni di lisciviazione in caso di eventi meteorici.

In ogni caso, concluso il conferimento del materiale a sistemazione definitiva, l’area utilizzata per la realizzazione dei cumuli sarà ripristinata nella situazione ante-operam; saranno smantellate tutte le opere provvisorie e l’area sarà caratterizzata come previsto dal DM 152/06 e ss.mm.ii ed eventualmente sottoposta agli interventi di ripristino ambientali necessari.

In conclusione, quindi, 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

La realizzazione delle nuove opere prevede scavi e movimentazione terre con potenziale rischio di inquinamento della matrice suolo e acque sotterranee. In fase di cantiere saranno comunque predisposte tutte le modalità operative atte a minimizzare il rischio di eventuali incidenti (intesi come sversamenti accidentali).

Si ricorda poi 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. Infatti, sulla base della caratterizzazione fornita nel § 4.3.1.6 l'immediato sottosuolo dell'area della 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 (mediamente a 2 – 3 m di profondità, ma con aree in cui è sostanzialmente sub-affiorante) e con un lento flusso generalizzato verso mare. 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.

4.3.2.2 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 dell'impianto esistente.

Il progetto sostituisce infrastrutture ed edifici già presenti nell'area dell'impianto, pertanto non è previsto un cambio di destinazione d'uso dei luoghi.

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. Particolare attenzione dovrà essere posta alla presenza dei pali delle fondazioni dei vecchi manufatti demoliti e rilocati.

Le fondazioni delle turbine Gas e turbina a vapore consisteranno ciascuna in un Mat monolite e al fine di ottimizzare il layout e ridurre gli ingombri, le fondazioni del GVR e della ciminiera saranno unite in un unico blocco.

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 Regione Lazio, con DGR (Deliberazione Giunta Regionale) – n°387 del 22/05/2009, ha stabilito la nuova classificazione sismica del territorio in applicazione dell'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n° 3519 del 28 Aprile 2006 e della DGR Lazio 766/03 definendo il sito in **zona 3-B**.

L'area della centrale è caratterizzata da un'accelerazione di picco in terreno rigido a_g con probabilità di superamento pari al 10% in 50 anni compreso fra 0,062 e 0,10.

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

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

L'inquinamento dei suoli e delle acque sotterranee potrebbe verificarsi all'interno del sedime dell'impianto; in particolare possono verificarsi:

- sversamento accidentale durante il trasporto interno di materiali e reagenti;
- perdite da serbatoi o da vasche contenenti reflui;
- perdite dalle aree di stoccaggio dei reattivi di processo;
- perdite dalle aree di stoccaggio di altri materiali.

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. La pavimentazione dei piazzali esterni e delle aree di movimentazione è provvista di asfaltatura e di reti di raccolta delle acque nere e delle acque meteoriche raccolte e adeguatamente gestite.

Sono già previsti e, continueranno ad esserlo anche per la nuova sezione, controlli programmati di tenuta sui serbatoi, sui bacini di contenimento, sulle vasche e sulla pavimentazione, atti a verificare ed accertare lo stato di efficienza e manutenzione delle opere. In tal modo saranno minimizzati i potenziali impatti sulla matrice suolo e acque sotterranee.

Prelievi idrici

I fabbisogni idrici dell'impianto riguardano:

- il fabbisogno idrico industriale.
- il fabbisogno idrico potabile per usi civili;

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.

Il prevalente prelievo di acqua ad uso industriale è, quindi, sostanzialmente previsto, come oggi, dal mar Tirreno. Non si prevede emungimento di acque da pozzo.

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.

4.4 Biodiversità

4.4.1 Vegetazione e flora

4.4.1.1 Stato attuale della componente

Biosfera terrestre

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

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

Sulla base dell'analisi della cartografia riportata in *Tavola 4.4.1 – 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 (50%), intervallate sul territorio dalla presenza di aree urbanizzate e di praterie. In particolare, i Seminativi in aree non irrigue – codice 2.1.1.1 coprono circa il 27% dell'area, seguiti dai Seminativi in aree irrigue – codice 2.1.2.1 con 11% circa della superficie.

Le aree naturali e seminaturali occupano circa il 35% della superficie, con una prevalenza delle Cerrete collinari – codice 3.1.1.2.1.1 (9%), delle Praterie a *Dasyrium villosum*, *Avena spp.* E prati-pascoli collinari a dominanza di leguminose – codice 3.2.1.1.2 (6%) e della Macchia a mirto e lentisco o a olivastro e lentisco – codice 3.2.3.2.3 (4%).

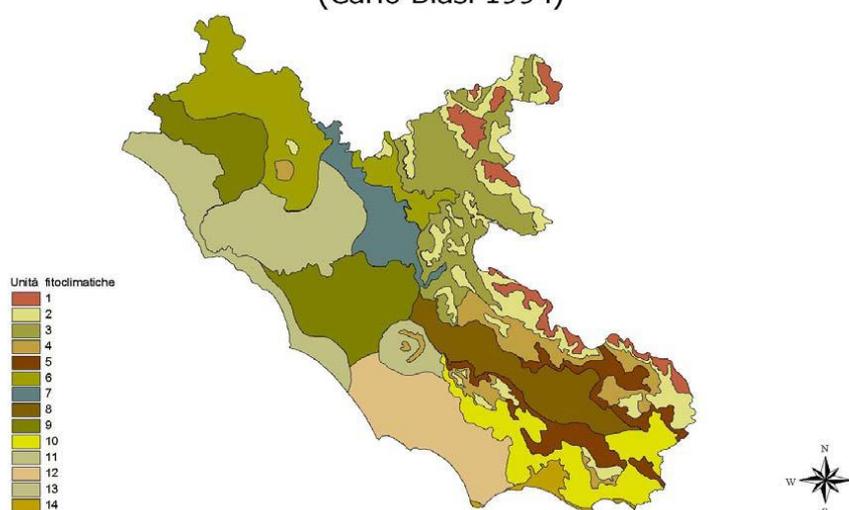
Circa il 15% del territorio è occupato da aree urbanizzate, composte da: Tessuto residenziale continuo e denso – codice 1.1.1.1 (5%), Reti stradali – codice 1.2.2.1 (4,5%), Reti per la distribuzione la produzione e il trasporto di energia – codice 1.2.2.5 (2%) e Zone residenziali a tessuto continuo – codice 1.1.1 (0,9%).

La Città metropolitana di Roma Capitale interessa una porzione molto significativa della regione Lazio ed è estremamente eterogenea per condizioni climatiche, litologia, morfologia, flora e vegetazione. Si tratta di un'area ove è particolarmente evidente il concetto di diversità ed eterogeneità culturale e naturale. Si hanno infatti quasi tutte le tipologie bioclimatiche presenti nel Lazio (da quelle più mediterranee a quelle montane con elementi della flora del piano bioclimatico subalpino), così come si hanno elementi ben differenziati in termini litologici e morfologici.

Con riferimento alla Carta del Fitoclima del Lazio (Figura 4.4.1) si osserva che il "Bacino Mignone – Arrone Sud" è caratterizzato dalle seguenti Unità Fitoclimatiche:

- Unità fitoclimatica 9 "Termotipo mesomediterraneo medio o collinare inferiore, Ombrotipo subumido superiore, Regione xeroterica/mesaxerica (sottoregione mesomediterranea/ ipomesaxerica);
- Unità fitoclimatica 11 "Termotipo mesomediterraneo medio, Ombrotipo subumido superiore/umido inferiore, Regione xeroterica (sottoregione mesomediterranea);
- Unità fitoclimatica 13 "Termotipo mesomediterraneo inferiore, Ombrotipo secco superiore/ subumido inferiore, Regione xeroterica (sottoregione termomediterranea/ mesomediterranea).

Carta del Fitoclima del Lazio
(Carlo Blasi 1994)



Fonte dati: P.T.A. Regione Lazio

Figura 4.4.1 – Carta del Fitoclima del Lazio

Le principali caratteristiche territoriali delle unità fitoclimatiche individuate sono:

Unità fitoclimatica 9

MORFOLOGIA E LITOLOGIA: rilievi collinari emergenti dalla pianura circostante e forre. Piroclastiti; argilliti, marne.

LOCALITA': Maremma Laziale interna e Campagna Romana.

VEGETAZIONE FORESTALE PREVALENTE: cerreti, querceti misti di roverella e cerro con elementi del bosco di leccio e di sughera. Potenzialità per boschi mesofili (forre) e macchia mediterranea (dossi).

- Serie del carpino bianco (fragm.): *Aquifolio – Fagion*.
- Serie del cerro: *Teucro siculi – Quercion cerris*.
- Serie della roverella e del cerro: *Ostryo – Carpinion orientalis; Lonicero – Quercion pubescentis* (fragm.).

- Serie del leccio e della suchera: *Quercion ilicis*.
- Alberi guida (bosco): *Quercus cerris*, *Q. suber*, *Q. ilex*, *Q. robur*, *Q. pubescens* s.l., *Acer campestre*, *A. monspessulanum*, *Fraxinus ornus*, *Carpinus betulus* e *Corylus avellana* (nelle forre).
- Arbusti guida (mantello e cespuglieti): *Spartium junceum*, *Phillyrea latifolia*, *Lonicera caprifolium*, *L. etrusca*, *Prunus spinosa*, *Asparagus acutifolius*, *Rubia peregrina*, *Cistus incanus*, *C. salvifolius*, *Rosa sempervirens*, *Paliurus spina-christi*, *Osyris alba*, *Rhamnus alaternus*, *Carpinus orientalis* (settore meridionale).

Unità fitoclimatica 11

MORFOLOGIA E LITOLOGIA: rilievi collinari e valli incise (forre). Piroclastiti; lave; argilliti; unità alloctone tolfetane.

LOCALITA': regioni tolfetana e sabatina; Colli Albani.

VEGETAZIONE FORESTALE PREVALENTE: cerreti, cerreti con roverella, lecceti castagneti, lembi di boschi mesofili a carpino bianco e nocciolo.

- Serie del faggio e del carpino bianco: *Aquifolio – Fagion*.
- Serie del cerro: *Tucro ssiculi – Quercion cerris*.
- Serie della roverella e del cerro: *Ostryo – Carpinion orientalis*; *Lonicero – Quercion pubescentis (fragm.)*
- Alberi guida (bosco): *Quercus cerris*, *Q. pubescens*, *Q. ilex*, *Carpinus betulus*, *C. orientalis*, *Laurus nobilis*, *Ostrya carpinifolia*, *Malus sylvestris*, *Acer campestre*, *Castanea sativa*, *Sorbus domestica*, *Sorbus torminalis*.
- Arbusti guida (mantello e cespuglieti): *Mespilus germanica*, *Asparagus acutifolius*, *Cornus mas*, *C. sanguinea*, *Crataegus monogyna*, *C. oxyacantha*, *Cytisus scoparius*, *C. villosus*, *Lonicera etrusca*, *Phillyrea latifolia*, *Prunus spinosa*.

Unità fitoclimatica 13

MORFOLOGIA E LITOLOGIA: pianure litoranee. Argille plioceniche; depositi fluviolacustri; sabbie.

LOCALITA': litorale e colline retrostanti della provincia di Viterbo e litorale della provincia di Roma.

VEGETAZIONE FORESTALE PREVALENTE: querceti con roverella, leccio e sughera, cerreti con farnetto, macchia mediterranea. Potenzialità per boschi con farnia e *Fraxinus oxycarpa* (forre e depressioni costiere).

- Serie del cerro (fragm.): *Teucrio siculi* – *Quercion cerris*.
- Serie della roverella e del cerro: *Lonicero* – *Quercion pubescentis*; *Ostryo* – *Carpinion orientalis*.
- Serie del leccio e della sugera (fragm.): *Quercion ilicis*.
- Serie della macchia: *Quercion ilicis*; *Oleo* – *Ceratonion* (fragm.).
- Serie del frassino meridionale (fragm.): *Alno* – *Ulmion*.
- Serie dell'ontano nero, dei sslici e dei pioppi (fragm.): *Alno* – *Ulmion*; *Salicion albae*.
Alberi guida (bosco): *Quercus cerris*, *Q. pubescens* s.l., *Q. ilex*, *Q. suber*, *Juniperus oxycedrus* subsp. *Macrocarpa*, *Acer campestre*, *A. monspessulanum*, *Mespilus germanica*, *Fraxinus ornus*, *F. oxycarpa*, *Ulmus minor*, *Salix alba*.
- Arbusti guida (mantello e cespugli): *Clematis flammula*, *Lonicera etrusca*, *Phillyrea latifolia*, *P. angustifolia*, *Pistacia lentiscus*, *Rhamnus alaternus*, *Cistus incanus*, *Osyris alba*, *Paliurus spina-christi*, *Daphne gnidium*, *Spartium junceum*, *Atriplex halimus* (saline di Tarquinia), *Vitex agnus – castus* (Civitavecchia).

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

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

Vegetazione delle sabbie costiere

Le comunità intercotidali o di riva si sviluppano sopra il livello di alta marea, generalmente dove le onde e le correnti hanno depositato detriti che trattengono una quantità di semi vitali. Hanno un comportamento pioniero, spesso effimero, e copertura trascurabile, sono caratterizzate dalla presenza di *Cakile maritima* e *Calystegia soldanella*. Nella cintura di vegetazione successiva (agropireto) sono presenti *Agropyron junceum* dominante, *Sporobolus arenarius* e *Cyperus kalli*.

Agropyron junceum è una graminacea perenne in grado di vivere in condizioni di elevata salinità e di produrre lunghi stoloni laterali e verticali che si accrescono attraverso la sabbia; le parti aeree trattengono i granuli di sabbia trasportati dal vento dalla zona intercotidale verso l'interno e ne determinano così l'accumulo.

L'agropireto gioca quindi un ruolo edificatore sulle sabbie sciolte del litorale e costituisce una fase pioniera della colonizzazione delle dune primarie.

Sulle dune secondarie, che costituiscono una linea più interna, si afferma l'ammofiletto, caratterizzato dalla presenza di *Ammophila littoralis* dominante, *Medicago marina*, *Cutandia maritima* ed *Echinophora spinosa*, che rappresenta la vegetazione tipica delle dune.

A livello delle dune ormai consolidate si affermano specie quali *Crucianella maritima*, *Pancratium maritimum*, *Teucrium polium*, *Scabiosa maritima*, dando origine al crucianello, che accoglie, allo stato finale dell'evoluzione delle dune litorali, le specie della macchia mediterranea.

La vegetazione delle dune è allo stato attuale estremamente frammentata ed alterata, la compenetrazione di specie della macchia mediterranea nella vegetazione delle dune sabbiose è il prodotto di una forte azione erosiva del mare ed una pressione antropica costante. Gli esempi meglio conservati di tale vegetazione si hanno a Castelporziano e al Circeo. Le associazioni individuabili sono: *Cakiletum maritimae*, *Agropyretum mediterraneum*, *Ammophiletum arundinaceae* e *Crucianelletum maritimae*.

Vegetazione litoranea rupestre

Lungo la costa meridionale del Lazio su morfotipi rupestri sono presenti specie endemiche ed a limitata distribuzione, tra cui *Centaurea cineraria subsp. Circae*, *Helichrysum litoraneum*, *Chamaerops humilis*, *Campanula fragilis*, *Scabiosa holosericea* e *Limonium amyncleum*. È l'associazione *Crithmo-Limonietum* la comunità vegetale più significativa di tale ambiente.

Macchia Mediterranea

È costituita da elementi arbustivi sempreverdi che formano soprassuoli vegetali compatti e talvolta impenetrabili.

I primi arbusti, in genere con individui isolati, esposti direttamente all'azione del vento e del mare sono: *Juniperus oxycedrus ssp. Macrocarpa*, *J. Phoenicea* e *Pistacia lentiscus*; più all'interno si forma un vero e proprio arbusteto costituito, oltre che dalle specie citate, anche da *Phillyrea latifolia*, *Rhamnus alaternus*, *Daphne gnidium*, *Arbutus unedo* con presenza di lianose quali *Lonicera implexa*, *Rubia peregrina*, *Smilax aspera* e *Clematis flammula*.

In questo tipo di ambiente, il leccio (*Quercus ilex*) è relativamente raro ed allo stato arbustivo.

Sulle dune arretrate *Quercus ilex*, *Juniperus oxycedrus ssp. Macrocarpa*, *J. Phoenicea*, *Phillyrea latifolia*, *Myrtus communis*, *Erica arborea* ed *Erica multiflora* costituiscono una formazione compatta con una fisionomia di macchia alta.

La macchia bassa su calcare si sviluppa su terreni poco profondi frequentemente incendiati e, sebbene potenzialmente potrebbe evolversi in uno stadio di ricostituzione del *Quercetum ilicis*, il fuoco impedisce tale evoluzione. Pertanto la specie dominante risulta l'*Ampelodesmos mauritanicus* con *Rosmarinus officinalis*, *Cistus monspeliensis*, *Erica multiflora*; lo strato erbaceo è ridotto con presenza di *Brachypodium retusum*.

La macchia termofila rappresenta la tipologia più termofila del Lazio, è presente a sud del monte Circeo soprattutto tra Formia e Gaeta. Le formazioni ad *Euphorbia dendroides* si sviluppano in corrispondenza delle coste rocciose prospicienti il mare, altri elementi termofili sono *Anthyllis barba-jovis* e *Chamaerops humilis*. La macchia bassa a cisti rappresenta uno stadio di estrema degradazione della macchia, al *Cistus salvifolius*, *Cistus incanuse* *Cistus monspeliensis* si accompagnano *Helichrysum italicum*, *Dorycnium hirsutum*, *Cytisus scoparius* e *Calicotome villosa*.

La fisionomia è data da arbusti di circa un metro di altezza più o meno diradati posti ai margini dei boschi o in radure estese create dal fuoco.

La lecceta litoranea si presenta come macchia alta oppure come fustaia, l'aspetto fisionomico risulta diverso, ma la composizione floristica varia solo debolmente.

Sulle dune più arretrate la lecceta è costituita da una macchia alta dominata da *Quercus ilex*, *Arbutus unedo*, *Erica arborea* e *Pistacia lentiscus*; lo strato erbaceo è poverissimo a causa della scarsità di luce prodotta dalle suddette specie ed è rappresentato da *Cyclamen repandum*, *Cyclamen hederifolium* e *Ruscus aculeatus*; sviluppato è lo strato lianoso con *Smilax aspera* e *Lonicera implexa*.

Vegetazione forestale

Il secondo tipo di lecceta litorale è quella ad alto fusto che costituisce la vegetazione naturale potenziale della fascia costiera che comunque presenta una distribuzione ridotta a causa della notevole espansione del retrostante querceto caducifoglio.

Quercus ilex si presenta con individui di notevoli dimensioni, che in alcuni casi arrivano ai 10 -15 m di altezza, lo strato arbustivo è costituito da *Q.ilex* stesso, assieme a *Pistacia lentiscus*, *Phyllirea latifolia*, con *Viburnum tinus*, *Ligustrum vulgare*, *Crataegus monogyna* e *Juniperus oxicedrus* var. *macrocarpa* meno abbondanti; lo strato lianoso è rappresentato da *Smilax aspera*, *Hedera helix*, *Rubia peregrina*, *Clematis flammula*, *Tamus communis*, mentre nel sottobosco sono presenti *Ruscus aculeatus*, *Cyclamen repandum*, *Asplenium onopteris*.

Altro tipo di lecceta si sviluppa in colline o montagne basse con clima subcontinentale, si presenta come macchia alta o solo raramente come bosco d'alto fusto caratterizzato da *Fraxinus ornus* e su substrati rocciosi da *Ostrya carpinifolia*.

Pinete a *Pinus pinea*: sulle dune recenti ed antiche sono state impiantate pinete a *Pinus pinea*, sono in generale coetanee e sono rinnovate circa ogni 90 anni. Questo tipo di pinete, pur essendo di origine antropica, rappresentano ormai una vegetazione tipica del paesaggio costiero.

Quando la pineta è molto fitta lo strato arbustivo è del tutto mancante, inoltre gli aghi, difficilmente decomponibili, hanno un'azione negativa sulla crescita delle arbustive ed erbacee e determinano con probabilità un'aridità del suolo. Quando la pineta è meno folta, si rinviene *Quercus ilex* con portamento arboreo insieme a *Phillyrea latifolia*.

La foresta caducifolia mista

Si tratta di boscaglie in cui domina la roverella (*Quercus pubescens*), con orniello (*Fraxinus ornus*), albero di giuda (*Cercis siliquastrum*), l'acero trilobo (*Acer monspessulanum*), il carpino orientale (*carpinus orientalis*).

La struttura di queste boscaglie presenta una densità diversificata in relazione alle singole specie costitutive, la distribuzione è parallela a quella della vegetazione mediterranea nelle zone di contatto, e penetra all'interno in corrispondenza delle zone forestali più sfruttate, si estende notevolmente nelle zone di Monte Acqua tosta, Monte Ianne e i territori a Nord della Lungara.

Questa vegetazione è sempre derivata dalla degradazione di altri tipi forestali soprattutto a causa dell'intensa pressione del pascolo seguita dall'abbandono di queste attività.

La cerreta

I boschi di cerro costituiscono il paesaggio vegetale dominante dell'entroterra tolfetano, sono governati a ceduo e presentano una struttura complessa con tendenza ad assumere un aspetto pluristratificato nel caso in cui vengono saltati dei turni di ceduzione.

La loro composizione è determinata da *Quercus cerris*, nel piano arboreo dominante, nel piano dominato sono presenti *Acer campestre*, *Fraxinus ornus* e come vero sottobosco *Prunus spinosa*, *Crataegus oxyacantha* (biancospino) e *Ligustrum vulgare*.

Nell'ambito della cerreta vegeta una quercia di notevole importanza il farnetto (*Quercus frainetto*), è probabile che il taglio selettivo operato in passato abbia portato alla rarefazione di questa specie.

Querceto a rovere

Le cerrete si arricchiscono di un altro componente delle antiche foreste appenniniche; la rovere (*Quercus petraea*) che parallelamente alla diminuzione del cerro e alla presenza di *Carpinus betulus* (carpino bianco) si afferma con più decisione costituendo un vero orizzonte vegetazionale della rovere che nel piano arboreo vede la presenza di più specie quercine, carpini, castagno, tiglio e a volte il faggio.

Le percentuali di presenza delle varie specie è anche funzione delle utilizzazioni antropiche, le fisionomie sono determinate anche dall'ampiezza del turno di taglio.

Il castagneto

Sulla naturalità dei castagneti appenninici il dibattito è aperto in quanto è difficile trovare castagneti in cui l'uomo non abbia determinato il prevalere del castagno sulle altre specie forestali.

Anche nel territorio tolfetano il dubbio esiste per tutti i grandi castagneti che costituiscono parte integrante del versante settentrionale del territorio.

La presenza di substrati litologici e pedologici particolari (acidità, scarso calcare attivo, ecc.) lasciano aperta la possibilità che nuclei di castagno spontanei possano in origine essere stati presenti nell'ambito dei querceti.

In passato, determinato dall'azione dell'uomo, è stato favorito prima il castagneto da frutto e successivamente il ceduo castanile, per il bisogno di materiale legnoso.

Attualmente nel territorio sono presenti i castagneti da frutto, i cedui castanili sia monolitici sia misti.

La faggeta

Solo nella zona di Monte Urbano esistono dei veri e propri boschi di faggio, dove sono presenti nel sottobosco le specie tipiche delle faggete appenniniche.

Da questo settore si sviluppa una distribuzione del faggio che via via assume un carattere di sporadicità, in cui piccoli gruppi e esemplari isolati vegetano nei fondovalle, lungo i corsi d'acqua.

La regressione della rarefazione del faggio tra la sommità dell'acrocoro tolfetano e la zona a ovest del lago di Bracciano è il risultato sia di naturali fluttuazioni climatiche a favore dei querceti che di una trasformazione in senso caldo-arido di tutta la vegetazione forestale da parte dell'uomo (taglio).

Il faggio trova ormai possibilità di rifugio solo in ambienti a regime idrico più uniforme durante il corso dell'anno, in genere lungo i valloni più profondi (fosso dei cinque bottini) dove si rileva una seriazione inversa della vegetazione a partire dai crinali che ospitano vegetazione mediterranea, attraverso la cerreta, il castagneto, il querceto a rovere, il carpinetto e la faggeta nel fondovalle.

Le faggete tolfetane sono considerate "sotto quota" rispetto ai normali limiti altitudinali della specie.

Una compagna frequente e significativa è l'agrifoglio (*Ilex aquifolium*) che caratterizza nell'appennino l'orizzonte più basso della faggeta.

I cespuglieti

I cespuglieti mediterranei costituiti da Cisti (*Cistus salviaefolius e incanus*) o da Lentisco, sono caratteristici di tutta l'area più intensamente sfruttata della fascia a foresta sempreverde, da cui derivano.

Ricoprono vaste estensioni nell'entroterra, i cespuglieti sub-mediterranei sono i più diffusi, quando sono dominati da *Paliurus spina christi e Pistacia terebinthus* possono essere ricondotti alla boscaglia a roverella.

Nel caso in cui i cespuglieti siano costituiti da rovo (*Rubus sp.*), Pruno spinoso, Biancospino e Perastro, si tratta di forme di degradazione di cerrete, all'interno delle quali furono ricavati dei pascoli, caratteristici dei coltivi abbandonati sono i ginestreti che si insediano velocemente dopo l'abbandono.

I pascoli

Sono costituiti da brometi e xerobrometi con presenza di leguminose in zone argillose, un elemento caratteristico sono le popolazioni di cardi in cui domina *Cynara* (Carciofo selvatico) che si sviluppano sui suoli ad elevato contenuto di azoto.

Le sugherete

I nuclei più consistenti si rinvencono a Furbara, Valle dell'Inferno, Castelporziano, Pomezia, Priverno –Fossanova, Monte S. Biagio e Torre Pianola.

La sughera è favorita, oltre che dai suoli lisciviati fortemente acidi, anche dall'attività colturale. Nelle sugherete sono ben diffusi *Arbutus unedo* (corbezzolo), *Myrtus communis* e *Cytisus scoparius*; a livello erbaceo indicatrici di imbibizione del suolo presenti sono *Sanicula europea* *Lathyrus venetus* e *Viola reichenbachiana*.

4.4.1.2 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 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 prodotte durante la fase di esercizio, in quanto le emissioni previste in fase di costruzione esauriscono i loro effetti all'interno dell'area industriale:

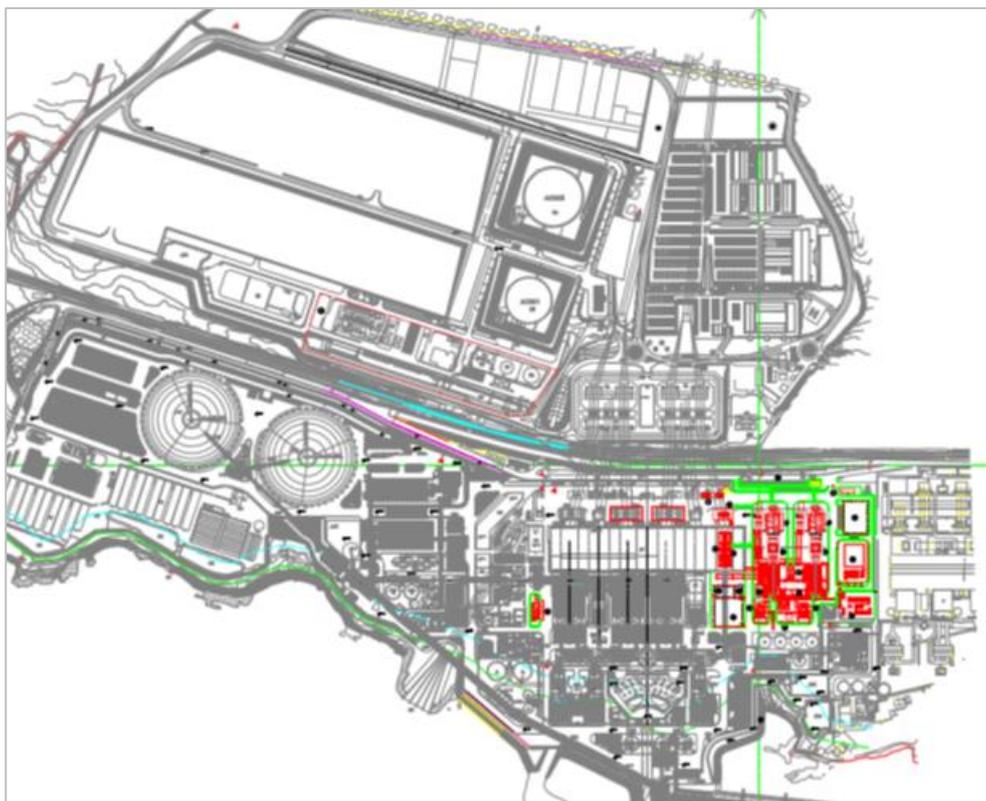


Figura 4.4.2 – Superficie interessata dalla Centrale e dalla costruzione del nuovo ciclo combinato (in rosso le nuove parti d’impianto)

Per quanto riguarda le emissioni gassose in fase di esercizio, i parametri di riferimento delle concentrazioni di inquinanti in atmosfera per la tutela della vegetazione e degli ecosistemi sono dettati dal D.Lgs. 155/10 e sono pari a $20 \mu\text{g}/\text{m}^3$ come concentrazione media annua al suolo per SO_2 e $30 \mu\text{g}/\text{m}^3$ come concentrazione media annua al suolo di NO_x .

Nello scenario attuale, l’area con i contributi massimi dell’ SO_2 è localizzabile tra circa 4 e 7 km a Est-Sud-Est della Centrale (Figura 4.4.3), ove si stimano contributi dell’ordine di $0,25 \mu\text{g}/\text{m}^3$ (concentrazione massima $0,28 \mu\text{g}/\text{m}^3$). Nel resto del territorio le concentrazioni scendono a livelli inferiori a $0,25 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Negli scenari di progetto non si prevedono emissioni di SO_2 .

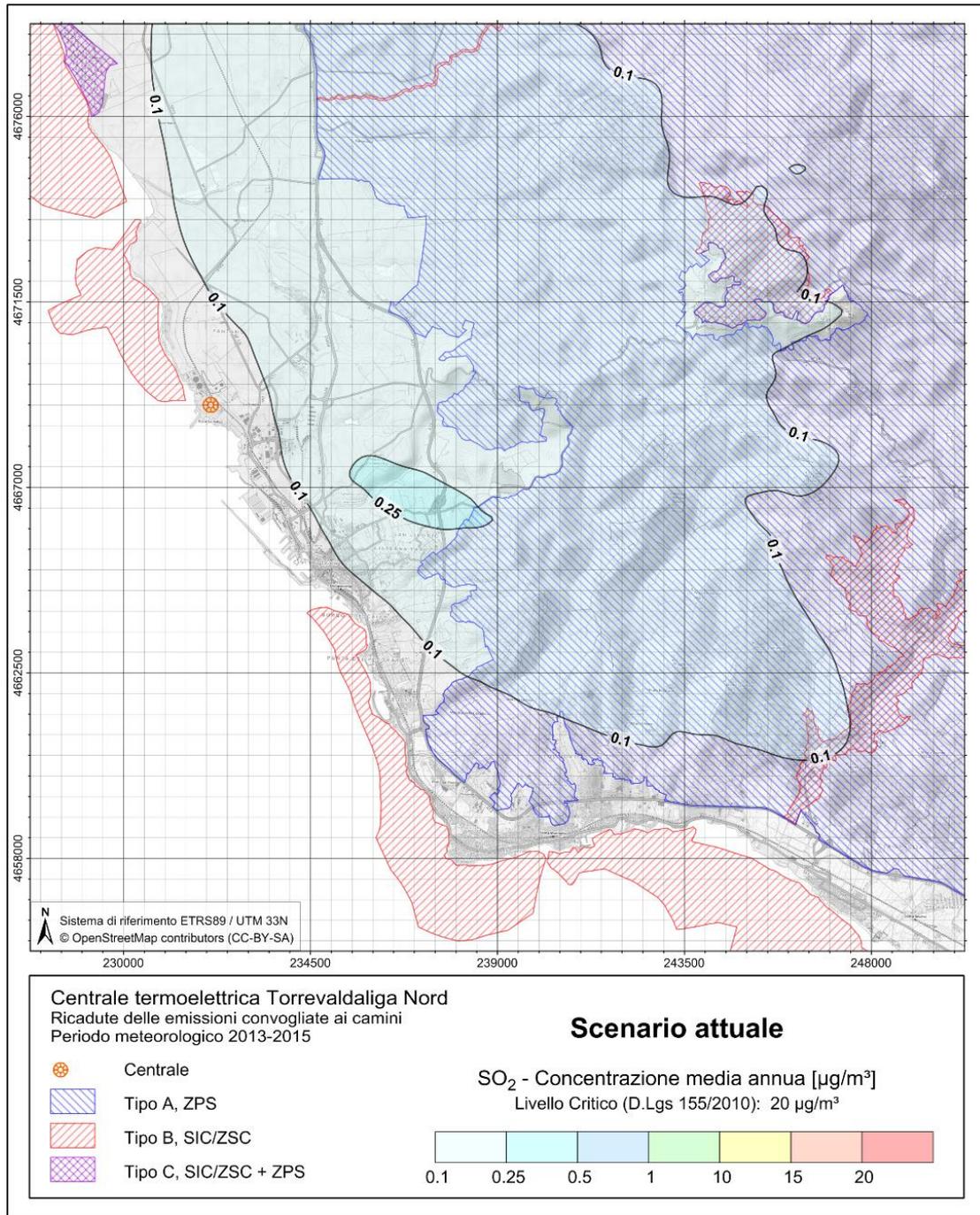


Figura 4.4.3. – Modellazione diffusionale delle emissioni di SO₂ convogliate ai camini della Centrale Enel di Torrevaldaliga Nord. Scenario attuale

Per quanto riguarda NO_x, nello scenario attuale (Figura 4.4.4), le aree dei massimi contributi sono localizzabili tra circa 4 e 7 km di distanza dalla Centrale, in direzione Est-Sud-Est, ove si stimano contributi dell'ordine di 0,4 µg/m³ come media annuale di NO_x (concentrazione massima di 0,45 µg/m³). Il resto del territorio presenta valori inferiori a 0,4 µg/m³.

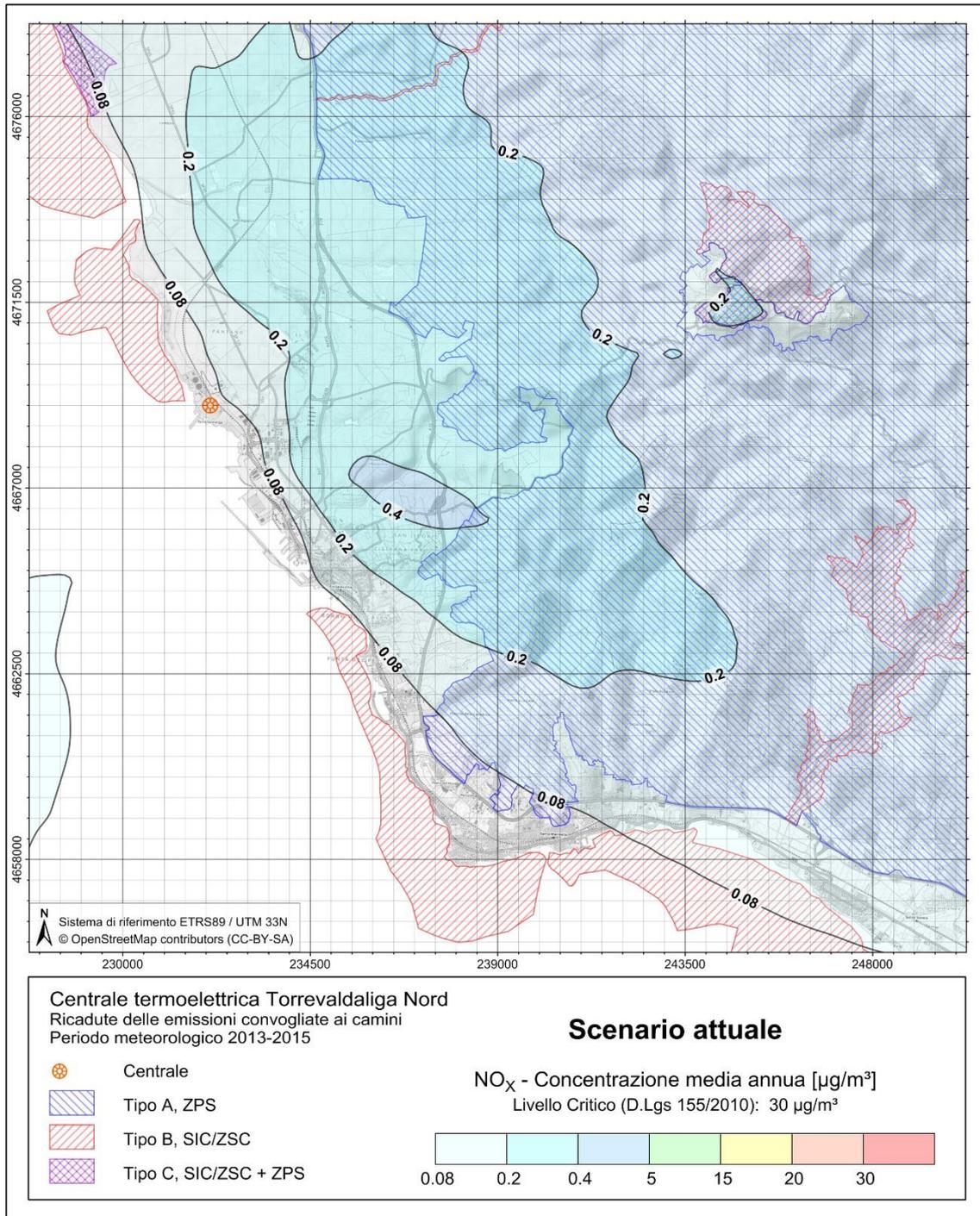


Figura 4.4.4 – Modellazione diffusionale delle emissioni di NO_x convogliate ai camini della Centrale Enel di Torrevaldaliga Nord. Scenario attuale

Nello scenario di progetto "fase 1" (OCGT) (Figura 4.4.5), la stima del contributo che insiste sull'area di massimo impatto, localizzabile a Est tra circa 2 e 8,5 km nell'entroterra a Est della Centrale, risulta dell'ordine di $0,08 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

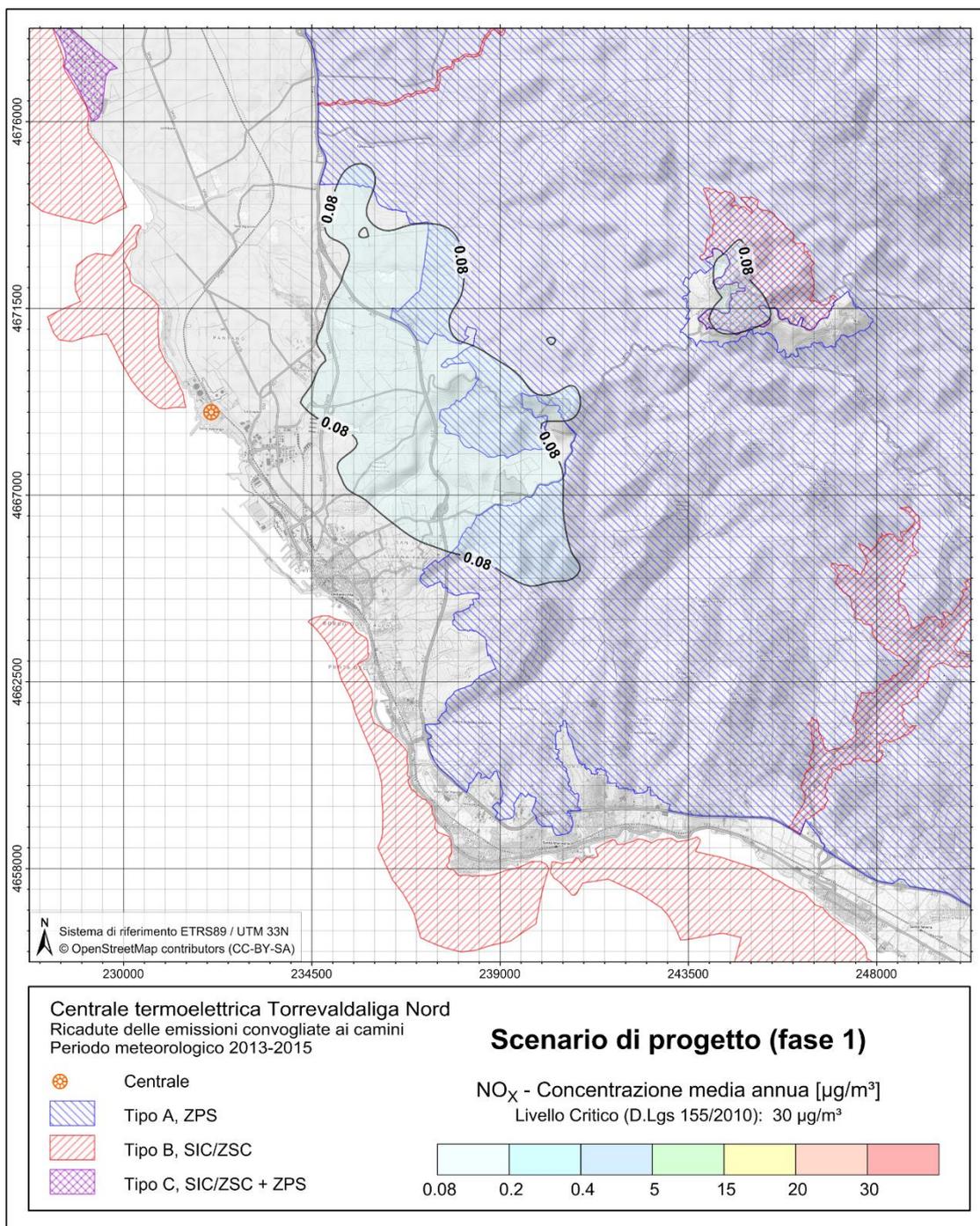


Figura 4.4.5 - Modellazione diffusionale delle emissioni di NOX convogliate ai camini della Centrale Enel di Torrealvaldliga Nord. Scenario di progetto fase

Lo scenario di progetto "fase 2" (Figura 4.4.6) è caratterizzato da valori che raggiungono al più $0,2 \mu\text{g}/\text{m}^3$ su un'area di ridotte dimensioni a Est della Centrale.

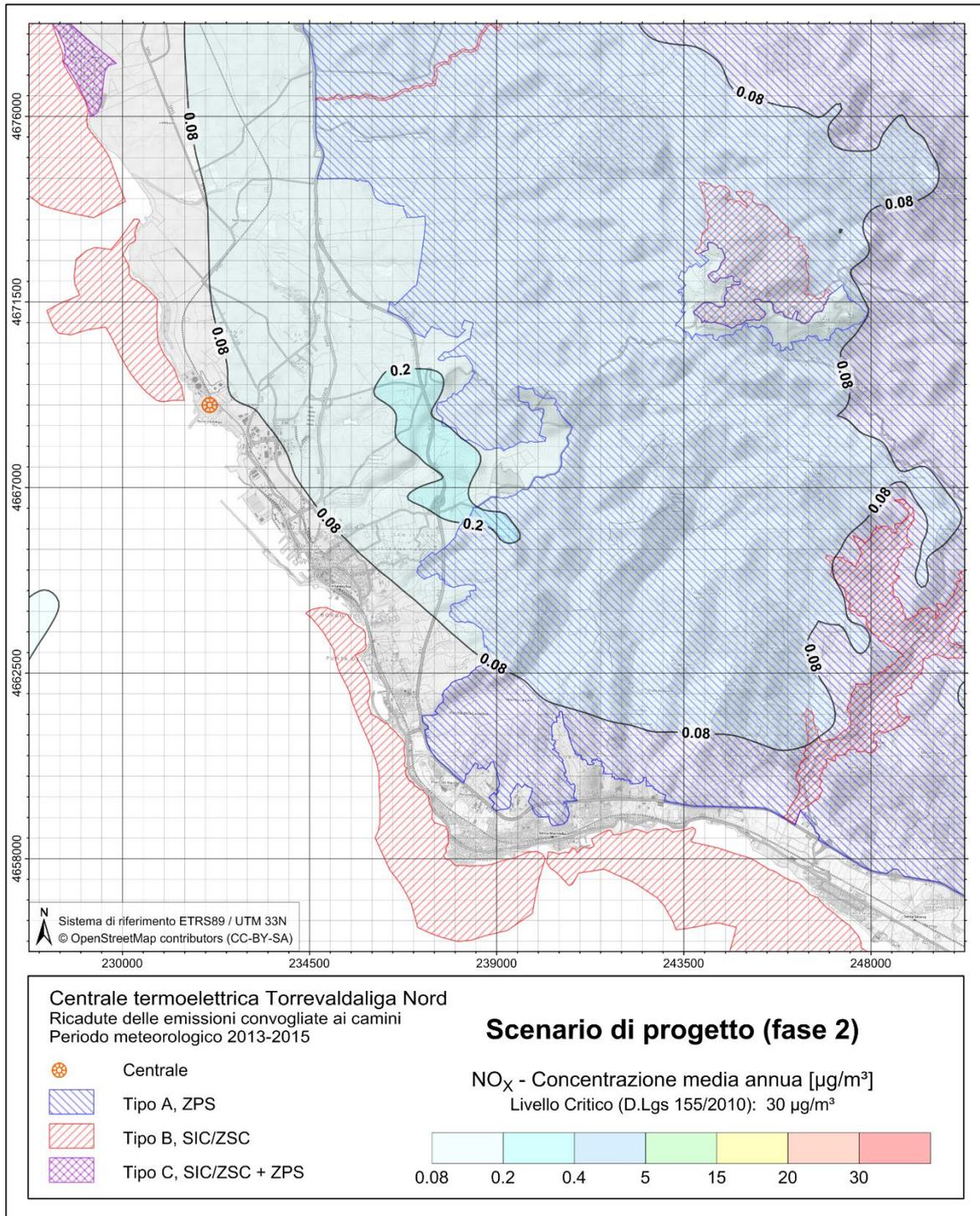


Figura 4.4.6 - Modellazione diffusionale delle emissioni di NO_x convogliate ai camini della Centrale Enel di Torrevaldaliga Nord. Scenario di progetto fase 2

Lo scenario di progetto "fase 3" (Figura 4.4.7), ovvero la configurazione finale di esercizio, mostra un'area di massimo contributo, di 1 km circa di diametro, a Est della centrale, dove la concentrazione massima è di 0,44 µg/m³. Il resto del territorio presenta concentrazioni

inferiori; in particolare, le aree ZPS risultano interessate da concentrazioni comprese tra 0,2 e 0,08 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ o inferiori a 0,08 $\mu\text{g}/\text{m}^3$.

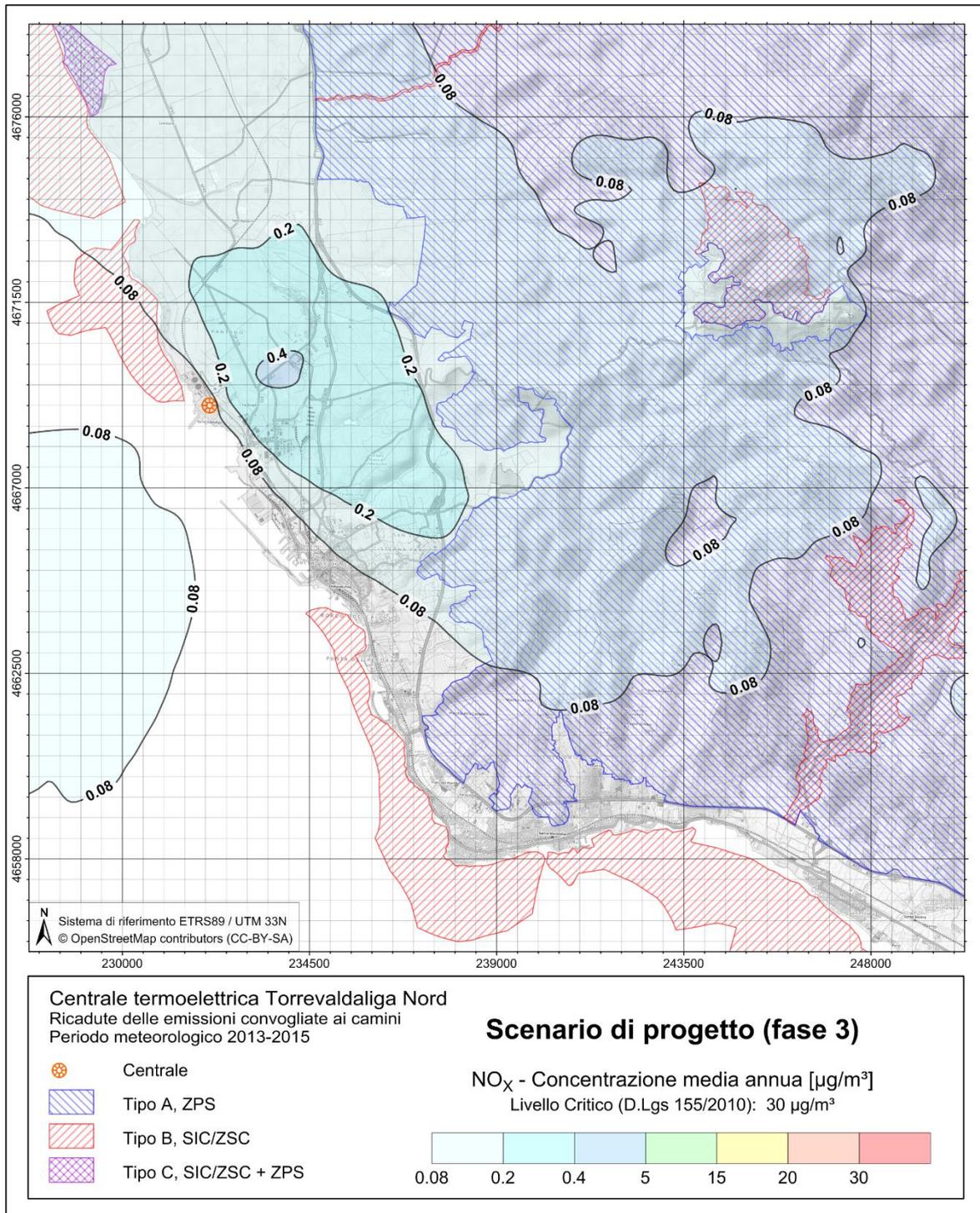


Figura 4.4.7- Modellazione diffusionale delle emissioni di NO_x convogliate ai camini della Centrale Enel di Torrevaldaliga Nord. Scenario di progetto fase 2.

In conclusione, le concentrazioni dei contributi di SO₂ e NO_x, prodotti dall'esercizio della Centrale, sia nell'assetto attuale sia in quelli futuri, risultano decisamente inferiori ai valori di previsti dalla legge per la protezione della vegetazione e degli ecosistemi (20 µg/m³ come concentrazione media annua per SO₂ e 30 µg/m³ come concentrazione media annua per NO_x) e non sono di entità tale da incrementare in modo significativo il valore medio annuo di background.

Considerando, quindi, il ridotto livello dei contributi alle immissioni al suolo, 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.

4.4.2 Fauna, ecosistemi e rete ecologica

4.4.2.1 Stato attuale della componente

Biosfera terrestre

Per semplificare la descrizione del territorio compreso nell'area di studio in funzione degli habitat presenti e per inquadrarne la fauna in modo più preciso, sono state individuate 5 principali unità ambientali faunistiche, facendo riferimento alle principali formazioni vegetali ed all'uso del suolo:

- A) boschi;
- B) formazioni ripariali;
- C) cespuglieti;
- D) pascoli arborati;
- E) zone rupestri, aree nude ed 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; tuttavia di seguito è riportata una descrizione dei lineamenti fondamentali di queste unità ambientali che permetta di inquadrare in modo sintetico le caratteristiche faunistiche.

A. Boschi

I boschi del comprensorio, ubicati nella maggior parte dei casi nel complesso tolfetano e Cerite, ospitano tutto l'anno ricche ornitocenosi con: Ghiandaia, Pandolino, Merlo, Tordela, Verdona, Fringuello, Torcicollo, Rampichino, Pettiroso, Lui piccolo, Capinera, Occhiocotto, Cincia bigia, Fagiano (di continuo introdotto a scopo di caccia) e, probabilmente, il

Colombaccio ed il raro Picchio muratore; Cardellino, Verzellino, Fiorrancino, anche la Cornacchia grigia (oggi vera dominatrice del territorio), la Gazza, lo Zigolo muciatto e vari predatori, dal Gheppio (il più comune falconiforme del comprensorio) alla Poiana (più strettamente legata al bosco).

Piuttosto scarsi invece i “veri” Picchi, dei quali solo il Verde sembra sicuramente stanziale; ciò si deve alla scarsa evoluzione strutturale dei boschi, quasi tutti governati a ceduo e privi dunque di piante mature adatte a questi uccelli.

Nella stagione della nidificazione si possono rilevare anche l’Usignolo, l’Upupa, la Tortora, il Cuculo dal ciuffo, la Sterpazzolina e il Canapino, oltre al Falco pecchiaiolo, quivi al limite del suo areale di nidificazione.

D’inverno, tra gli uccelli si aggiungono il Tordo sassello, la Peppola, la Passera scopaiola e durante il passo la Bigiarella e forse altre specie certamente esotiche, quali l’Usignolo levantino, il Beccofrusone e l’Averla cenerina.

Tra i rettili si citano: il Ramarro, la Lucertola muraiola (ai margini della vegetazione arborea), il Colubro liscio (poco comune), l’Orbettino (anch’esso piuttosto raro e localizzato), il Colubro di Riccioli, il Saettone, il Cervone e la Vipera comune verso i campi aperti, la Testuggine comune.

Tra gli anfibi si rilevano: il Rospo comune, la Raganella arborea, la Rana greca.

Tra i Mammiferi è attivo in pieno giorno il Campagnolo rossastro, mentre lo Scoiattolo sembra ormai scomparso. Nelle ore notturne è attivo il Topo selvatico dal collo giallo. Anche il Cinghiale è comune nella zona e frequente risulta essere il Tasso: Tra i mammiferi si citano anche: il Riccio, il Ghiro (assai localizzato e raro), il Quercino e il Moscardino (molto più comune).

Ad essi al crepuscolo si aggiungono altri Mammiferi, quali: il Toporagno (attivo anche di giorno) e il Mustiolo tra gli insettivori, il Serotino e l’Orecchione tra i Chiroterri, la non comune Istrice (poco attiva d’inverno) la Puzzola (spesso vicina all’acqua) la Faina e persino il Lupo, rarissimo e perseguitato tuttora con ogni mezzo.

B. Formazioni ripariali

Nella fauna legata alle acque interne si può occasionalmente rinvenire la Nutria, sfuggita agli allevamenti per i quali era stata imprudentemente importata nel nostro Paese. Sulle sponde è probabilmente presente l’Arvicola acquatica.

Tra i maggiori predatori si rileva la rarissima Lontra che però sovente compie percorsi anche lunghi sulla terraferma.

Frequentano poi le acque e i loro dintorni numerosi uccelli: la Ballerina bianca e gialla, la Gallinella d’acqua, il Porciglione, l’Usignolo di fiume e il Martin pescatore. D’inverno si

aggiungono a questa zoocenosi: il Migliarino di palude e la Folaga; il Falco di palude, prevalentemente specie di passo, come lo Svasso maggiore, il Combattente, il Piro piro boschereccio, il Piro piro culbianco, il Beccaccino, il Mignattino e, a volte, lo Spioncello, gli Aironi rosso e cenerino, varie anatre (Marzaiola, Germano, Alzavola, Codone) e persino il rarissimo Falco pescatore.

Al di fuori della stagione fredda, sono presenti costantemente il Tritone crestato, l'Ululone, la Biscia tassellata e la Testuggine palustre (che però esce dall'acqua per l'ovodeposizione); nelle ore notturne il Vespertilio di Capaccini batte la superficie dei corsi d'acqua.

Nella stagione riproduttiva si trovano anche altre specie di Anfibi, alcune delle quali, comunque, si tengono sempre nei pressi dell'acqua (Salamandrina, Tritone punteggiato, Rana di Lessona - soprattutto nei fontanili), al pari della Biscia dal collare.

C. Cespuglieti

Questa tipologia di habitat si rinviene sia lungo la costa sia alle pendici e sui Monti della Tolfa; in misura minore si rileva nelle aree coltivate, dove peraltro rappresenta l'unico lembo di naturalità rimasto.

Per quanto riguarda l'avifauna rilevabile in questa unità ambientale, si segnala: lo Zigolo testanera, l'Averla piccola, l'Averla cenerina e l'Averla capirossa. Altri uccelli legati agli arbusteti sono il Codibugnolo, la Capinera, la Sterpazzolina, il Fanello e lo Zigolo nero.

Tra gli anfibi si può rilevare la Rana agile ed il Rospo smeraldino, mentre i rettili sono rappresentati dalla Testuggine comune, dal Saettone, dal Cervone e dal Ramarro; sono peraltro presenti anche specie maggiormente euriecie, come la Luscengola, il Colubro liscio, il Colubro di Riccioli, la Tarantola muraiola, il Biacco, la Lucertola campestre, la Lucertola muraiola e la Vipera comune.

Tra i mammiferi legati a questo tipo di habitat si segnalano: l'Arvicola del Savi, il Topo selvatico comune, l'Istrice e, in condizioni di maggiore antropizzazione, il Ratto delle chiaviche, il Ratto nero e il Topolino delle case. Gli insettivori sono rappresentati dalla Crocidura minore, dalla Crocidura dal ventre bianco, dal Mustiolo, dal Riccio, dalla Talpa romana, dal Toporagno, dal Toporagno appenninico e dal Toporagno nano. Tra i lagomorfi, si cita la Lepre.

Risulta inoltre possibile la frequentazione a scopo trofico da parte di alcune specie di Chiroterri quali l'Orecchione, il Pipistrello albolimbato ed il Serotino.

D. Pascoli arborati

Si tratta di aree ubicate in prevalenza sul complesso dei Monti della Tolfa, dove l'originaria vegetazione boschiva è stata sostituita dall'uomo con il pascolo, spesso inframmezzato ai boschi, con alberi e cespugli sparsi, sovente con elevata pietrosità e a volte evidenti

fenomeni erosivi del suolo, a causa dell'eccessivo ed incontrollato carico di pascolo. In questo tipo di habitat, dove la frammentazione produce anche diverse fasce ecotonali, il bovino maremmano riveste un'importanza non secondaria, poiché vive durante tutto l'anno allo stato brado, tutt'al più con modeste integrazioni alimentari e, sottoposto a predazione, fornisce la base trofica per molti animali, quali ad esempio il Capovaccaio.

I cavalli (che costituiscono forse un particolare ecotipo della razza maremmana) e gli asini completano questo quadro di buon inserimento ambientale di animali "domestici" ed utilizzati dall'uomo.

Passando agli animali più strettamente "selvatici", si citano, tra l'ornitofauna, la Cappellaccia, la Calandra, l'Allodola, il Tottavilla, il Saltimpalo, lo Strillozzo, lo Zigolo nero, il Fanello; tra i Mammiferi, attivi soprattutto nelle ore non diurne, le elusive Crocidure (ventre bianco e minore), l'onnipresente Campagnolo del Savi, la Talpa romana e, tra i predatori, la Donnola.

Il Lanario e il Pellegrino (che nidificano entrambi sulle rupi), rarissimi e minacciati rapaci, sono entrambi ancora visibili nella zona.

Al di fuori della stagione fredda si incontrano pure, in questo ambiente, la Rana agile ed il Rospo verde (anche se sempre in prossimità dell'acqua) tra gli Anfibi, la Lucertola campestre e la Luscengola.

Nidificano in questo ambiente anche: la Quaglia, la Sterpazzola, il Calandro, la Calandrella, la Sterpazzola di Sardegna, la Monachella orientale, i piccoli predatori Averla piccola e Averla capirossa. Rientrano nella categoria dei nidificanti altre specie assai interessanti, come: lo Zigolo capinero, la Rondine rossiccia, l'Albanella minore (al limite del suo areale di nidificazione) o il Biancone (che predilige le latifoglie, meglio se sempreverdi), o come il già citato Capovaccaio, che invece nidifica su aspre pareti rocciose.

L'avifauna di passo è costituita da: Stiacchino, Culbianco, Cutrettola, Rondine rupestre, Prispolone, Rondone alpino e pallido, Falco cuculo, Falco della Regina, Grillaio e Smeriglio.

E. Zone rupestri, aree nude ed ambienti urbanizzati

Le zone rupestri e le pareti rocciose ospitano, per la nidificazione, numerose ed importanti specie, pur legate ad altri ambienti, per l'alimentazione. A questa tipologia di habitat si può assimilare in parte anche l'ambiente "urbano". Infatti l'analogia fra la struttura verticale degli edifici (con riferimento, soprattutto, a quelli abbandonati o poco frequentati dall'uomo) e quella delle falesie rocciose naturali costituisce la base per la presenza nei centri urbani e negli edifici isolati abbandonati di specie rupicole.

Questa tipologia di habitat ospita, tra i rettili: il Geco comune e verrucoso e la Lucertola muraiola (presso i fossi e le zone cespugliate), mentre l'avifauna annovera specie come: il Passero solitario e la Passera montana, la Taccola e il Piccione selvatico.

Per quanto riguarda la chiropterofauna si citano: il Pipistrello di Savi, il Ferro-di-cavallo maggiore e minore (a bassa quota), il Vespertilio maggiore (a quote medie), il Miniottero ed il raro Molosso del Cestoni.

Altre specie, ampiamente diffuse in una vasta gamma di ambienti o caratterizzate da vasti spostamenti regolari od irregolari, possono essere notate in svariate circostanze e situazione in tutto il comprensorio; tra queste si citano: la Cinciallegra, la Cinciarella, la Passera d'Italia, lo Scricciolo, la Lepre (la cui popolazione locale è ormai da considerare quasi del tutto alterata a causa dei ripopolamenti a scopo venatorio con esemplari dell'Europa centro-orientale), il Topo selvatico comune, il Ratto nero e il Ratto delle chiavi (tuttavia legato in prevalenza alle aree antropizzate), il Topolino delle case (del quale esistono nella zona, come in genere nella fascia costiera mediterranea, delle popolazioni non sinantropiche) e, tra i predatori, la Volpe, la cui diffusione peraltro sembra più contenuta rispetto a molte zone italiane.

A questa specie si aggiungono il Balestruccio, la Rondine, il Rondone, lo Storno, e, tra i predatori, il Nibbio bruno; durante il passo o erratici, il Gabbiano reale, quello comune e il Canapino maggiore.

Biosfera marina

Sulle coste laziali sono state effettuate numerose indagini sulle biocenosi bentoniche dall'Università degli Studi di Roma "La Sapienza" con la collaborazione della Regione Lazio. I risultati delle indagini sono stati pubblicati nel 1996. Altri studi sono stati svolti specificatamente sul benthos delle coste laziali. Le indagini 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 ed in corrispondenza della foce del Tevere.

Secondo tali studi, i fondi molli della fascia costiera esaminati (0-7 m) afferiscono sostanzialmente alla biocenosi delle sabbie fini degli alti livelli (SFHN) (Pérès e Picard, 1964; Meinesz et al., 1983). L'aspetto tipico di questa biocenosi è rappresentato da una dominanza delle specie caratteristiche quali i Bivalvi: *Donax semistriatus*, *Donax trunculus*, *Tellina tenuis*, *Lentidium mediterraneum*; a queste si aggiungono le specie sabulicole *Glycera tridactyla*, *Chamelea gallina*, *Diogenes pugilator*. Nei livelli più superficiali (1 m) il popolamento si presenta spesso impoverito, sia in termini di ricchezza specifica che di abbondanza, in conseguenza delle selettive condizioni idrodinamiche.

Per quanto riguarda i fondi molli della Fascia del Largo (8 - 110 m), i popolamenti zoobentonici risultano distribuiti in diverse biocenosi in relazione al gradiente di profondità ed al tipo di substrato.

Nella fascia batimetrica tra 8 e 15 m domina la biocenosi delle sabbie fini ben calibrate (SFBC). Oltre a specie tipicamente sabulicole (*Nephtys hombergii*, *Tellina pulchella*) si trovano alcuni elementi limicoli (*Glycera unicornis*, *Abra alba*).

I popolamenti delle sabbie procedono fin verso i 20 metri, con l'aggiunta di specie sabulicole tolleranti e tendenzialmente limicole (*Ampelisca typica*, *Nephtys hombergii*, *Melinna palmata*, *Abra alba*, *Nucula nucleus*), che testimoniano la contemporanea presenza di una frazione più fine del sedimento.

Tra i 20 e 30 metri si estende la fascia ecotonale tra le sabbie ed il fango, che risulta colonizzata da un popolamento zoobentonico misto. Specie frequenti nei sedimenti sabbiosi (*Nephtys cirrosa*, *Nephtys hombergii*, *Tellina nitida*) si accompagnano a specie comuni nei fanghi terrigeni costieri (VTC) (*Turritella communis*, *Paralacydonia paradoxa*, *Laonice cirrata*, *Sternaspis scutata*), alle quali si aggiungono varie specie tipiche dei sedimenti misti (*Corbula gibba*, *Nucula nitidosa*).

Nella fascia tra i 30 e i 50 metri sono ancora presenti popolamenti zoobentonici misti.

Oltre i 50 metri i Policheti dominano, in termini sia di ricchezza specifica che di abbondanza, sulle altre frazioni del popolamento zoobentonico quali Molluschi ed Anfipodi, che risultano assai ridotte a queste profondità, rispetto ai livelli più superficiali.

Per quanto riguarda invece i fondi duri, i popolamenti zoobentonici delle coste laziali si presentano nel complesso ben strutturati, con dominanza di singole specie tipicamente fotofile. Nella frangia infralitorale a Capo Linaro la specie dominante è *Mitilaster minimum* che si adatta a situazioni di idrodinamismo ridotto.

A Capo Linaro il *fitobenthos* si presenta con "facies" caratterizzata dalla feoficea *Cladostephus spongiosus* che tipicamente si insedia su fondi rocciosi. Il popolamento zoobentonico è formato da specie tipiche dei fondali rocciosi e fotofili soggetti a debole idrodinamismo (Bellan, Santini, 1969). Un primo insieme di specie, associate direttamente al substrato roccioso, comprende alcuni erbivori come i molluschi *Chiton olivaceus* e alcuni sospensivori come i Policheti *Sabellide* e il gasteropode *Vermetus triquetrus*. Sono presenti numerosi molluschi endobionti come *Striarca lactea*. Importante è inoltre la presenza dei policheti *Serpulidae*. Un secondo gruppo più eterogeneo comprende numerose specie associate al tappeto algale soprattutto Policheti e Anfipodi.

Per quanto riguarda le praterie di *Posidonia oceanica*, lungo la costa che conduce fino al porto di S. Marinella, il fondale si presenta dominato da "matte" morta di *Posidonia*, con ampi catini e canali di sabbia (specialmente intorno i 15-16 m). La "matte" presenta a tratti

alti scalini (specialmente intorno i 12-13 m). *Posidonia* è presente con fasci isolati o macchie sparse; macchie con copertura maggiore, fino al 30%, sono presenti intorno i 14-15 m di profondità. Avvicinandosi verso il porto di S. Marinella sono presenti ancora basse formazioni rocciose, sempre tra abbondante "matte" morta. Macchie di *Posidonia* sono presenti per lo più su roccia fino a 10 m (copertura inferiore al 10%), anche in catini o buche di sabbia oltre questa profondità, con copertura che intorno gli 11 m arriva al 30-40%. Oltrepassato Capo Linaro e proseguendo verso Nord fino a Civitavecchia, il fondale si presenta ancora roccioso, con ampi canali di sabbia. Macchie di *Posidonia* più o meno grandi sono evidenti sia nei catini che sulla roccia, con copertura che raramente supera il 20%. Oltre Civitavecchia e fino alla foce del Mignone il fondale presenta caratteristiche pressoché simili a quanto descritto finora. Oltre i 15 metri, il popolamento dei fondi duri acquista il tipico aspetto del precoralligeno, con presenza della gorgonia *Eunicella cavolinii*. La *Posidonia* è presente sempre con macchie più o meno grandi sia nei catini di sabbia che sulla roccia.

In sintesi, quindi, lungo la costa laziale settentrionale, la distribuzione della *Posidonia* appare molto eterogenea. Tra Torre Flavia a Capo Linaro si ritrovano ampie zone di "matte" 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.

La caratteristica principale dei fondali con *Posidonia* del Lazio settentrionale presenta abbondanza di "matte" morta, soprattutto nella zona compresa tra Torre Flavia e Capo Linaro e dalla foce del Mignone a quella del Tafone. 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*.

4.4.2.2 Stima degli impatti potenziali

Come indicato nel § 4.2.1.4, il progetto riguarda esclusivamente le aree interne all'impianto termoelettrico esistente e, 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 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 viene considerato 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 SO₂ e NO_x sia attuali sia previste, per le tre fasi di esercizio, risultano decisamente inferiori ai limiti di legge per la protezione delle specie vegetali e degli ecosistemi (D.Lgs. 155/10 e sono pari a 20 µg/m³ come concentrazione media annua al suolo per SO₂ e 30 µg/m³ come concentrazione media annua al suolo di NO_x). In particolare, SO₂ non verrà più emesso nella configurazione di esercizio definitiva, mentre i valori massimi di NO_x passeranno da 0,45 µg/m³ a 0,44 µg/m³ (1,5% del valore di legge), ma interessando superfici decisamente minori (Figura 4.4.3, Figura 4.4.4, Figura 4.4.5, Figura 4.4.6 e Figura 4.4.7).

Queste condizioni consentono di ipotizzare l'assenza di effetti sugli ecosistemi legati ai contributi al suolo dei gas emessi dall'impianto proposto.

La fase di costruzione comporterà un aumento dei rumori e delle vibrazioni nell'intorno delle aree di intervento (lungo le attuali direttrici di traffico e nelle aree di cantiere). Occorre comunque considerare che tali fenomeni si collocheranno esclusivamente durante il periodo diurno.

La modellazione previsionale delle emissioni sonore emesse durante la fase di costruzione (Figura 4.4.8) indica sostanzialmente un esaurimento dei contributi significativi entro 1 km circa dalle aree di cantiere.

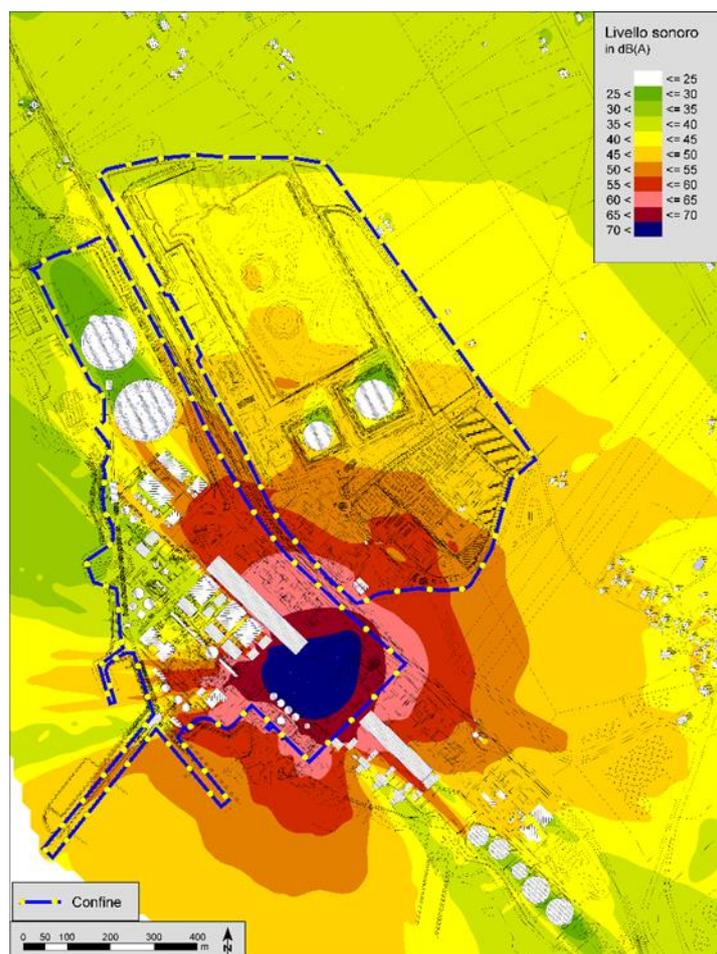


Figura 4.4.8. - Modellazione dei contributi sonori durante le attività di costruzione

La messa in funzione del nuovo impianto determinerà, in fase di esercizio, una perturbazione sonora dovuta al funzionamento della Centrale stessa; situazione simile sia negli scenari delle fasi 1 (Figura 4.4.9A) e 2 (Figura 4.4.9 B) sia nello scenario definitivo di fase 3 (Figura 4.4.10), con riduzione delle aree dell'entroterra interessate dai contributi maggiori, peraltro interne alla zona industriale.

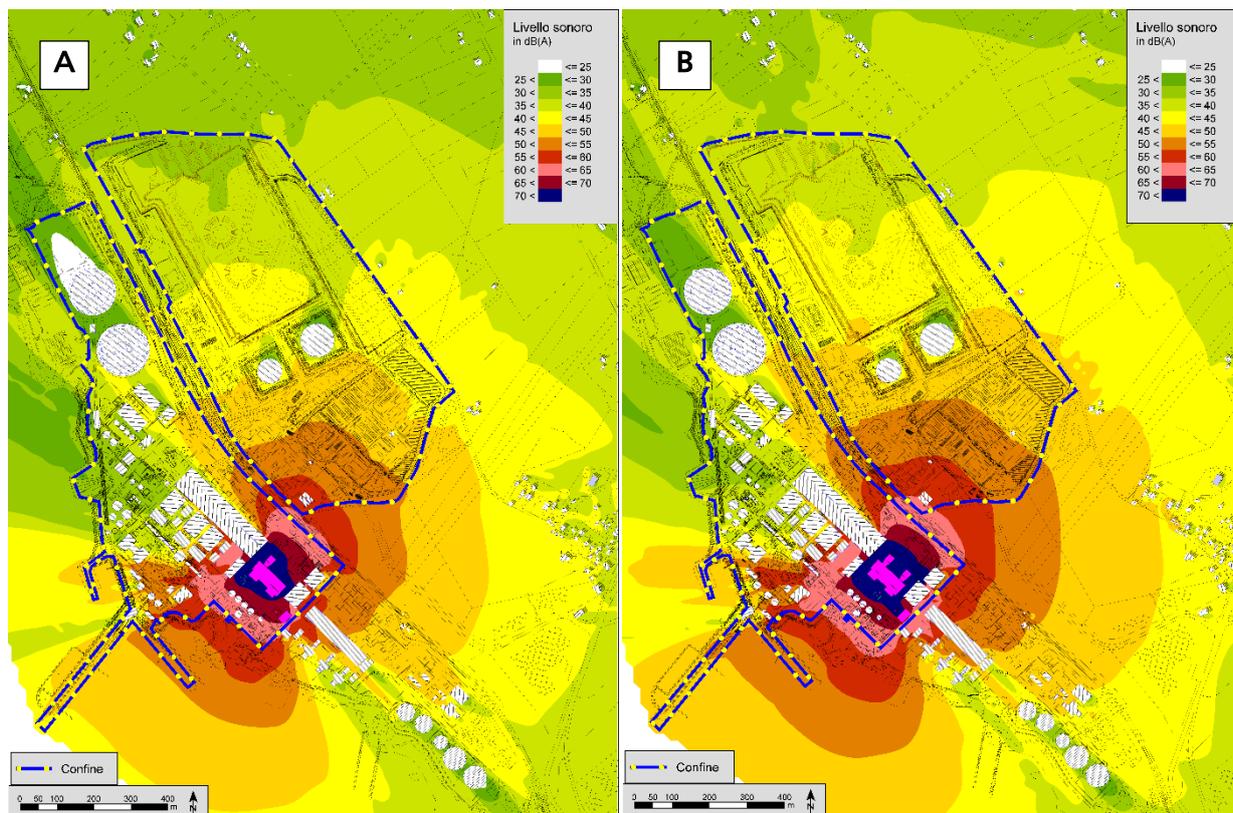


Figura 4.4.9 - Modellazione dei contributi sonori delle fasi 1 e 2

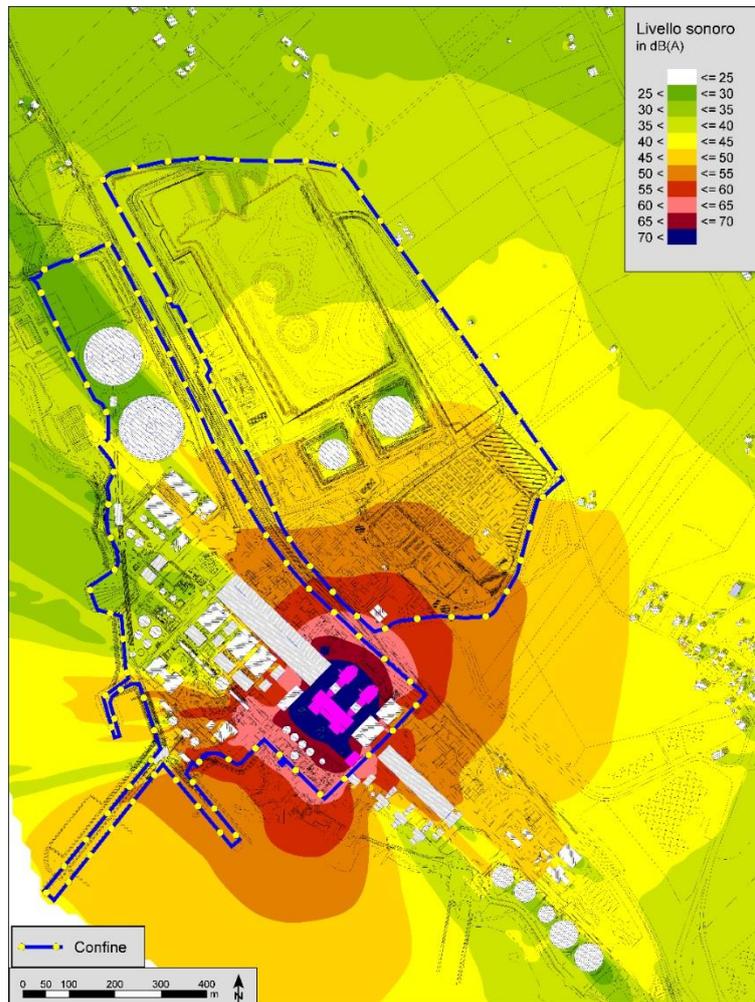


Figura 4.4.10 - Modellazione dei contributi sonori della fase 3

Come si evince dalla modellazione di tutte e tre le fasi di esercizio (Figura 4.4.9 e Figura 4.4.10), i contributi assumono valori poco significativi (minori di 40 dB(A)) entro 1 km dal sito produttivo.

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.

4.4.3 Patrimonio agroalimentare

4.4.3.1 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, ove confrontato con quello registrato nelle altre regioni italiane. Tale processo si manifesta in particolare negli aggregati produttivi legati ai seminativi e legnose agrarie. 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 maggiori contrazioni si registrano nelle aziende zootecniche con allevamenti ovini, suini, avicoli. Il processo di ridimensionamento non sempre risulta accompagnato da una riduzione del numero di capi. Infatti nei comparti legati agli allevamenti bufalini e avicoli, nonostante si registri una contrazione nel numero delle aziende, si riscontra un aumento del numero di capi.

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 per azienda 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). Tali aziende rappresentano un quarto (25%) delle aziende con superfici a bosco presenti nel Centro Italia e il 6,1% del totale delle aziende nazionali. Il numero delle aziende con boschi annessi e la relativa superficie boschiva annessa hanno vissuto un progressivo declino a partire dagli anni '90. Nell'ultimo decennio la superficie media per azienda a bosco è cresciuta notevolmente a causa di una contrazione nel numero di aziende nettamente superiore rispetto alla riduzione del patrimonio boschivo.

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). Il numero delle aziende agrituristiche laziali è in continua crescita, sostenuto anche da un interesse crescente per il turismo naturalistico (ISTAT, 2014). L'attività agrituristica è diffusa in tutto il territorio laziale (oltre 180 aziende in provincia di Roma; oltre 90 nella provincia di Latina; circa 140 in Sabina, circa 90 nel frusinate; oltre 300 nel viterbese).

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.

L'applicazione dei metodi della produzione biologica può aggiungere forti elementi di caratterizzazione positiva delle denominazioni: gli agricoltori impegnati nei processi di costituzione di marchi d'origine fanno infatti spesso risaltare l'utilità d'iniziativa che valorizzino le qualità di basso impatto ambientale e salubrità dei prodotti.

Ciò viene rafforzato anche da alcuni dati che dimostrano come nelle zone a produzione di qualità DOP, IGP vi sia 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. Il Marchio Natura in Campo pur non potendo costituire marchio principale relativo alla provenienza e all'origine dei prodotti, costituisce un marchio aggiuntivo ai fini di promozione e valorizzazione di prodotti rispondenti ai criteri fissati da un apposito disciplinare approvato dalla Regione Lazio nel 2004 e revisionato nel 2010, che stabilisce requisiti e modalità di concessione ed utilizzazione del marchio stesso e che prevede, tra l'altro, l'applicazione di un dispositivo di controllo di conformità per le aziende interessate.

La Regione destina il 10% della SAU a coltivazioni biologiche (8% della SAU nazionale). I dati SINAB7 registrano al 2011 un numero di operatori della filiera biologica pari a 3.001 unità (di cui 2.461 produttori esclusivi, 366 preparatori esclusivi, 168 produttori-preparatori, 1 importatore esclusivo, 5 produttori preparatori-importatori) con una superficie destinata a coltura di circa 83.664 ettari. 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 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.

4.4.3.2 Stima degli impatti potenziali

Come riportato nei capitoli precedenti (par. 4.4.1.2 e par. 4.4.2.2), si escludono effetti diretti riconducibili alla realizzazione e all'esercizio dell'impianto proposto. L'unica interferenza indiretta potenziale è costituita dai contributi alle concentrazioni al suolo di SO₂ e NO_x, ma, come illustrato al § 4.4.1.2 i livelli di concentrazione, sia attuali sia previsti, 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.

4.5 Clima acustico e vibrazionale

La definizione dello stato attuale del clima acustico e vibrazionale e la valutazione degli impatti generati dalla realizzazione dall'esercizio dell'impianto in progetto, nonché la verifica del rispetto della normativa vigente in materia di emissioni sonore, sono presentate nell'*Allegato C – Studio di Impatto acustico*, al quale si rimanda per approfondimenti.

4.6 Radiazioni ionizzanti e non ionizzanti

4.6.1 Radiazioni ionizzanti

4.6.1.1 Stato attuale della componente

La centrale di Torrevaldaliga Nord nel suo assetto attuale, utilizzando carbone come combustibile, genera un lieve impatto radiologico dovuto al rilascio in atmosfera di radionuclidi naturali e alla produzione di ceneri leggere e pesanti. Sulla base dei valori calcolati per altre centrali a carbone italiane, la dose annuale massima per la popolazione residente in un'area di 5 km attorno alla centrale può essere stimata essere dell'ordine di

qualche centesimo di $\mu\text{Sv/a}$ prevalentemente dovuto all'ingestione di ortaggi, cereali e frutta contaminati da Pb-210 e Po-210 (dati reperiti da "Attività lavorative con materiali ad elevato contenuto di radioattività naturale (NORM: Naturally Occurring Radioactive Materials)" rapporto APAT RTI CTN_AGF 3/2004). Tale dato deve essere confrontato con il valor medio dell'esposizione della popolazione italiana pari a circa 4.5 mSv/a.

4.6.1.2 Stima degli impatti potenziali

Il progetto prevede la messa fuori servizio degli attuali gruppi a carbone e la costruzione di un gruppo alimentato a gas naturale che contengono quantità 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.

4.6.2 Radiazioni Non Ionizzanti

4.6.2.1 Stato attuale della componente

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.

4.6.2.2 Stima degli impatti potenziali

La potenza generata dal nuovo CCGT sarà evacuata connettendo ciascuna turbina a gas e la turbina a vapore (circa 650 MVA ciascuno) a una linea. I due nuovi TG saranno connessi agli stalli 2 e 3, mentre la TV sarà collegata allo stallo 1.

Il progetto prevede la sostituzione degli interruttori di linea e ausiliari e la posa di cavi in XLPE a 400 kV per il collegamento tra i trasformatori principali e gli stalli della centrale esistente.

Le caratteristiche delle nuove apparecchiature, e la loro collocazione all'interno del confine della centrale, garantiscono che i livelli di campo elettrico e magnetico nelle aree accessibili al pubblico si mantengano al di sotto dei limiti prescritti dal DPCM 8/7/2003. Inoltre, poiché

nel suo nuovo assetto la centrale di Torrevaldaliga Nord avrà una potenza pari a 1680 MW, inferiore agli attuali 1980 MW, le correnti circolanti nei conduttori saranno minori di quelle attuali e quindi il campo magnetico generato sarà più basso dell'attuale, per altro già conforme ai limiti applicabili.

4.7 Paesaggio

4.7.1 Stato attuale della componente

4.7.1.1 Caratterizzazione paesaggistica di area vasta

La provincia di Roma interessa una porzione molto significativa della regione Lazio ed è estremamente eterogenea per condizioni climatiche, litologia, morfologia, flora e vegetazione.

Si tratta di un'area che ha saputo conservare nel tempo straordinarie testimonianze della presenza umana, ma anche straordinarie testimonianze della complessità naturalistica ed ecosistemica. È un'area ove è particolarmente evidente il concetto di diversità ed eterogeneità culturale e naturale. Si hanno infatti quasi tutte le tipologie bioclimatiche presenti nel Lazio (da quelle più mediterranee a quelle montane con elementi della flora del piano bioclimatico subalpino), così come si hanno elementi ben differenziati in termini litologici e morfologici. L'insieme di questi caratteri fisici, integrati con gli elementi floristici, faunistici e vegetazionali, ha dato luogo ad una complessità di sistemi naturali che ha generato un mosaico paesaggistico unico in tutto il bacino del Mediterraneo.

L'azione dell'uomo in alcuni casi ha contribuito a rendere ancora più diversificata questa già eccezionale eterogeneità potenziale. In altri casi l'eccesso di utilizzazione e la necessità di trasformare il sistema naturale in sistemi artificiali (agricoli e residenziali) ha ridotto l'eterogeneità potenziale senza però mai eliminare del tutto i caratteri dei sistemi potenziali con particolare riferimento alla vegetazione.

La provincia di Roma corrisponde a una porzione di territorio particolarmente idonea per analizzare in termini territoriali sistemici ed ecosistemici una delle più vaste aree metropolitane. In questo contesto le periferie, o meglio le aree e i comuni periferici, svolgono un ruolo essenziale per garantire l'efficienza funzionale ed ecosistemica di tutta la provincia.

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.

Da una parte esiste un "paesaggio agroforestale costiero e retrocostiero", dall'altra un "paesaggio agricolo collinare con coltivazioni miste", fino ad arrivare ad un "paesaggio agricolo della pianura costiera con coltivazione mista".

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, queste ultime caratterizzate dalla macchia mediterranea arbusteti e boschi radi di sughera o leccio intervallati da aree coltivate. 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". L'aspetto paesaggistico preminente risiede nella varietà di forme di coltivazione e nei metodi di sistemazione che si rilevano sul territorio a seconda delle condizioni morfologiche locali.

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. L'agricoltura è meno frammentata dagli abitati nelle zone più interne ed è caratterizzata nei pressi di Ladispoli da una maggiore incidenza delle colture ortive rispetto ai seminativi. Si tratta di colture caratteristiche che tra l'altro hanno avuto il merito di generare alcune tradizioni locali ormai molto radicate nel territorio, come sagre e concorsi agricoli.

4.7.1.2 Principali caratteristiche paesaggistiche e territoriali

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 4.7.1 - Vista aerea del Porto

Il territorio considerato è segnato anche dalla realizzazione di infrastrutture a rete e viarie, a partire dai collegamenti stradali (Autostrada A12 Genova - Roma che attraversa le aree indagate in direzione Nord-Ovest/Sud-Est; il raccordo Civitavecchia-Viterbo che consente di connettere direttamente la zona portuale all'autostrada; la strada statale Aurelia Nord che, nella zona a Sud della Centrale, corre parallela alla costa e, infine, le strade provinciali e di collegamento) e ferroviari (la stazione di Civitavecchia è posta sull'asse Genova - Roma) adibiti al trasporto merci e persone, fino alle linee di trasporto dell'energia elettrica o ai tracciati dell'elettrodotto.

Dove gli elementi descritti lasciano spazio, il territorio si caratterizza per un uso prevalentemente agricolo dei suoli, nel quale, talvolta, si trovano serre adibite a floro - orticoltura.

Ulteriori elementi puntuali di carattere antropico che contribuiscono ad una progressiva perdita di identità paesaggistico del tratto di litorale analizzato, sono una discarica posta nelle vicinanze del corso d'acqua denominato "Fosso del Prete", le stazioni elettriche di smistamento e le aree di servizio che cadenzano il tracciato dell'autostrada.

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 (cfr. § precedente).

Gli elementi naturali che insistono nell'area indagata sono i principali corsi d'acqua, tra cui il già citato Fosso del Prete, che alimenta un piccolo specchio d'acqua, e il Fosso Fiumarella, entrambi sfocianti nel Mar Tirreno. Da segnalare, infine, la sorgente di acqua sulfurea "Montarozzi" a Nord della Centrale.

Il pianoro su cui è ubicato l'impianto confina verso l'entroterra con i rilievi collinari della Tolfa, mentre verso Nord-Ovest la fascia costiera continua con andamento pianeggiante raggiungendo Punta S. Agostino e la foce del fiume Mignone; a Sud si trovano l'area industriale occupata dalla Centrale termoelettrica di Torrevaldaliga Sud della Tirreno Power, l'area portuale e l'abitato di Civitavecchia. Complessivamente l'area occupata dall'impianto è pari a circa 700.000 m², su un'area di proprietà di circa 975.000 m².

4.7.1.3 Cenni storici del comune di Civitavecchia

Il comune di Civitavecchia sorge sulla via Aurelia, pochi chilometri a sud dell'Aurelia Bis che porta prima a Tarquinia e poi sulla Cassia. La città volge le spalle ai monti della Tolfa, che disegnano all'orizzonte il loro profilo, e guarda verso il mar Tirreno, sulle cui acque navigano le navi che ogni giorno entrano ed escono dal porto. Civitavecchia, chiusa tra i monti e il mare, nasconde una storia antica ricca di testimonianze e di tesori archeologici.

Nell'area di Civitavecchia nel corso degli anni sono stati ritrovati reperti risalenti all'epoca compresa tra paleolitico finale e neolitico, alla tarda età del bronzo e alla prima età del ferro. Nel periodo di passaggio dall'età del bronzo a quella del ferro si diffuse nella zona una cultura di tipo protovillanoviano, alla quale risalgono un muro difensivo e alcune capanne rinvenuti presso il Monte Rovello. I numerosi ritrovamenti archeologici avvenuti nella zona hanno evidenziato l'elevato grado di civilizzazione e l'economia del tempo principalmente di tipo agro-pastorale.

Durante l'età del ferro si affermò la cultura villanoviana. Le popolazioni dell'epoca vivevano in capanne e si dedicavano alla pratica della pesca, della caccia, dell'agricoltura e della pastorizia.

Agli inizi del II secolo d.C. fu Traiano a dare la spinta decisiva per la nascita della futura città di Civitavecchia. L'imperatore infatti fece realizzare, probabilmente su progetto del grande architetto Apollodoro di Damasco, un porto, nei pressi dell'attuale Forte Michelangelo, a nord di *Castrum Novum*, l'attuale Santa Marinella.

Il nuovo e profondo porto, che si aggiunse a quelli di Ostia e Anzio sorti a sud dell'Urbe, permetteva l'attracco di navi grandi e venne dotato di due moli muniti di torre nella parte estrema e di una ampia darsena (*navalia*), affiancata dai magazzini (*horrea*) e da una basilica.

Attorno allo scalo si sviluppò immediatamente una nuova città che prese il nome di *Centumcellae* e che, attirando molti abitanti delle zone circostanti, si organizzò regolarmente attorno a due direttrici viarie principali, la prima corrispondente in gran parte all'attuale Corso Marconi di Civitavecchia e la seconda distesa tra la città e le Terme Taurine. Nel corso del IX secolo oggetto di frequenti incursioni saracene la città venne abbandonata dagli abitanti che vi fecero ritorno solo alla fine del IX secolo ribattezzando la città con il nome di *Civita Vetula* e quindi *Civitavecchia*.

Quando, nel 1630, fu ripristinata la franchigia del porto, Urbano VIII fece costruire il muraglione per separare il porto stesso dalla città, che ancora oggi esiste e che veniva anche a completare il sistema difensivo della città, appunto carente verso il mare. Nel 1740, sotto Benedetto XIV e su progetto di Luigi Vanvitelli, il muraglione fu adornato, nella parte centrale, con il fontanone in travertino. Un'armonica e complessa gradinata curvilinea scendeva fino a lambire le acque.

Durante il secondo conflitto bellico, gran parte dei monumenti civitavecchiesi subì gravissimi danni; ancora oggi la città è infatti priva di alcuni tra i suoi numerosi antichi edifici monumentali.

Nella città ricordiamo la chiesa della Vergine delle Grazie (o della Stella) che si trova in piazza Leandra ed è forse una delle più antiche chiese di Civitavecchia; costituisce la sede dell'Arciconfraternita del Gonfalone.



Figura 4.7.2 - Chiesa della Vergine delle Grazie (o della Stella) - facciata

Il Forte Michelangelo edificato per opera di Giulio II della Rovere dopo il 1503 per difendersi dagli attacchi dei pirati che infestavano il mare delle coste civitavecchiesi.

I lavori furono diretti dal Bramante che, morto l'11 marzo 1514, non ebbe la soddisfazione di veder compiuta l'opera. I lavori continuarono sotto la direzione dei due allievi Giuliano Leno e Antonio da Sangallo. La fortezza fu compiuta nel 1535 sotto il pontificato di papa Paolo III da Farnese, grande mecenate delle arti. Rimaneva però da ultimare la parte superiore del Maschio e l'incarico fu affidato al sommo Michelangelo.



Figura 4.7.3 – Scorcio di Forte Michelangelo

Le testimonianze nel tempo delle vicende storiche del territorio si possono rinvenire anche nelle aree limitrofe alla città di Civitavecchia prime tra tutte le terme di Traiano o taurine. Questo luogo costruito in epoca Silliana, nel I sec. a.C., ebbe il suo massimo splendore durante l'impero di Traiano.



Figura 4.7.4 - Terme Taurine di Civitavecchia

Altro sito che testimonia la storia del territorio è la necropoli dell'antica città etrusca di Tarquinia che conta più di 6.000 tombe sotterranee che occupano tutto il vasto colle dei "Monterozzi".

Le tombe dipinte con scene figurate tra cui cacciatori, pescatori, suonatori, danzatori, giocolieri, atleti, simboleggiano e raccontano la ricchezza ed il potere dei defunti per cui furono eseguite: sono l'espressione del loro elevato rango sociale.

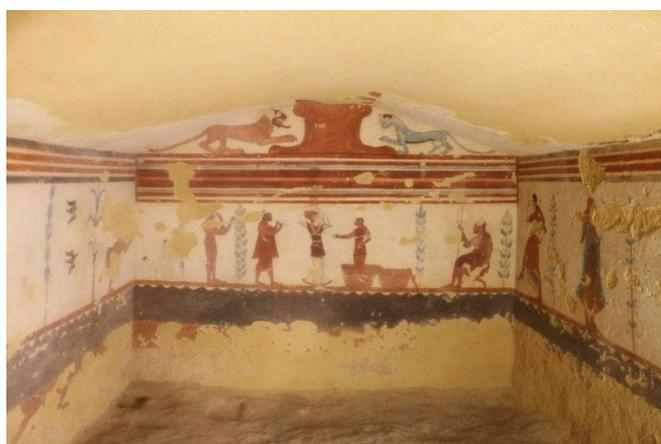


Figura 4.7.5 – Vista dell'interno di una delle tombe

4.7.2 *Stima degli impatti potenziali*

4.7.2.1 *Sintesi degli elementi morfologici, naturali e antropici*

La vulnerabilità di un paesaggio nei confronti dell'inserimento di nuovi elementi è legata sia alla qualità degli elementi che connotano il territorio che all'effettiva possibilità di relazioni visive e percettive con le opere analizzate.

Inoltre, le relazioni che un generico osservatore stabilisce col contesto percettivo risentono, oltre che del suo personale bagaglio culturale, anche delle impressioni visive che si possono cogliere, in un ideale percorso di avvicinamento o di esplorazione, nei dintorni del sito osservato. Appare quindi opportuno identificare gli elementi che determinano le effettive aree poste in condizioni di intervisibilità con le opere.

Per l'identificazione dei suddetti elementi sono considerati i "fattori" percettivi indicati di seguito:

- elementi morfologici: la struttura morfologica (orografica e idrografica) di un territorio contribuisce a determinare il suo "aspetto" e incide notevolmente sulle modalità di percezione dell'opera in progetto, sia nella visione in primo piano che come sfondo dell'oggetto percepito;
- copertura vegetale: l'aspetto della vegetazione o delle altre forme di copertura del suolo contribuisce fortemente a caratterizzare l'ambiente percepibile;
- segni antropici: l'aspetto visibile di un territorio dipende in maniera determinante anche dalle strutture fisiche di origine antropica (edificato, infrastrutture, ecc.) che vi insistono. Oltre a costituire elementi ordinatori della visione, esse possono contribuire, positivamente o negativamente, alla qualità visiva complessiva del contesto.

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 zona è, come già approfondito nei capitoli precedenti, 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. La vegetazione delle aree circostanti crea delle barriere visive che ne mitigano la visuale in alcune zone in altre la presenza di campi coltivati a seminativo permette di vedere i volumi più ingombranti della centrale da distanze maggiori. Tutti questi caratteri sono riassunti nella *Tavola 4.7.1 – Carta di sintesi degli elementi morfologici, antropici e naturali del territorio*, in cui sono evidenziati gli elementi strutturali del paesaggio e quelli che costituiscono, per le loro particolari qualità percettivo-culturali, le emergenze paesaggistiche.

4.7.2.2 *Definizione e analisi delle condizioni di intervisibilità*

Al fine di cogliere le potenziali interazioni che una nuova opera può determinare con il paesaggio circostante, è necessario, oltre che individuare gli elementi caratteristici

dell'assetto attuale del paesaggio, riconoscerne le relazioni, le qualità e gli equilibri, nonché verificare i modi di fruizione e di percezione da parte di chi vive all'interno di quel determinato ambito territoriale o di chi lo percorre.

Per il raggiungimento di tale scopo, in via preliminare, è stato delimitato il campo di indagine in funzione delle caratteristiche dimensionali delle opere da realizzare, individuando, in via geometrica, le aree interessate dalle potenziali interazioni visive e percettive, attraverso una valutazione della loro intervisibilità con le aree di intervento.

È stato quindi definito un ambito di intervisibilità tra gli elementi in progetto e il territorio circostante, in base al principio della "reciprocità della visione" (bacino d'intervisibilità).

Lo studio dell'intervisibilità è stato effettuato tenendo in considerazione diversi fattori: le caratteristiche degli interventi, la distanza del potenziale osservatore, la quota del punto di osservazione paragonata alle quote delle componenti di impianto ed infine, attraverso la verifica sul luogo e attraverso la documentazione a disposizione, l'interferenza che elementi morfologici, edifici e manufatti esistenti o altri tipi di ostacoli pongono alla visibilità delle opere in progetto.

Lo studio si configura pertanto come l'insieme di una serie di livelli di approfondimento che, interagendo tra loro, permettono di definire l'entità e le modalità di visione e percezione delle nuove opere nell'area in esame. Esso si compone di quattro fasi:

- l'analisi cartografica, effettuata allo scopo di individuare preliminarmente i potenziali punti di visibilità reciproca nell'intorno dell'area indagata;
- il rilievo fotografico in situ, realizzato allo scopo di verificare le ipotesi assunte dallo studio cartografico;
- l'elaborazione delle informazioni derivanti dalle fasi precedenti, attraverso la predisposizione della carta di intervisibilità.

4.7.2.2.1 Analisi cartografica

Una prima analisi è stata effettuata sulla cartografia a disposizione e sulla ortofoto dell'area di interesse. L'analisi è stata finalizzata ad approfondire la conformazione e la morfologia del territorio in modo da verificare la presenza di punti particolarmente panoramici, la presenza di recettori e infrastrutture.

Per valutare la superficie in cui verificare la visibilità del progetto si è fatto riferimento alla letteratura in cui si distingue tra un'area di impatto locale e una di impatto potenziale.

L'area di impatto locale corrisponde alle zone più vicine a quella in cui gli interventi saranno localizzati, mentre l'area di impatto potenziale corrisponde alle zone più distanti, per la visibilità dalle quali occorre tenere conto degli elementi antropici, morfologici e naturali che possono costituire un ostacolo visivo.

4.7.2.2.2 Rilievo fotografico in situ

Durante il sopralluogo, oltre ad individuare la posizione dei nuovi manufatti, sono stati identificati in campo gli elementi morfologici, naturali e antropici precedentemente individuati dall'analisi della cartografia e dai risultati della carta di intervisibilità teorica, ritenuti potenziali punti di vista e recettori sensibili dell'impatto sul paesaggio. Tali sopralluoghi hanno avuto inoltre lo scopo di verificare la presenza di ostacoli visivi eventualmente non rilevati dalla lettura della cartografia (ad esempio la presenza di vegetazione o di edifici o altri ostacoli non segnalati) e l'effetto delle reali condizioni meteorologiche locali sulla percepibilità ipotizzata.

È stato effettuato un rilievo fotografico dello stato dei luoghi, per testimoniare i caratteri dell'area e verificare l'effettiva visibilità delle opere previste dai punti di vista ritenuti più significativi. Il rilievo fotografico è stato effettuato con apparecchio digitale ed è stato finalizzato ad ottenere per ogni vista prescelta più scatti fotografici in condizioni differenti di luminosità.

In fase di rilievo fotografico si è inoltre proceduto alla determinazione di alcuni punti riconoscibili come parti degli elementi presenti nell'area, così che potessero costituire dei riferimenti dimensionali, propedeutici alla realizzazione degli inserimenti fotografici. Il rilievo si è svolto nei luoghi di rilievo localizzati nel territorio circostante alla sede della centrale ma anche dalle aree limitrofe ad essa. Si è partito dalla zona archeologica delle terme di Traiano, per poi catturare le immagini caratteristiche del porto di Civitavecchia e delle zone a sud dell'impianto. Il rilievo ha toccato anche l'area boschiva la Frasca in prossimità del camping Traiano, per poi toccare le zone della marina di Tarquinia e le Saline. Si è poi percorsa la via Aurelia fino a Tarquinia dove sono stati fatti degli scatti fotografici dalla necropoli etrusca.

Gli scatti più rappresentativi del rilievo fotografico sono presentati nella *Tavola 4.7.2 – Rilievo fotografico dello stato dei luoghi*.

4.7.2.2.3 Carta di intervisibilità

La carta di intervisibilità, riportata nella *Tavola 4.7.3 – Carta di intervisibilità* allegata al presente documento, specifica la porzione di territorio nella quale si verificano condizioni visuali e percettive delle opere in progetto nel contesto in cui esse si inseriscono. Prende le basi dall'analisi cartografica e dalle verifiche condotte nell'area di interesse e fornisce l'intervisibilità degli interventi previsti dalle aree circostanti. Per meglio comprendere le informazioni contenute nella tavola, di seguito sono riportate le definizioni dei concetti di "visibilità" e di "percepibilità" di un eventuale elemento in un determinato contesto paesaggistico/territoriale.

Per ciò che concerne il concetto di "visibilità" sono state individuate tre categorie:

- **Zone a visibilità totale**, quando le opere possono essere osservate nella loro totalità e di esse sono distinguibili le forme, i colori, le linee che le caratterizzano;
- **Zone a visibilità parziale**, quando possono essere osservate solo alcune parti delle opere, delle quali sono distinguibili le forme, i colori, le linee che le caratterizzano;
- **Zone a visibilità nulla**, quando nessuna parte delle opere può essere osservata.

Per quanto riguarda, invece, il concetto di “percepibilità” dell’opera, vengono individuate le seguenti classi di livello, così definite:

- **Zone a percepibilità medio/alta**, quando le opere in progetto vengono riconosciute dal potenziale osservatore quali elementi nuovi e/o di modificazione del contesto nel quale vengono collocate;
- **Zone a percepibilità bassa/nulla**, quando le opere in progetto non vengono chiaramente identificate nel contesto di riferimento dal potenziale osservatore, in quanto assorbite e/o associate ad altri elementi già esistenti e assimilabili nel bagaglio culturale/percettivo dell’osservatore stesso.

Risulta evidente, quindi, che la percepibilità, strettamente legata alla visibilità, può essere valutata solo nel caso in cui una particolare opera risulti visibile totalmente o parzialmente.

La percezione del paesaggio dipende da molteplici fattori, che vanno presi in considerazione: profondità, ampiezza della veduta, illuminazione, esposizione, posizione dell’osservatore; a seconda della profondità della visione si possono distinguere tra primo piano, secondo piano e piano di sfondo, l’osservazione dei quali contribuisce in maniera differente alla comprensione degli elementi del paesaggio.

La qualità visiva di un paesaggio dipende dall’integrità, rarità dell’ambiente fisico e biologico, dall’espressività e leggibilità dei valori storici e figurativi, e dall’armonia che lega l’uso alla forma del suolo.

La definizione di “paesaggio percepito” diviene dunque integrazione del fenomeno visivo con i processi culturali, che derivano dall’acquisizione di determinati segni.

L’analisi percettiva non riguarda, per le ragioni sopra riportate, solo gli aspetti strettamente e fisiologicamente visivi della percezione, ma investe altresì quel processo di elaborazione mentale del dato percepito che costituisce la percezione culturale, ossia il frutto di un’interpretazione culturale della visione, sia a livello singolo sia sociale, che va ben oltre il fenomeno nella sua accezione fisiologica.

Ciò considerato, il bacino di intervisibilità sarà il risultato della matrice di seguito riportata:

Tabella 4.7.1 – Individuazione dei bacini di intervisibilità

	Visibilità totale	Visibilità parziale	Visibilità nulla
Percepibilità medio/alta			n.d.
Percepibilità bassa/nulla			n.d.

Come si evince dalla *Tavola 4.7.3 – Carta di intervisibilità* le nuove opere visto la conformazione del terreno pianeggiante sarà visibile nella lunga distanza, tuttavia la presenza di elementi detrattori come la vicina area portuale e quella industriale circostante ridurrà tale visibilità ad alcuni tratti.

L'area prescelta per la localizzazione della nuova unità ricade totalmente all'interno della perimetrazione del sito di Centrale.

Gli elementi più alti del progetto (camino, corpi macchina) saranno visibili nella distanza anche da alcune zone della necropoli di Tarquinia posta in posizione panoramica sulla piana costiera, e dalle vicine terme Taurine poste in una pineta in collina.

È tuttavia opportuno ricordare che la visibilità delle opere è sempre influenzata dalla percepibilità delle stesse, relazionabile alla presenza di altri elementi detrattori della qualità visiva del contesto di carattere lineare (elettrodotti esistenti, linee telefoniche, reticolo viario, area artigianale/industriale) e puntuale (piccoli complessi industriali e artigianali, capannoni industriali isolati, edifici).

4.7.2.2.4 Individuazione dei recettori significativi e identificazione di punti di vista

La fase successiva all'identificazione del bacino di intervisibilità riguarda l'individuazione di recettori particolarmente sensibili da un punto di vista di percezione visiva delle nuove opere, 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.

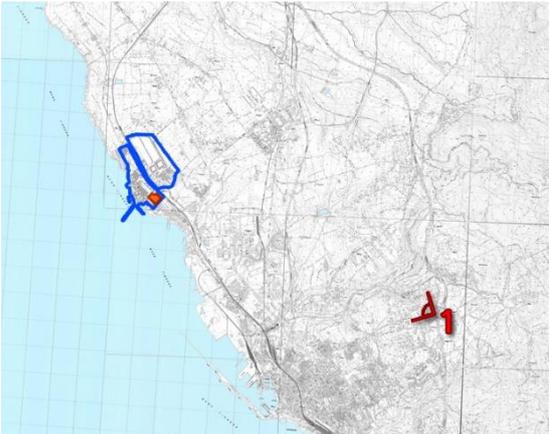
Vengono definiti "punti di vista statici" quelli in corrispondenza di recettori in cui il potenziale osservatore è fermo, mentre "punti di vista dinamici" quelli in cui il potenziale osservatore è in movimento: maggiore è la velocità di movimento, minore è l'impatto delle opere osservate. L'impatto, in pari condizioni di visibilità e percepibilità, può considerarsi, quindi, inversamente proporzionale alla dinamicità del punto di vista.

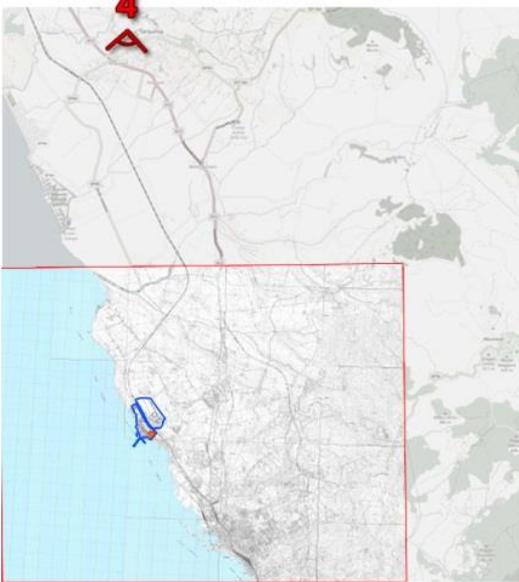
I sopralluoghi effettuati hanno permesso di individuare i canali di massima fruizione del paesaggio (punti e percorsi privilegiati, per esempio), dai quali indagare le visuali principali dell'opera in progetto, ricorrendo a foto-simulazioni dell'intervento previsto.

Per valutare l'interferenza prodotta sul paesaggio dalle opere in progetto, in relazione alla loro visibilità-percipiibilità, 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.

In particolare, i punti di vista prescelti per la valutazione degli impatti sono rappresentati nella *Tavola 4.7.4 – Individuazione dei punti di vista dei fotoinserti*.

Tabella 4.7.2 – Punti di vista delle fotosimulazioni 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.

4.7.2.3 Valutazione degli impatti sul paesaggio

Le modificazioni sulla componente paesaggio indotte dalla realizzazione delle opere in progetto sono state valutate in merito a:

- trasformazioni fisiche dello stato dei luoghi, cioè trasformazioni che alterino la struttura del paesaggio consolidato esistente, i suoi caratteri e descrittori ambientali (suolo, morfologia, vegetazione, beni culturali, beni paesaggistici, ecc.);
- alterazioni nella percezione del paesaggio fruito e apprezzato sul piano estetico.

Per quanto riguarda il primo punto le trasformazioni fisiche del paesaggio sono da ritenersi in generale poco significative in quanto:

- le opere di scavo e di realizzazione dei nuovi impianti sono confinate all'interno del perimetro dell'area di Centrale compreso in un'area già a destinazione industriale e circondato da impianti assimilabili a quelli di progetto;
- l'area di realizzazione degli interventi non includono beni di pregio architettonico ed i beni culturali presenti nella zona non verranno danneggiati né in alcun modo interferiti a seguito degli interventi;
- le aree di cantiere sono per gran parte interne all'area della Centrale esistente e in parte occuperanno aree adiacenti alla centrale, anch'esse con destinazione industriale e quindi avranno ricadute sulle zone limitrofe trascurabili.

È tuttavia opportuno evidenziare che la Centrale si trova in prossimità di aree sensibili come la costa e l'area tutelata che si trovano a nord dell'impianto, ma gli elementi di tutela di tali aree non subiranno alterazioni significative dagli interventi in progetto poiché tutti gli interventi sono localizzati all'interno del recinto di centrale e consistono in sostituzioni di impianti esistenti o integrazioni con elementi del tutto simili a quelli esistenti.

Per ciò che concerne l'alterazione della percezione del paesaggio si è ritenuto opportuno effettuare un'analisi maggiormente approfondita, come descritto nel precedente § 4.7.2.2.4, volta all'individuazione dei punti di vista maggiormente significativi ai fini della valutazione delle modifiche alle visuali del contesto e alla percepibilità delle nuove opere.

Una volta selezionate le viste più rappresentative del rapporto tra i siti interessati dall'intervento e l'ambiente circostante, si è proceduto all'elaborazione delle planimetrie e dei prospetti dei nuovi impianti ed edifici di progetto, base di partenza per la creazione del modello tridimensionale dell'intervento.

La realizzazione del modello 3D è stata eseguita con un programma di elaborazione grafica tridimensionale che permette di creare modelli fotorealistici. Con tale modello sono stati, quindi, elaborati gli inserimenti fotografici con il corretto rapporto di scala.

La valutazione dell'entità degli impatti generati fa riferimento alla seguente classificazione:

- **impatto alto;**
- **impatto medio;**
- **impatto basso;**

- **impatto trascurabile;**
- **impatto nullo.**

Tale classificazione tiene conto non solo della visibilità e della percepibilità delle opere dai punti di vista selezionati, ma anche delle peculiarità e dei livelli di fruizione del luogo presso il quale è stato considerato il punto di vista. Per meglio definire l'entità degli impatti spesso sono state utilizzate accezioni di valutazione derivanti dagli incroci di quelli sopra individuati (es. "impatto medio-basso" o "impatto basso-trascurabile").

La valutazione è stata condotta relativamente alla fase di cantiere e alla fase di esercizio dell'impianto, ad ultimazione dei lavori previsti.

4.7.2.3.1 Fase di cantiere e di fine esercizio

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.

4.7.2.3.2 Fase di esercizio

Le simulazioni effettuate e le valutazioni del potenziale impatto del progetto sulle visuali e sul contesto paesaggistico relative ai punti di vista selezionati sono riferite al progetto previsto nella fase 3 di funzionamento a ciclo chiuso del ciclo combinato.

Lo stato attuale e le simulazioni d'inserimento paesaggistico relative ai punti di vista sono indicati nelle figure successivamente riportate.

Si riportano di seguito la descrizione dei punti di vista selezionati e la relativa valutazione dell'impatto sulle visuali interessate e sul contesto paesaggistico interferito.

Punto di vista 1: Dallo svincolo della A12 Roma-Civitavecchia

Il punto di vista selezionato è stato scattato dallo svincolo dell'Autostrada Roma-Civitavecchia (Tabella 4.7.2, Figura 4.7.6, Figura 4.7.7).

Tale punto di vista è da considerarsi dinamico ad alta percorrenza, in quanto offre la vista all'osservatore che transita in auto in uscita o entrata da Civitavecchia. La fruizione del punto di vista è media.

Il contesto paesaggistico presenta una sensibilità bassa poiché ci troviamo su un tratto di autostrada che presenta numerosi elementi detrattori il forte transito veicolare, sostegni per la linea elettrica e per l'illuminazione stradale numerose costruzioni con diverse tipologie e destinazione d'uso che si frappongono tra l'osservatore e la centrale esistente.

Da tale punto di vista i corpi di centrale sono totalmente visibili anche se dalla lunga distanza.

La percepibilità delle opere risulta bassa, poiché dal punto di vista posto a considerevole distanza dalla centrale, le nuove opere visibili risultano di dimensioni notevolmente inferiori agli elementi impiantistici della centrale esistente e del tutto assimilabili ad essi. Le nuove opere quindi non modificheranno i caratteri peculiari delle visuali dall'Autostrada.

Per le ragioni sopra espresse, l'impatto visivo generato su tale punto di vista dalla realizzazione delle opere in progetto può quindi essere considerato di trascurabile entità.



Figura 4.7.6 – Punto di vista 1 – Stato di fatto



Figura 4.7.7 – Punto di vista 1 – Simulazione

Punto di vista 2: Dalle Terme Taurine

Il punto di vista selezionato è stato scattato dall'area verde di fronte ai resti archeologici (Tabella 4.7.2, Figura 4.7.8, Figura 4.7.9).

Tale punto di vista è da considerarsi statico, in quanto offre la vista all'osservatore che sosta in questa zona in attesa di visitare gli scavi archeologici. La fruizione del punto di vista è media.

Il contesto paesaggistico presenta una sensibilità alta poiché ci troviamo in una pineta in prossimità di un sito archeologico.

Da tale punto di vista i corpi di centrale sono totalmente visibili anche se da grande distanza.

La percepibilità delle opere risulta bassa, poiché dal punto di vista posto a notevole distanza dalla centrale, le nuove opere visibili risultano di dimensioni notevolmente inferiori agli elementi impiantistici della centrale esistente e del tutto assimilabili ad essi. Le nuove opere quindi non modificheranno i caratteri peculiari delle visuali dal sito archeologico.

Per le ragioni sopra espresse, l'impatto visivo generato su tale punto di vista dalla realizzazione delle opere in progetto può quindi essere considerato di entità trascurabile.



Figura 4.7.8 – Punto di vista 2 – Stato di fatto



Figura 4.7.9 – Punto di vista 2 – Simulazione

Punto di vista 3: Dal raccordo Civitavecchia-Viterbo

Il punto di vista selezionato è stato scattato dal raccordo Civitavecchia - Viterbo (Tabella 4.7.2, Figura 4.7.10, Figura 4.7.11).

Tale punto di vista è da considerarsi dinamico ad alta percorrenza, in quanto offre la vista a chi transita sul raccordo stradale. La fruizione del punto di vista è alta.

Il contesto paesaggistico presenta una sensibilità bassa poiché ci troviamo su una strada ad alta percorrenza lungo la quale si attestano numerosi elementi detrattori, tralicci dell'alta tensione e pali per l'illuminazione stradale.

Da tale punto di vista i corpi di centrale sono parzialmente visibili a causa di alcune alberature presenti tra la strada e il sito della centrale.

La percepibilità delle opere risulta bassa, poiché dal punto di vista posto a distanza dalla centrale, le nuove opere visibili risultano di dimensioni notevolmente inferiori agli elementi impiantistici della centrale esistente e del tutto assimilabili ad essi inoltre i nuovi impianti risultano parzialmente coperti dalla vegetazione che lascia visibili solo i due camini. Le nuove opere quindi non modificheranno i caratteri peculiari delle visuali da questo punto di vista.

Per le ragioni sopra espresse, l'impatto visivo generato su tale punto di vista dalla realizzazione delle opere in progetto può quindi essere considerato di bassa entità.



Figura 4.7.10 – Punto di vista 3 – Stato di fatto



Figura 4.7.11 – Punto di vista 3 – Simulazione

Punto di vista 4: Dalla Necropoli di Tarquinia

Il punto di vista selezionato è stato scattato dalla necropoli di Tarquinia (Tabella 4.7.2, Figura 4.7.12, Figura 4.7.13).

Tale punto di vista è da considerarsi statico, in quanto offre la vista all'osservatore che sosta in questa zona in attesa di visitare gli scavi archeologici. La fruizione del punto di vista è alta.

Il contesto paesaggistico presenta una sensibilità alta poiché ci troviamo in un'area verde posta in posizione privilegiata da cui è possibile ammirare tutto il tratto costiero sottostante e inoltre ci troviamo in prossimità di un sito archeologico.

Da tale punto di vista i corpi di centrale sono totalmente visibili anche se da grande distanza.

La percepibilità delle opere risulta bassa, poiché dal punto di vista posto a notevole distanza dalla centrale, le nuove opere visibili risultano di dimensioni notevolmente inferiori agli elementi impiantistici della centrale esistente e del tutto assimilabili ad essi. Le nuove opere quindi non modificheranno i caratteri peculiari delle visuali dal sito archeologico.

Per le ragioni sopra espresse, l'impatto visivo generato su tale punto di vista dalla realizzazione delle opere in progetto può quindi essere considerato di trascurabile entità.



Figura 4.7.12 – Punto di vista 4 – Stato di fatto



Figura 4.7.13 – Punto di vista 4 – Simulazione

Punto di vista 5: Dalla strada d'accesso al Porto di Civitavecchia

Il punto di vista selezionato è stato scattato dalla strada che conduce all'accesso al porto di Civitavecchia (Tabella 4.7.2, Figura 4.7.14, Figura 4.7.15).

Tale punto di vista è da considerarsi dinamico ad alta percorrenza, in quanto offre la vista a chi si reca in auto al porto per partire o per lavoro.

Il contesto paesaggistico presenta una sensibilità bassa poiché ci troviamo in un'area densamente urbanizzata circondata da edifici a carattere industriale e dai numerosi impianti dell'area portuale.

Da tale punto di vista i corpi di centrale sono parzialmente visibili poiché coperti dagli impianti del porto.

La percepibilità delle opere risulta bassa, poiché dal punto di vista le nuove opere parzialmente visibili, di dimensioni notevolmente inferiori agli elementi impiantistici della centrale esistente, risultano del tutto assimilabili agli impianti esistenti. Le nuove opere quindi non modificheranno i caratteri peculiari delle visuali dal porto.

Per le ragioni sopra espresse, l'impatto visivo generato su tale punto di vista dalla realizzazione delle opere in progetto può quindi essere considerato di bassa entità.



Figura 4.7.14 – Punto di vista 5 – Stato di fatto



Figura 4.7.15 – Punto di vista 5 – Simulazione

Punto di vista 6: Dal Porto Nuovo

Il punto di vista selezionato è stato scattato dal piccolo Porto Nuovo a sud del sito di centrale a cui fanno riferimento alcune associazioni sportive di pesca (Tabella 4.7.2, Figura 4.7.16, Figura 4.7.17).

Tale punto di vista è da considerarsi statico, in quanto offre la vista a chi si reca al porto dove si trova la sua imbarcazione.

Il contesto paesaggistico presenta una sensibilità bassa poiché ci troviamo in un'area circondata da edifici a carattere industriale e dai numerosi cantieri navali.

Da tale punto di vista i nuovi corpi di centrale sono parzialmente visibili poiché coperti dagli impianti di centrale esistenti.

La percepibilità delle opere risulta bassa, poiché dal punto di vista delle nuove opere sarà visibile solo uno dei due camini del tutto uguale a quelli già esistenti. Le nuove opere quindi non modificheranno i caratteri peculiari delle visuali dal porto.

Per le ragioni sopra espresse, l'impatto visivo generato su tale punto di vista dalla realizzazione delle opere in progetto può quindi essere considerato di bassa entità.



Figura 4.7.16 – Punto di vista 6 – Stato di fatto



Figura 4.7.17 – Punto di vista 6 – Simulazione

Punto di vista 7: Dal Forte Michelangelo

Il punto di vista selezionato è stato scattato dal dallo slargo che circonda il Forte che sorge in prossimità del porto di Civitavecchia (Tabella 4.7.2, Figura 4.7.18, Figura 4.7.19).

Tale punto di vista è da considerarsi statico, in quanto offre la vista a chi si reca nella zona intorno al Forte e ad osservare l'edificio storico.

Il contesto paesaggistico presenta una sensibilità bassa poiché pur trovandoci in un'area affacciata sul mare e in prossimità di edifici storici siamo anche in un'area urbana fortemente urbanizzata in prossimità del porto.

Da tale punto di vista i nuovi corpi di centrale sono parzialmente visibili poiché coperti dagli impianti del porto antistante.

La percepibilità delle opere risulta bassa, poiché dal punto di vista delle nuove opere sarà visibile solo uno dei due camini del tutto uguale a quelli già esistenti. Le nuove opere quindi non modificheranno i caratteri peculiari delle visuali dal porto.

Per le ragioni sopra espresse, l'impatto visivo generato su tale punto di vista dalla realizzazione delle opere in progetto può quindi essere considerato di bassa entità.



Figura 4.7.18 – Punto di vista 7 – Stato di fatto

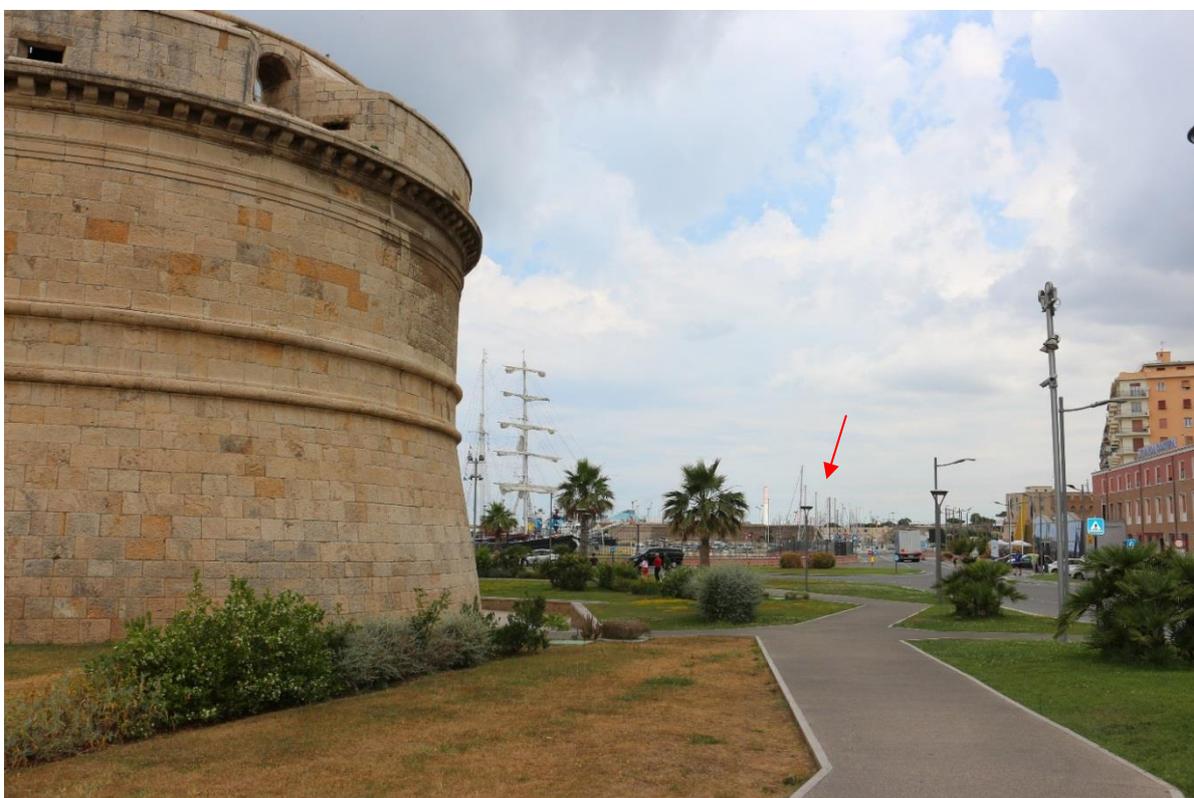


Figura 4.7.19 – Punto di vista 7 – Simulazione

4.7.2.4 Modificazione delle condizioni d'uso e della fruizione potenziale del territorio

Gli interventi progettuali previsti e analizzati nel presente Studio di Impatto Ambientale riguardano un territorio limitato ad un sito specifico, già interessato dall'uso industriale.

Dall'analisi delle 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.

4.8 Salute Pubblica

4.8.1 Stato attuale della componente

4.8.1.1 Area di studio

Lo studio assume un'area di raggio 20 km attorno all'impianto come area all'interno della quale sono comprese le maggiori ricadute al suolo delle emissioni gassose della Centrale Termoelettrica Torrevaldaliga Nord.

4.8.1.2 Analisi del territorio

La Centrale Torrevaldaliga Nord ricade nella regione Lazio, all'interno del territorio provinciale di Viterbo e Roma, ed interessa i seguenti comuni (cfr. Tabella 4.8.1):

Tabella 4.8.1 - Elenco dei comuni interessati dalla Centrale Torrevaldaliga Nord

REGIONE	PROVINCIA	COD. ISTAT COMUNE	COMUNE
LAZIO	VITERBO	056050	Tarquinoa
		056007	Blera
	ROMA	058004	Allumiere
		058105	Tolfa
		058032	Civitavecchia
		058097	Santa Marinella

La copertura del suolo del territorio interessato dalla Centrale Torrevaldaliga Nord è stata identificata sulla base dell'uso del suolo Corine Land Cover 2012, acquisito dal Geoportale Nazionale (<http://www.pcn.minambiente.it>) ed analizzato attraverso la strumentazione GIS.

Le principali categorie di uso del suolo presenti nei territori comunali indagati sono di seguito riportate.

Tabella 4.8.2 - Copertura del suolo nei comuni interessati dalla Centrale Torrealdaliga Nord

CATEGORIA DI USO DEL SUOLO	SUPERFICIE (mq)
ZONE URBANIZZATE DI TIPO RESIDENZIALE	17946734
ZONE INDUSTRIALI	12448293
ZONE ESTRATTIVE	2730404
ZONE VERDI ARTIFICIALI NON AGRICOLE	2375499
SEMINATIVI	337721548
COLTURE PERMANENTI	18103068
ZONE AGRICOLE ETEROGENEE	6902449
ZONE BOScate	158628007
ZONE CARATTERIZZATE DA VEGETAZIONE ARBUSTIVA E/O ERBACEE	115200311
ZONE APERTE CON VEGETAZIONE RADA O ASSENTE	1773156
PRATI PERMANENTI	36604666

Come mostra il grafico sotto riportato (Figura 4.8.1), la superficie maggiore è occupata da seminativi (44,8%), seguita dalle zone boscate (21%); mentre le superfici di vegetazione arbustiva e/o erbacea e prati stabili, raggiungono rispettivamente il 15,3% e il 4,9% della superficie totale dell'area territoriale dei comuni considerati.

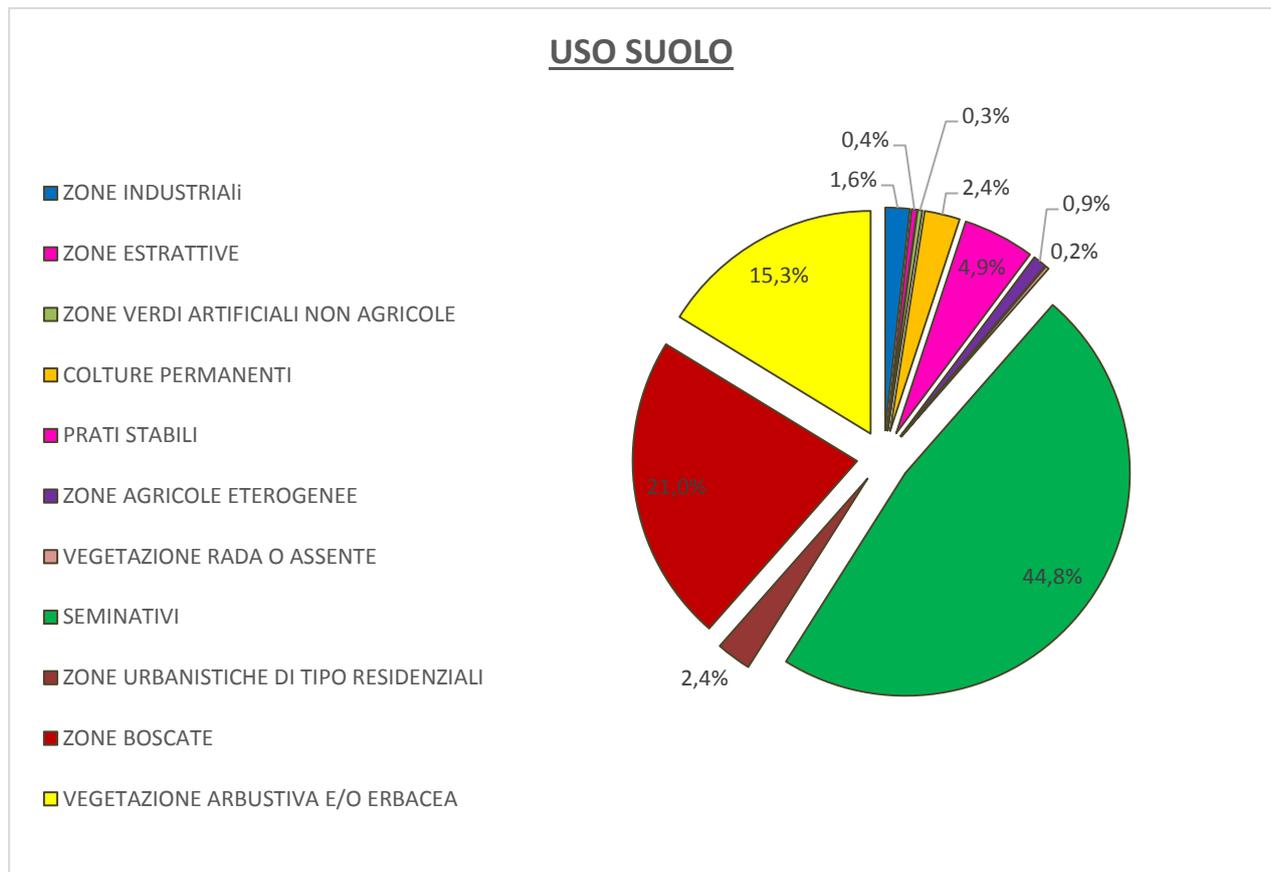


Figura 4.8.1 - Distribuzione delle principali categorie di uso del suolo nei comuni interessati dalla Centrale Torrevaldaliga Nord

Per quanto riguarda la dotazione infrastrutturale della regione Lazio (cfr. Tabella 4.8.3) si rilevano i seguenti indici riferiti all'anno 2011 (Uniontrasporti da fonti: Istituto G. Tagliacarne, InfoCamere, Istat, ACI).

Tabella 4.8.3 Indici di dotazioni delle infrastrutture nella regione Lazio – anno 2011

Indice di dotazione stradale:	92,00
Indice di dotazione ferroviaria:	128,99
Indice di dotazione porti:	75,55
Indice di dotazione aeroporti:	316,09
Indice infrastrutture economiche:	139,72
Indice generale infrastrutture:	150,52

A livello provinciale, si fa riferimento alla città metropolitana di Roma Capitale, un ente territoriale di area vasta, nata nel 2015 ed il cui territorio corrisponde a quello della provincia di Roma.

Nello specifico, il *Rapporto Statistico sull'Area Metropolitana Romana –2017 -Le Dotazioni Strutturali*, rileva che l'indice generale delle infrastrutture elaborato dall'Istituto Tagliacarne, calcolato per il 2012 (ultimo dato disponibile), è stato pari a 203 (fatto 100 il valore dell'Italia), in aumento rispetto al 194 registrato nel 2001 (cfr. Figura 4.8.2).

Le infrastrutture economiche registrano un valore di 185, in crescita, ma in misura più contenuta, rispetto al 2001 quando si era attestato a 174. Ottima è la dotazione degli aeroporti che registra un eccellente 507, anche se in calo rispetto a inizio decennio. Molto buona è anche la dotazione di reti bancarie e servizi vari (188) e strutture e reti per la telefonia e la telematica (167). Scarsa la dotazione di porti (96), anche se in considerevole aumento rispetto al 2009 (quando era pari a 50), e soprattutto della rete stradale (77).

Indicatori sulla competitività	2001	2012
Indice di dotazione della rete stradale	70	77
Indice di dotazione della rete ferroviaria	152	152
Indice di dotazione dei porti (e bacini di utenza)	50	96
Indice di dotazione degli aeroporti (e bacini di utenza)	548	507
Indice di dotazione di impianti e reti energetico-ambientali	127	108
Indice di dotazione delle strutture e reti per la telefonia e la telematica		167
Indice di dotazione delle reti bancarie e servizi vari	171	188
Indice generale infrastrutture economiche	174	185
Indice generale infrastrutture (economiche e sociali)	194	203

Fonte: Elaborazioni Ufficio Metropolitan di Statistica su dati Atlante della competitività delle province Unioncamere (dati Tagliacarne)

Figura 4.8.2 - Indicatori sulla competitività del territorio della Città Metropolitana di Roma Capitale. Anni 2001 e 2012

Nell'indice di dotazione infrastrutturale elaborato dall'Istituto Tagliacarne nel 2011, la provincia di Viterbo presentava un ritardo maggiore di 34 punti percentuali rispetto alla media nazionale.

Dai grafici seguenti (dati Unioncamere -2013), è possibile rilevare il deficit infrastrutturale di Viterbo, rispetto alla media dell'Italia, del Lazio e del Centro, così come in rapporto alle altre province del Lazio (cfr. Figura 4.8.3 -).

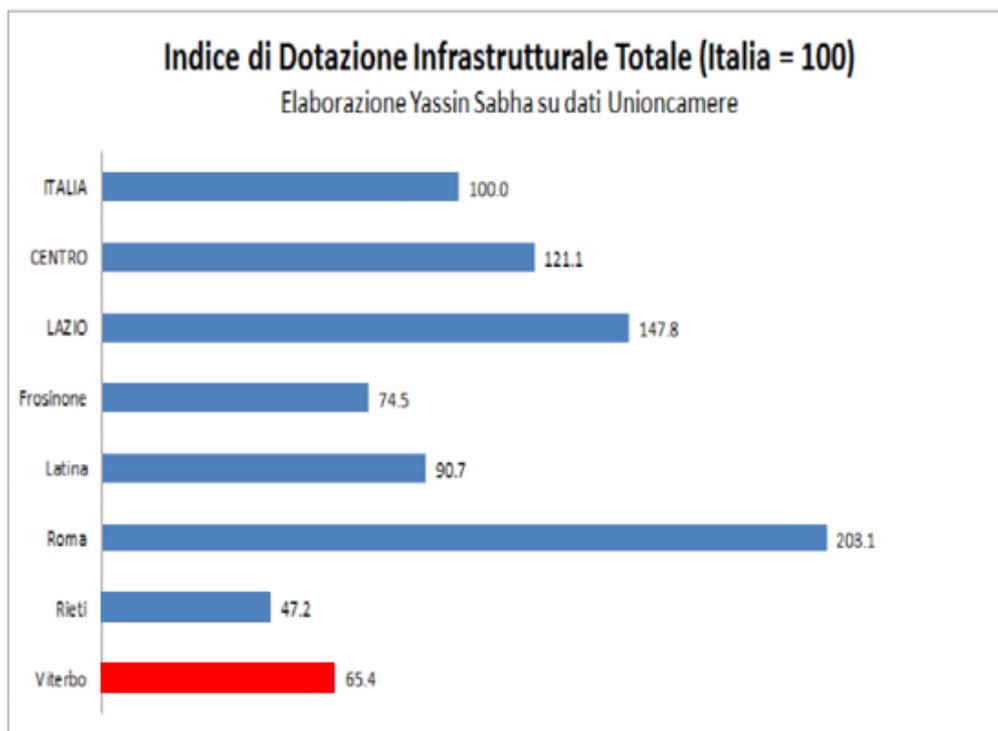


Figura 4.8.3 - Indice di dotazione infrastrutturale totale

4.8.1.3 Analisi demografica e socioeconomica

Il sito della Centrale Torrevaldaliga Nord interessa i seguenti comuni della provincia di Viterbo e di Roma, dei quali si riportano i dati relativi alla popolazione residente al 1° gennaio 2017 (fonte dati: ISTAT), suddivisi per sesso e classi di età (cfr. Tabella 4.8.4):

Tabella 4.8.4 - Distribuzione della popolazione residente al 1° gennaio 2017 nei comuni interessati dal sito della Centrale Torrealvaldiga Nord, suddivisa per classi di età e sesso

REGIONE	PROVINCIA	COD. ISTAT COMUNE	COMUNE	POPOLAZIONE RESIDENTE al 1° Gennaio 2017			Distribuzione della popolazione		
				Popolazione residente totale maschi	Popolazione residente totale femmine	Popolazione residente TOTALE (maschi+femmine)	Da 0 a 14 anni	Da 15 a 64 anni	Oltre i 65 anni
LAZIO	VITERBO	056050	Tarquinoa	7.900	8.483	16.383	1.972	10.426	3.985
		056007	Blera	1.648	1.668	3.316	384	2.063	869
	ROMA	058004	Allumiere	2.020	2.032	4.052	521	2.608	923
		058105	Tolfa	2.557	2.517	5.074	649	3.330	1.095
		058032	Civitavecchia	25.204	27.612	52.816	7.207	33.999	11.610
		058097	Santa Marinella	9.137	9.745	18.882	2.285	12.258	4.339

Il totale della popolazione residente nei 6 comuni interessati dal sito della Centrale Torrevaldaliga Nord è di 100.523 residenti, di cui 48.466 maschi e 52.057 femmine.

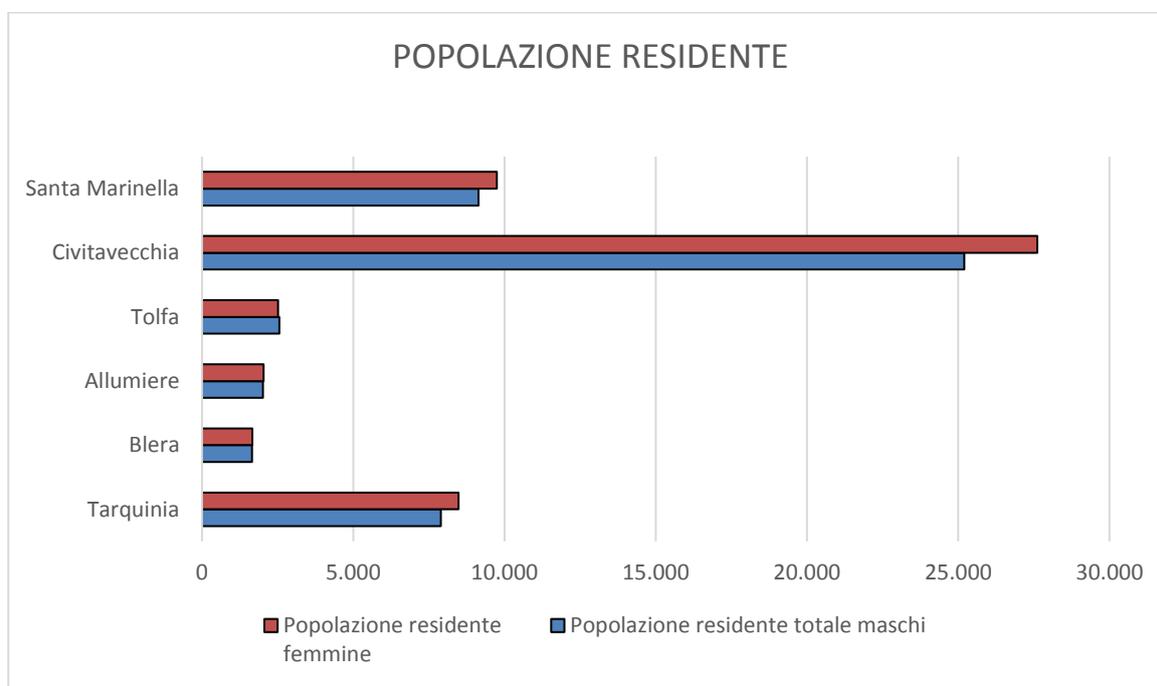


Figura 4.8.4 - Totale della popolazione residente al 1° gennaio 2017 nei comuni interessati dal sito della Centrale Torrevaldaliga Nord, suddivisa per sesso

Negli ultimi 10 anni, dal 2007 al 2017, il comune con la maggior variazione di popolazione residente è Santa Marinella (+8,8% ca.), seguito dal comune di Civitavecchia (+1,7%), mentre per i restanti comuni si registra un decremento di popolazione che varia dal -1,8% al -3,8% circa nel comune di Allumiere (cfr. Tabella 4.8.5).

Tabella 4.8.5 - Popolazione residente negli ultimi 10 anni nei comuni interessati dal sito della Centrale Torrevaldaliga Nord

REGIONI	PROVINCE	COD.ISTAT COMUNE	COMUNI	Popolazione residente ultimi 10 anni		Variazione percentuale
				2007	2017	
LAZIO	VITERBO	056050	Tarquinia	16.361	16.383	0,1%
		056007	Blera	3.297	3.316	0,6%
	ROMA	058004	Allumiere	4.210	4.052	-3,8%
		058105	Tolfa	5.168	5.074	-1,8%
		058032	Civitavecchia	51.925	52.816	1,7%
		058097	Santa Marinella	17.354	18.882	8,8%

I dati ISTAT disponibili (anno 2016) sulla densità abitativa dei comuni interessati dal sito di progetto, mostrano un rapporto maggiore abitante/km² per il comune di Civitavecchia (714,29 ab./Km²), mentre il valore più basso (29,75 ab./km²) è registrato per il comune di Tolfa (cfr. Tabella 4.8.6).

Tabella 4.8.6 - Densità abitativa dei comuni interessati dal sito della centrale di Torrevaldaliga Nord– anno 2016

SITO	REGIONE	PROVINCIA	COD.ISTAT COMUNE	COMUNI	Densità abitativa- Anno 2016
centrale di Torrevaldaliga Nord	LAZIO	VITERBO	056050	Tarquinoa	58,24 ab./km ²
			056007	Blera	35,40 ab./km ²
		ROMA	058004	Allumiere	44,04 ab./km ²
			058105	Tolfa	29,75 ab./km ²
			058032	Civitavecchia	714,29 ab./km ²
			058097	Santa Marinella	386,88 ab./km ²

L'analisi sul livello di istruzione all'interno dei territori comunali interessati dal sito della centrale di Torrevaldaliga Nord è stata ricavata su dati ISTAT disponibili (anno 2011) e fanno riferimento alla popolazione di età > 6 anni, suddivisa per grado di alfabetizzazione e grado di istruzione (cfr. Tabella 4.8.7).

Tabella 4.8.7 - Grado di istruzione e di alfabetizzazione nei comuni interessati dal sito della centrale di Torrevaldaliga Nord – anno2011, suddiviso per titoli di studio

SITO	REGIONE	PROVINCE	COD.ISTAT COMUNE	COMUNE	GRADO DI ISTRUZIONE DELLA POPOLAZIONE DI ETA' >6 ANNI -Anno 2011							
					analfabeta	alfabeta privo di titolo di studio	licenza di scuola elementare	licenza di scuola media inferiore o di avviamento professionale	diploma di scuola secondaria superiore	diploma terziario non universitario del vecchio ordinamento e diplomi A.F.A.M.	titoli universitari	totale
centrale di Torrevaldaliga Nord	LAZIO	VITERBO	056050	Tarquinia	75	1.065	3.042	4.619	4.782	60	1.595	15.238
			056007	Blera	24	352	690	1.071	848	9	211	3.205
		ROMA	058004	Allumiere	9	277	868	1.372	1.136	14	250	3.926
			058105	Tolfa	21	382	1.032	1.536	1.547	14	346	4.878
			058032	Civitavecchia	297	3.040	8.654	13.813	17.334	167	5.029	48.334
			058097	Santa Marinella	59	1.063	2.571	4.691	5.866	69	2.150	16.469

Il grafico sotto riportato (cfr. Figura 4.8.5), mostra come i comuni di Civitavecchia e Santa Marinella siano quelli che presentano la maggiore percentuale di popolazione con diploma di scuola secondaria superiore(>35%); Santa Marinella si distingue anche per la maggior percentuale di laureati (13 %).

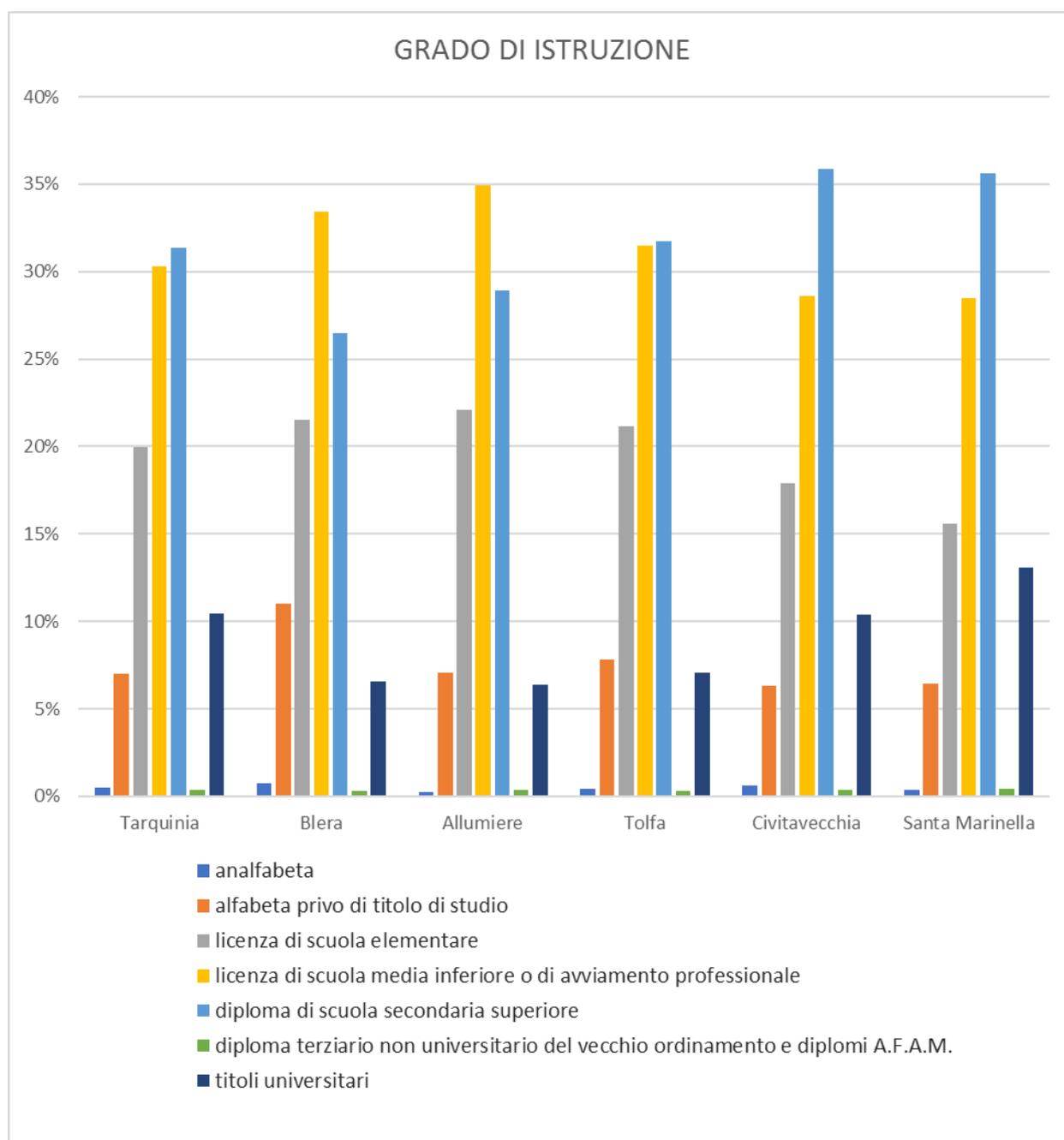


Figura 4.8.5 - Confronto della distribuzione del grado di istruzione nei comuni interessati dal sito della centrale di Torrevaldaliga Nord

Il tasso occupazionale è stato ricavato dai dati ISTAT disponibili su base provinciale (anno 2017), suddiviso per sesso e classi di età (cfr. Tabella 4.8.8).

Come mostra il grafico sotto riportato, il maggiore tasso occupazionale al 2017 per la provincia di Viterbo è registrato tra i maschi compresi nella fascia di età tra i 45 e i 54 anni (cfr. Figura 4.8.6 -).

Per la provincia di Roma, il maggiore tasso occupazionale è registrato tra i maschi compresi nella fascia di età tra i 35 e i 44 anni (cfr. Figura 4.8.7 -).

Tabella 4.8.8 - Tasso di occupazione per la provincia di Viterbo e Roma, suddiviso per classi di età e sesso

SITO	REGIONE	PROVINCIA	CLASSI DI ETA'										TASSO DI OCCUPAZIONE TOTALE (anno 2017)
			MASCHI 15-24	FEMMINE1 5-24	MASCHI 25-34	FEMMINE 25-34	MASCHI 35-44	FEMMINE 35-44	MASCHI 45-54	FEMMINE4 5-54	MASCHI 55-64	FEMMINE5 5-64	
Torrevaldaliga Nord	LAZIO	VITERBO	17,7	17,3	70,3	54,5	79,3	54,5	82,2	55,8	59,4	40,7	42,2
		ROMA	15,4	13,4	71,2	60,9	88,4	69,7	85,6	68,5	72,3	51,7	49,3

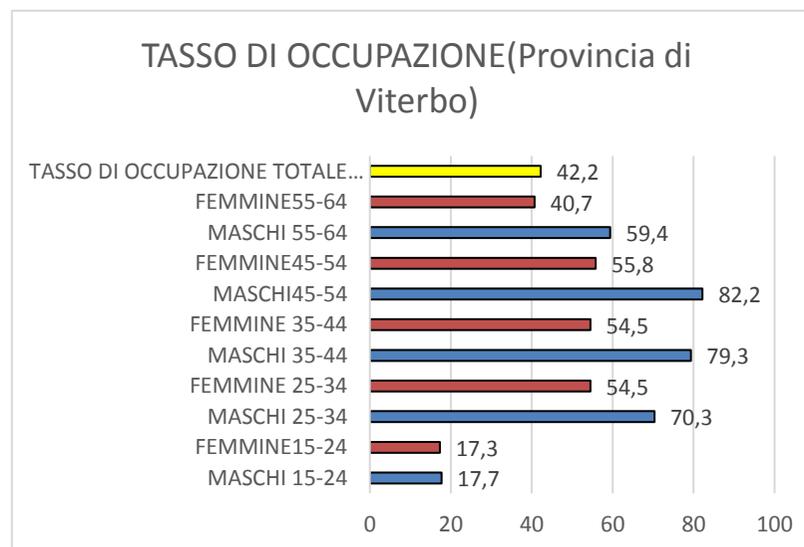


Figura 4.8.6 - Distribuzione del tasso di occupazione della Provincia di Viterbo, suddiviso per sesso e classi di età

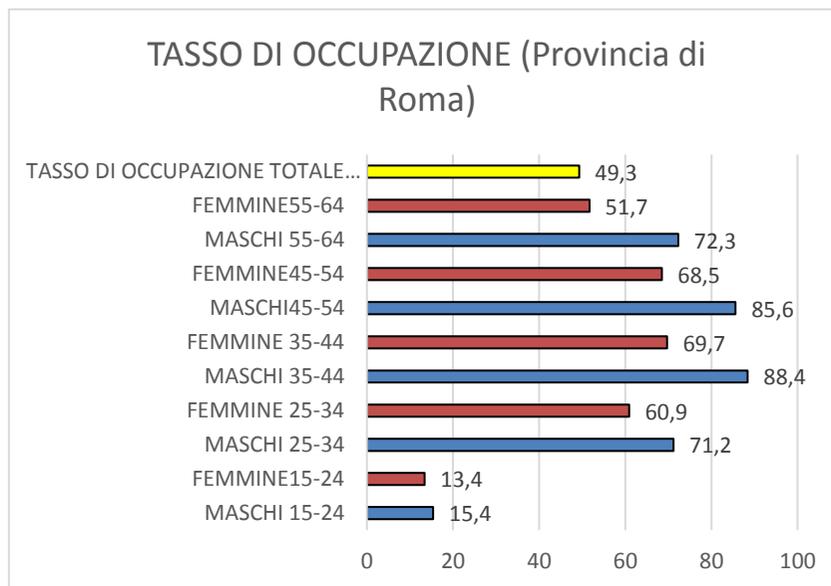


Figura 4.8.7 - Distribuzione del tasso di occupazione della Città metropolitana di Roma Capitale, suddiviso per sesso e classi di età

Con riferimento alle diverse sezioni di attività economica, di seguito si riportano i dati ISTAT a livello comunale, anno 2011 (cfr. Tabella 4.8.9).

Tabella 4.8.9 - Distribuzione degli occupati per sezioni di attività nei comuni interessati dal sito della centrale di Torrevaldaliga Nord- anno 2011

PROVINCIA	COD. ISTAT COMUNE	COMUNE	OCCUPATI PER SEZIONI DI ATTIVITA' ECONOMICA- Dati comunali anno 2011						
			TOTALE	Agricoltura, silvicoltura e pesca	Totale industria	Commercio, alberghi e ristoranti	Trasporto, magazzinaggio, servizi di informazione e comunicazione	Attività finanziarie e assicurative, attività immobiliari, attività professionali, scientifiche e tecniche, noleggio, agenzie di viaggio, servizi di supporto alle imprese	Altre attività
VITE	056050	Tarquini	6.352	801	1.199	1.388	337	630	1.997

PROVINCIA	COD. ISTAT COMUNE	COMUNE	OCCUPATI PER SEZIONI DI ATTIVITA' ECONOMICA- Dati comunali anno 2011						
			TOTALE	Agricoltura, silvicoltura e pesca	Totale industria	Commercio, alberghi e ristoranti	Trasporto, magazzinaggio, servizi di informazione e comunicazione	Attività finanziarie e assicurative, attività immobiliari, attività professionali, scientifiche e tecniche, noleggio, agenzie di viaggio, servizi di supporto alle imprese	Altre attività
	056007	Blera	1.141	95	283	194	64	95	410
ROMA	058004	Allumiere	1.436	56	346	215	191	75	553
	058105	Tolfa	1.895	89	465	304	151	132	754
	058032	Civitavecchia	19.689	443	3.863	3.882	2.182	2.319	6.999
	058097	Santa Marinella	6.815	232	1.226	1.197	654	884	2.622

Il comune di Civitavecchia presenta il maggior numero di occupati (19.686), con un 36% circa nel settore delle altre attività ed un 20% nei settori dell'industria e del commercio, alberghi e ristoranti. I comuni con il minor numero di occupati sono Blera e Allumiere, rispettivamente con 1.141 e 1.436 occupati di cui la maggioranza nel settore di altre attività (cfr. Tabella 4.8.8).

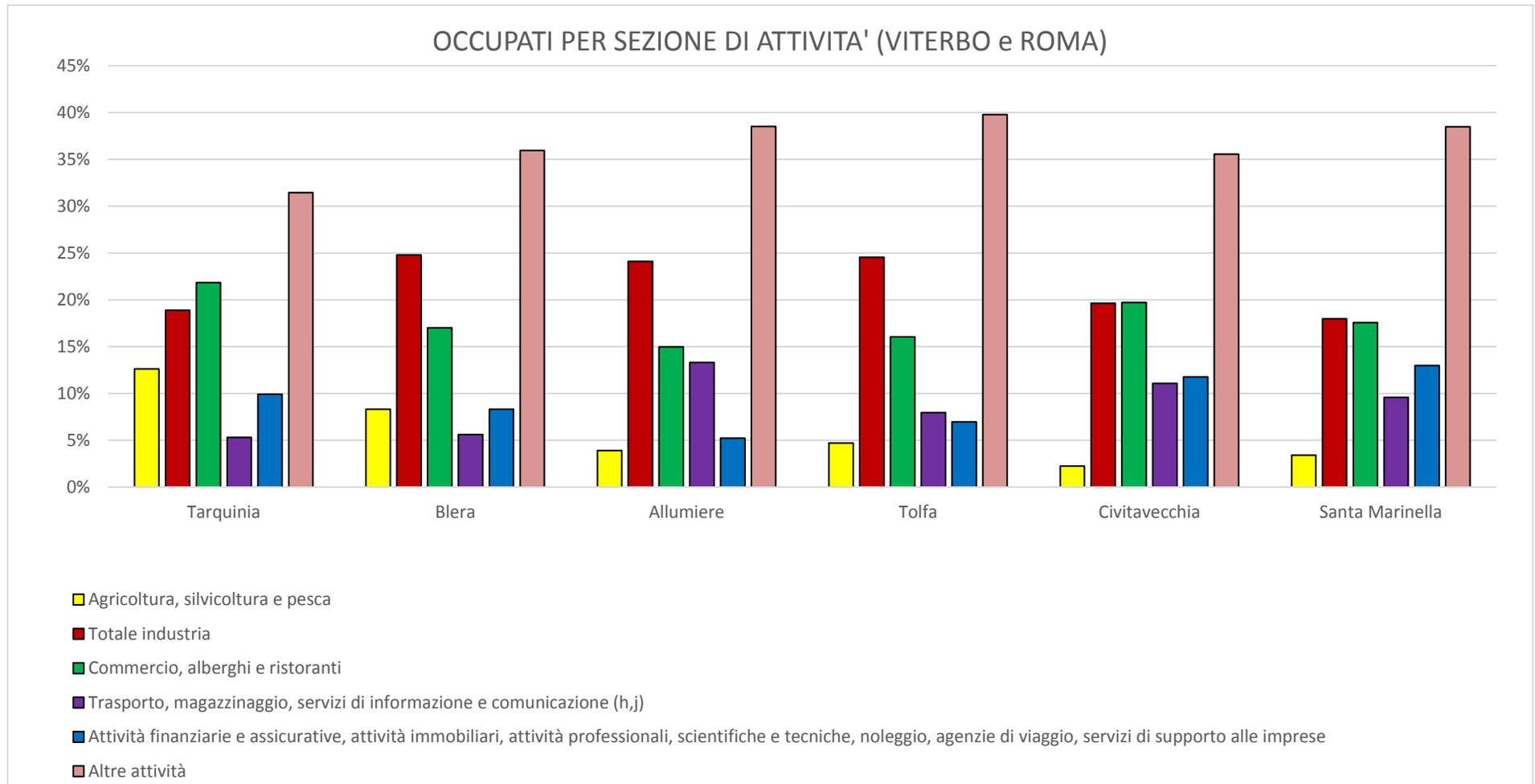


Figura 4.8.8 - Confronto degli occupati per sezione di attività, fra i comuni interessati dal sito della centrale di Torrevaldaliga Nord – anno 2011

Le tabelle di seguito riportate mostrano i dati relativi al reddito imponibile persone fisiche ai fini delle addizionali all'IRPEF dei territori regionali, provinciali e comunali interessati dal sito della centrale di Torrevaldaliga Nord. Nello specifico, l'individuazione del reddito nei territori comunali di interesse, è stato desunto dalle elaborazioni dei dati del Ministero dell'Economia e delle Finanze relativi all'anno d'imposta 2015 (Fonte: <http://www.comuni-italiani.it/statistiche/>).

Tabella 4.8.10 - Dati sul reddito imponibile persone fisiche ai fini delle addizionali all'IRPEF per la regione Lazio

Regione	Numero Dichiaranti	Popolazione	%pop	Importo Complessivo	%Totale	Reddito Medio	Media/Pop.
Lazio	3.793.985	5.888.472	64,4%	86.101.601.763	9,4%	22.694	14.622

Tabella 4.8.11 - Dati sul reddito imponibile persone fisiche ai fini delle addizionali all'IRPEF per la provincia di Roma e Viterbo

Provincia	Numero Dichiaranti	Popolazione	%pop	Importo Complessivo	%Totale	Reddito Medio	Media/Pop.
ROMA	2.808.911	4.340.474	64,7%	68.822.750.185	74,0%	24.502	15.856
VITERBO	210.062	320.279	65,6%	3.810.973.618	5,5%	18.142	11.899

Tabella 4.8.12 - Dati sul reddito imponibile persone fisiche ai fini delle addizionali all'IRPEF per i comuni interessati dal sito della centrale di Torrevaldaliga Nord

Provincia	Comune	Dichiaranti	Popolazione	%pop	Importo Complessivo	Reddito Medio	Media/Pop.
ROMA	Santa Marinella	11.860	18.783	63,1%	261.316.231	22.033	13.912
	Civitavecchia	34.243	52.991	64,6%	731.406.417	21.359	13.802
	Allumiere	2.599	4.060	64,0%	46.401.080	17.853	11.429
	Canale Monterano	2.507	4.191	59,8%	47.776.152	19.057	11.400
	Castel Madama	4.496	7.399	60,8%	84.195.158	18.727	11.379
	Cervara di Roma	307	455	67,5%	5.170.362	16.842	11.363
	Arcinazzo Romano	867	1.348	64,3%	15.286.855	17.632	11.340
	Rocca di Papa	9.415	17.034	55,3%	193.008.912	20.500	11.331
	Tolfa	3.258	5.127	63,5%	57.995.187	17.801	11.312
VITERBO	Tarquinia	11.376	16.475	69,1%	219.483.201	19.294	13.322
	Blera	2.122	3.344	63,5%	35.902.935	16.919	10.737

4.8.1.4 Ricettori sensibili

L'individuazione dei ricettori sensibili (scuole, ospedali) all'interno dei territori comunali interessati dal sito di impianto, è stata effettuata consultando gli elenchi ufficiali, a livello provinciale e comunale, delle strutture presenti sul territorio.

Nello specifico, le strutture ospedaliere all'interno delle province di Viterbo e Roma, interessate dal sito in progetto, sono state ricercate all'interno dell'elenco del Ministero della Salute (Fonte: <http://www.salute.gov.it/>), che riporta strutture di ricovero pubbliche e private (accreditate e non) attive al 30.12.2016, a livello provinciale e comunale (cfr. Tabella 4.8.13).

Per quanto, invece, attiene, l'individuazione delle strutture scolastiche presenti nei territori comunali di interesse, questa è stata acquisita dall'elenco ufficiale del Ministero dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca - Ufficio Scolastico Regionale per la Lazio, per gli anni 2017-2018 (<http://www.usrlazio.it/index.php?s=1081>). Di seguito, si riporta l'elenco delle strutture di ricovero pubbliche e private (accreditate e non) attive al 30-12-2016 presenti all'interno dei comuni entro cui ricade il sito di impianto (cfr. Tabella 4.8.14).

Tabella 4.8.13 - Elenco delle strutture di ricovero pubbliche e private comuni interessati

Denominazione struttura	Indirizzo	CAP	Comune	Descrizione tipo struttura
OSPEDALE DI TARQUINIA	VIALE IGEA,1	01016	TARQUINIA	Ospedale a gestione diretta
CASA DI CURA SALUS	VIALE TRIESTE N. 97	01100	VITERBO	Casa di cura privata accreditata
NUOVA S.TERESA DEL BAMBIN GESU`	strada prov Tuscanese Km 1,7	01100	VITERBO	Casa di cura privata accreditata
VILLA IMMACOLATA	STR. SAMMARTINESE,65	01100	VITERBO	Casa di cura privata accreditata
POLO OSPEDALIERO	STRADA SAMMARTINESE	01100	VITERBO	Ospedale a gestione diretta
OSPEDALE SAN PAOLO	LARGO DONATORI DEL SANGUE	00053	CIVITAVECCHIA	Ospedale a gestione diretta
CASA DI CURA SILIGATO	VIA BUONARROTI, 54	00053	CIVITAVECCHIA	Casa di cura privata accreditata
SANTO VOLTO	VIA C. BATTISTI, 7	00058	SANTA MARINELLA	Casa di cura privata accreditata

Tabella 4.8.14 - Elenco istituzioni scolastiche nei comuni delle province di Viterbo e di Roma interessate
ISTITUZIONI SCOLASTICHE AUTONOME DELLA REGIONE LAZIO A.S. 2017-2018

CODICE SCUOLA	TIPO SCUOLA	DENOMINAZIONE	INDIRIZZO	CAP	LOCALITA'
RM1A65100C	SCUOLA DELL'INFANZIA	VIA IMMACOLATA - COMUNALE	VIA IMMACOLATA	00053	CIVITAVECCHIA
RM1M01900E	SCUOLA SECONDARIA DI I GRADO	SCUOLA MEDIA MARIA DE MATTIAS	P.ZA VERDI 1	00053	CIVITAVECCHIA
VT1A010003	SCUOLA DELL'INFANZIA	S.LUCIA FILIPPINI	VIA ROSSELLE ,23	01016	TARQUINIA
RMPL325007	LICEO LINGUISTICO	L.L. HEMINGWAY	V.TERME DI TRAIANO 54	00053	CIVITAVECCHIA
RM1E143003	SCUOLA PRIMARIA	SCUOLA ELEM.PARIF. S.SOFIA	VIA SAN GIOVANNI BOSCO, 3	00053	CIVITAVECCHIA - ROMA
RM1E05900Q	SCUOLA PRIMARIA	SCUOLA ELEM.PARIT. PREZIOSISSIMO SANGUE	PIAZZA G. VERDI, 1	00053	CIVITAVECCHIA - ROMA
VT1E00300T	SCUOLA PRIMARIA	S.LUCIA FILIPPINI	VIA ROSSELLE,23	01016	TARQUINIA
RM1E06700P	SCUOLA PRIMARIA	SCUOLA ELEM.PARIT. FIGLIE NS.SIGNORA AL M.CALVARIO	PIAZZA TRIESTE, 1	00058	S. MARINELLA - ROMA
RM1E06800E	SCUOLA PRIMARIA	SCUOLA ELEM.PARIT. S.BENEDETTO	VIA CICERONE, 25	00058	S. MARINELLA - ROMA
RM1A637006	SCUOLA DELL'INFANZIA	SCUOLA MATERNA S. SOFIA	VIA SAN GIOVANNI BOSCO 3	00053	CIVITAVECCHIA
RM1A58600E	SCUOLA DELL'INFANZIA	SCUOLA MATERNA FLAMINIA ODESCALCHI	P.ZZA TRIESTE 1	00058	SANTA MARINELLA
RM1A58700A	SCUOLA DELL'INFANZIA	SCUOLA MATERNA S. BENEDETTO	VIA CICERONE 25	00058	S.MARINELLA
RM1A588006	SCUOLA DELL'INFANZIA	SCUOLA MATERNA S. TERESA DEL BAMBIN GESU'	VIA DEL CARMELO 2	00058	S.MARINELLA
RMIS112007	ISTITUTO SUPERIORE	GUGLIELMO MARCONI	VIA CIRO CORRADETTI	00053	CIVITAVECCHIA
VT1M00500P	SCUOLA SECONDARIA DI I GRADO	S.BENEDETTO	VIA UMBERTO I, 42	01016	TARQUINIA
RM1A56000A	SCUOLA DELL'INFANZIA	SCUOLA MATERNA PIO XII	VIA RODI 12	00053	CIVITAVECCHIA
RM1A561006	SCUOLA DELL'INFANZIA	SCUOLA MATERNA ELISA CINCIARI	P.ZZA G. VERDI, 1	00053	CIVITAVECCHIA
RM1A562002	SCUOLA DELL'INFANZIA	SCUOLA MATERNA IMMACOLATA	VIA C. CALISSE 80	00053	CIVITAVECCHIA

CODICE SCUOLA	TIPO SCUOLA	DENOMINAZIONE	INDIRIZZO	CAP	LOCALITA'
RM1A222023	SCUOLA DELL'INFANZIA	COMUNALE VIA VENETO	VIA VENETO	00053	CIVITAVECCHIA
VTPM57500A	ISTITUTO MAGISTRALE	S.BENEDETTO	V.UMBERTO I 42	01016	TARQUINIA
RMIC8GN009	ISTITUTO COMPrensIVO	IC VIA BARBARANELLI	VIA BARBARANELLI,3-3A	00053	CIVITAVECCHIA
RMIC8GP001	ISTITUTO COMPrensIVO	DON LORENZO MILANI	VIA MONTANUCCI, 138	00053	CIVITAVECCHIA
RMIC8GQ00R	ISTITUTO COMPrensIVO	IC VIA XVI SETTEMBRE	VIA XVI SETTEMBRE 17	00053	CIVITAVECCHIA
RMIC8CA00G	ISTITUTO COMPrensIVO	I.C. PIAZZALE DELLA GIOVENTU, 1	P.LE DELLA GIOVENTU, 1	00058	SANTA MARINELLA

4.8.1.5 Fattori di rischio per la salute umana

In relazione ai fattori di rischio per la salute umana, con l'obiettivo di offrire una lettura più completa delle dinamiche sociali in atto, l'Istat, attraverso l'indagine Multiscopo "Aspetti della vita quotidiana", ha raccolto i dati relativi ai seguenti indicatori:

- Abitudine al fumo
- Consumo di bevande
- Indice di massa corporea e controllo del peso
- Stili alimentari

A livello regionale, si evidenziano i seguenti dati relativi agli indicatori sopra elencati (cfr. Figura 4.8.9, Figura 4.8.10, Figura 4.8.11 e Figura 4.8.12).

Misura	per 100 persone con le stesse caratteristiche									
Sesso	totale									
Territorio	persone di 14 anni e più per abitudine al fumo			persone di 14 anni e più fumatori che fumano sigarette	persone di 14 anni e più fumatori per sigarette fumate				numero medio di sigarette al giorno	
	fumatori	ex fumatori	non fumatori		fino a 5 sigarette	da 6 a 10 sigarette	da 11 a 20 sigarette	oltre 20 sigarette		
Lazio		19,1	24,2	55,8	97,7	21,7	38,9	33,6	5,8	11,8

Figura 4.8.9 - Abitudine al fumo - Fonte: ISTAT 2017

Misura	per 100 persone con le stesse caratteristiche			
Sesso	totale			
Tipo dato	persone di 11 anni e più che consumano bevande gassate	persone di 11 anni e più per consumo di alcolici fuori pasto	persone di 11 anni e più che consumano di vino	persone di 11 anni e più che consumano birra
Lazio	58,7	25,7	49,8	47,5

Figura 4.8.10 - Consumo di bevande - Fonte: ISTAT 2017

Misura	per 100 persone con le stesse caratteristiche			
Sesso	totale			
Tipo dato	persone di 18 anni e più per indice di massa corporea			
	sottopeso	normopeso	sovrappeso	obesi
Lazio	2,4	54,6	35,4	7,6

Figura 4.8.11 - Indice di massa corporea - Fonte: ISTAT 2017

Misura	per 100 persone con le stesse caratteristiche							
Tipo dato	persone di 3 anni e più per stile alimentare							
	colazione adeguata (con latte e/o del cibo)	pranzo in casa	pranzo in mensa	pranzo al ristorante o trattoria	pranzo al bar	pranzo sul posto di lavoro	pasto principale il pranzo	pasto principale la cena
Territorio								
Lazio	85,5	62,1	8,7	3,3	5,3	12,4	56,4	32,3

Figura 4.8.12 - Stili alimentari - Fonte: ISTAT 2016

Il Piano Sanitario Nazionale 2006-2008 ha indicato l'opportunità di monitorare i fattori comportamentali di rischio per la salute e la diffusione delle misure di prevenzione. Nel 2006, quindi, il Ministero della Salute ha affidato al Centro Nazionale di Epidemiologia, Sorveglianza e Promozione della Salute (CNESPS).

dell'Istituto Superiore di Sanità (ISS) il compito di sperimentare un sistema di sorveglianza della popolazione adulta dedicato a questi temi: PASSI, cioè Progressi delle Aziende Sanitarie per la Salute in Italia.

PASSI è un sistema di sorveglianza locale, con valenza regionale e nazionale. La raccolta dati avviene a livello di ASL tramite somministrazione telefonica di un questionario standardizzato e validato a livello nazionale ed internazionale.

Il *Sistema di sorveglianza Passi Rapporto regionale 2012-2015*, osserva una prevalenza più elevata di fumatori nella ASP di Viterbo si riscontrano nei giovani tra i 18 e i 34 anni. Nella provincia di Viterbo i fumatori sono il 32%, gli ex fumatori il 24% e il 44% non ha mai fumato (Cfr. Figura 4.8.13 - e Figura 4.8.15).

Nella ASL Roma 4 (ex ASL F), cui afferiscono i comuni di Civitavecchia, Santa Marinella, Tolfa e Allumiere, la percentuale dei fumatori è più alta di quella nazionale e regionale ed è del 33%, mentre gli ex fumatori sono il 17% e il 50% non ha mai fumato (Cfr. Figura 4.8.16). L'abitudine al fumo è più diffusa negli uomini che nelle donne (rispettivamente 33% e 26%), nelle persone con età inferiore ai 50 anni, nelle persone con una scolarità media e in quelle con molte difficoltà economiche riferite (41%) (Cfr. Figura 4.8.14).

Prevalenza di fumatori ASL Viterbo – PASSI 2012-15 (n = 1407)		
nei due sessi	Uomini	35%
	Donne	29%
nelle classi di età	18-24 anni	42%
	25-34 anni	42%
	35-49 anni	33%
	50-69 anni	25%
nei diversi livelli di istruzione	Nessuna/elementare	18%
	Media inferiore	37%
	Media superiore	33%
	Laurea	27%
nelle diverse situazioni economiche	Molte difficoltà	51%
	Qualche difficoltà	30%
	Nessuna difficoltà	30%
cittadinanza	Italiana	32%
	Straniera	37%

Figura 4.8.13 - Percentuale di fumatori nella ASP di Viterbo 2012-2015

Prevalenza di fumatori Regione Lazio n=12707		
nei due sessi	Uomini	33%
	Donne	26%
nelle classi di età	18-24 anni	33%
	25-34 anni	35%
	35-49 anni	31%
	50-69 anni	25%
nei diversi livelli di istruzione	Nessuna/elementare	24%
	Media inferiore	36%
	Media superiore	31%
	Laurea	21%
nelle diverse situazioni economiche	Molte difficoltà	41%
	Qualche difficoltà	30%
	Nessuna difficoltà	25%
cittadinanza	Italiana	30%
	Straniera	26%
Quanto si fuma Regione Lazio		
Sigarette fumate in media al giorno		13
Fumatori che fumano 20 o più sigarette al giorno		8%

Figura 4.8.14 - Percentuale di fumatori nella ASL 4 di Roma 2012-2015

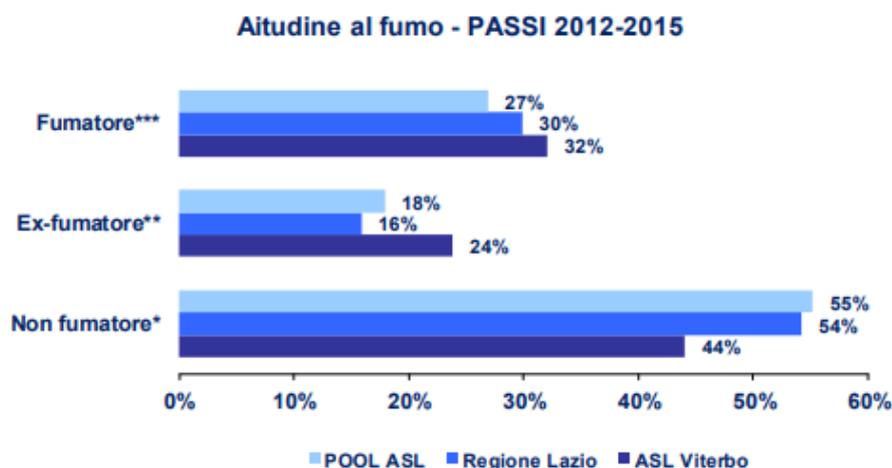


Figura 4.8.15 - Percentuale di ex-fumatori nella ASP di Viterbo 2012-2015

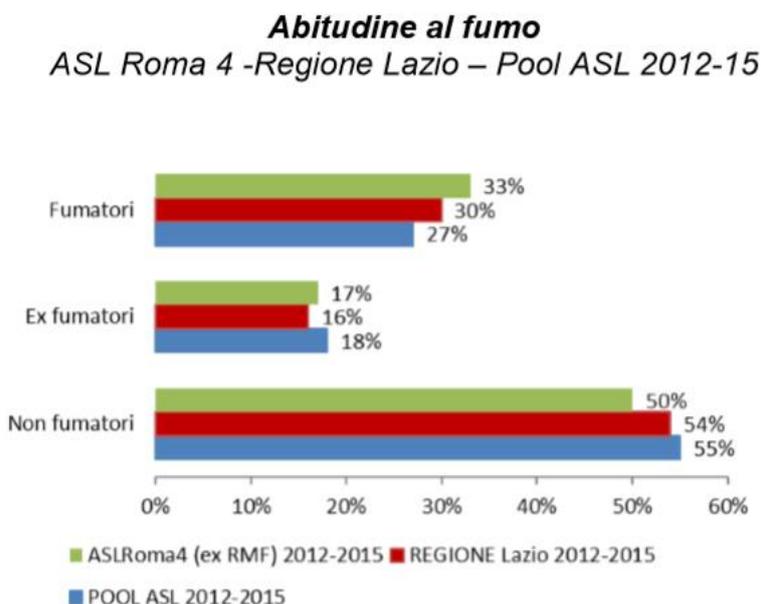


Figura 4.8.16 - Percentuale di ex-fumatori nella ASL Roma 4 2012-2015

Passi misura il consumo di alcol in unità alcoliche standardizzate (UA). L'UA corrisponde a 12 grammi di alcol puro (etanolo), quantità approssimativamente contenuta in una lattina di birra (330 ml), un bicchiere di vino (125 ml) o un bicchierino di liquore (40 ml), alle gradazioni tipiche di queste bevande. PASSI monitora diversi aspetti del consumo a maggior rischio mediante indicatori specifici:

- consumo abituale elevato: per gli uomini, più di 2 UA medie giornaliere, corrispondenti a più di 60 unità alcoliche negli ultimi 30 giorni, e per le donne, più di 1 unità alcolica media giornaliera, corrispondente a più di 30 unità alcoliche negli ultimi 30 giorni;
- consumo binge: consumo, almeno una volta negli ultimi 30 giorni, di 5 o più (per gli uomini) o 4 o più (per le donne) unità alcoliche in una singola occasione;
- consumo esclusivamente o prevalentemente fuori pasto.

Nella Provincia di Viterbo, si stima che il 63% delle persone tra i 18 e i 69 anni consumino alcol e che il 21% siano consumatori di alcol a rischio (Cfr. Figura 4.8.17). Questo comportamento è più diffuso tra gli uomini, nelle classi di età più giovani, nelle persone con un livello di istruzione alto e in quelle italiane.

Consumo di alcol a rischio (ultimi 30 giorni) ASL Viterbo – PASSI 2012-15 (n = 1407)		
nei due sessi	Uomini	30%
	Donne	13%
nelle classi di età	18-24 anni	42%
	25-34 anni	29%
	35-49 anni	17%
	50-69 anni	16%
nei diversi livelli di istruzione	Nessuna/elementare	16%
	Media inferiore	20%
	Media superiore	22%
	Laurea	24%
nelle diverse situazioni economiche	Molte difficoltà	20%
	Qualche difficoltà	19%
	Nessuna difficoltà	24%
cittadinanza	Italiana	22%
	Straniera	16%

Figura 4.8.17 - Consumo di alcol nella ASP di residenza nella provincia di Viterbo 2012-2015

Nella ASL 4 di Roma (ex ASL F), l'attitudine al consumo di alcol risulta essere maggiore tra i giovani nella fascia di età compresa tra i 18 e i 24 anni (36%). Dalla figura sottostante si nota che questa tendenza si riscontra maggiormente negli uomini (19%) che nelle donne (10%).

Non si riscontrano particolari differenze in base alle diverse difficoltà economiche (Cfr. Figura 4.8.18).

Consumo di alcol a rischio per caratteristiche socio demografiche (%)

Lazio – PASSI 2012-2015 (n = 12513)
Tot: 14,2% IC95%-13,6-14,9

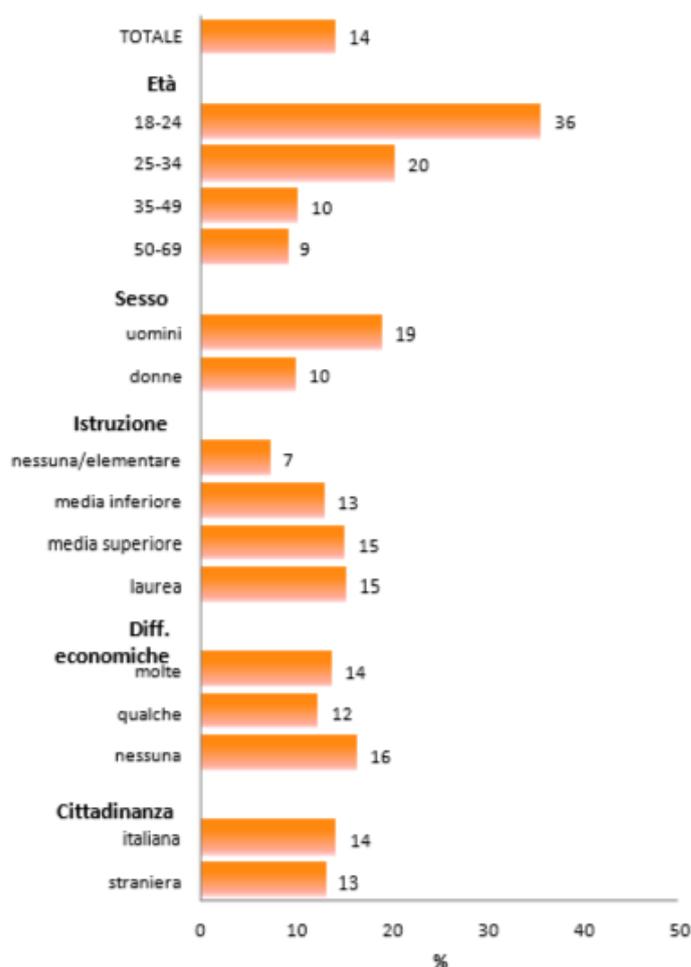


Figura 4.8.18 - Consumo di alcol nella ASL Roma 4 - 2012-2015

Nella provincia di Viterbo, la percentuale di consumatori di alcol a rischio è aumentata nel corso degli anni, passando dal 20% nel 2010 al 26% nel 2015; in particolare, sono aumentati i consumatori binge, che sono passati dal 10% al 18% (Cfr. Figura 4.8.19).

Nella ASL Roma 4 (ex ASL Roma F) è emerso che il consumo di alcol è in percentuale maggiore dai giovani (dal 16% dei 18-24enni al 5% dei 50-69enni) e dagli uomini (10% rispetto al 5% delle donne). Nella ASL Roma 4 questo comportamento del binge drinking è riferito da un numero inferiore di intervistati pari al 3% e in particolar modo dal 5% dei giovani fra i 25 e 34 anni (Cfr. Figura 4.8.20).

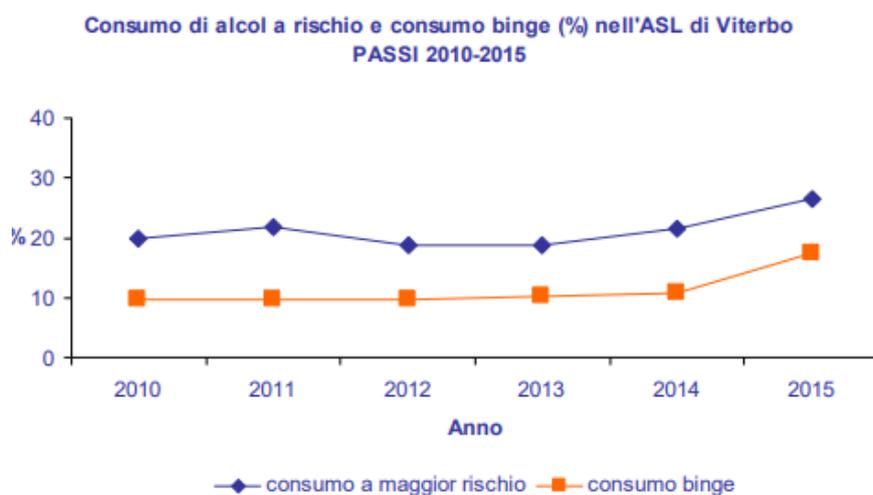


Figura 4.8.19 - Consumo di alcol nell'ASL di Viterbo – PASSI 2010-2015

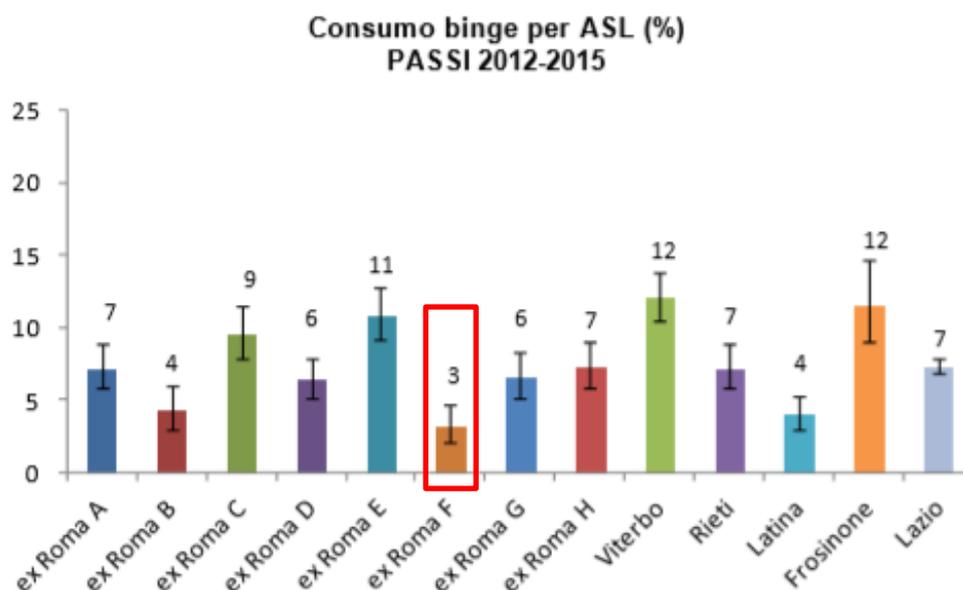


Figura 4.8.20 - Consumo binge nella ASP di residenza a livello provinciale – Regione Lazio 2012-2015

Anche la situazione nutrizionale di una popolazione è un determinante importante delle sue condizioni di salute. L'eccesso ponderale è più frequente: col crescere dell'età, negli uomini, nelle persone con basso livello di istruzione, in chi ha molte difficoltà economiche e nei cittadini italiani.

Nella provincia di Viterbo, si stima che il 45% delle persone tra i 18 e i 69 anni siano in eccesso ponderale (34% in sovrappeso e 11% obesi). L'eccesso di peso è una condizione frequente che aumenta con l'età, colpisce di più gli uomini, le persone con un basso livello d'istruzione e socialmente svantaggiate (Cfr. Figura 4.8.21)

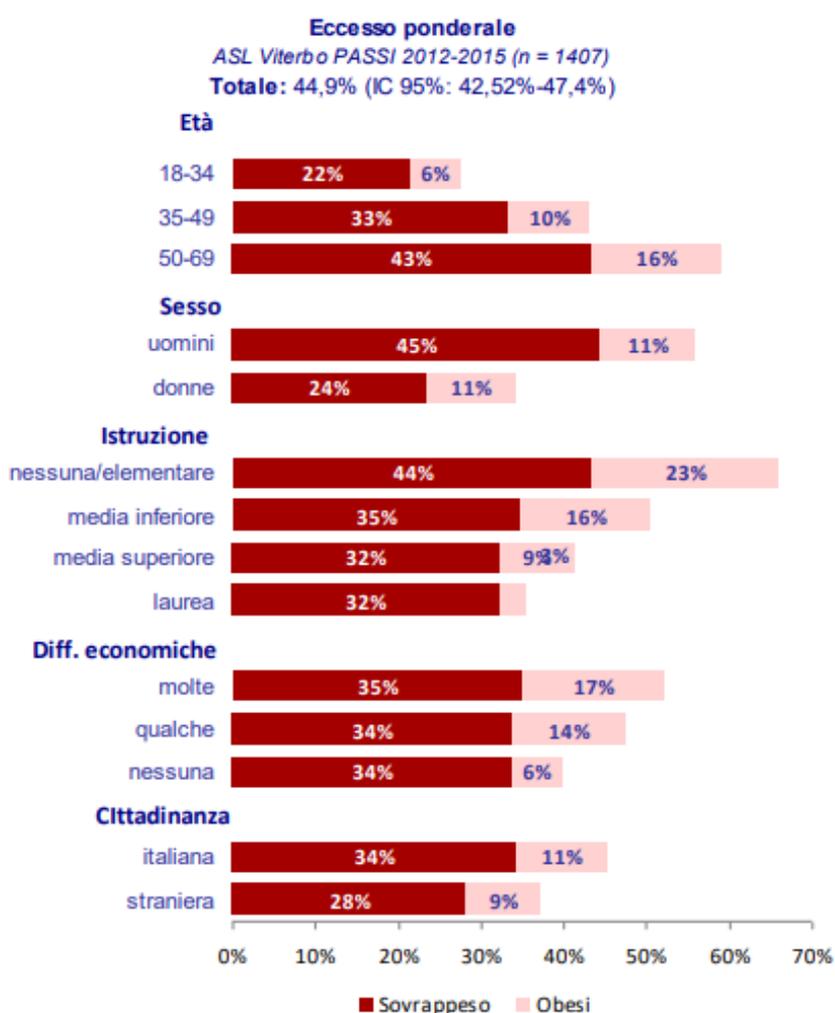


Figura 4.8.21 - Percentuale di popolazione in eccesso ponderale nella ASP di Viterbo 2012-2015

Mentre per quanto riguarda lo stato nutrizionale riferito all'ASL Roma 4 (ex ASL RMF), i dati disponibili sono relativi al Sistema Sorveglianza PASSI 2008-2012. Dalla figura sottostante si nota che più della metà della popolazione è in normopeso (58%), circa il 30% è in sovrappeso e circa il 10% è obeso (Cfr. Figura 4.8.22)

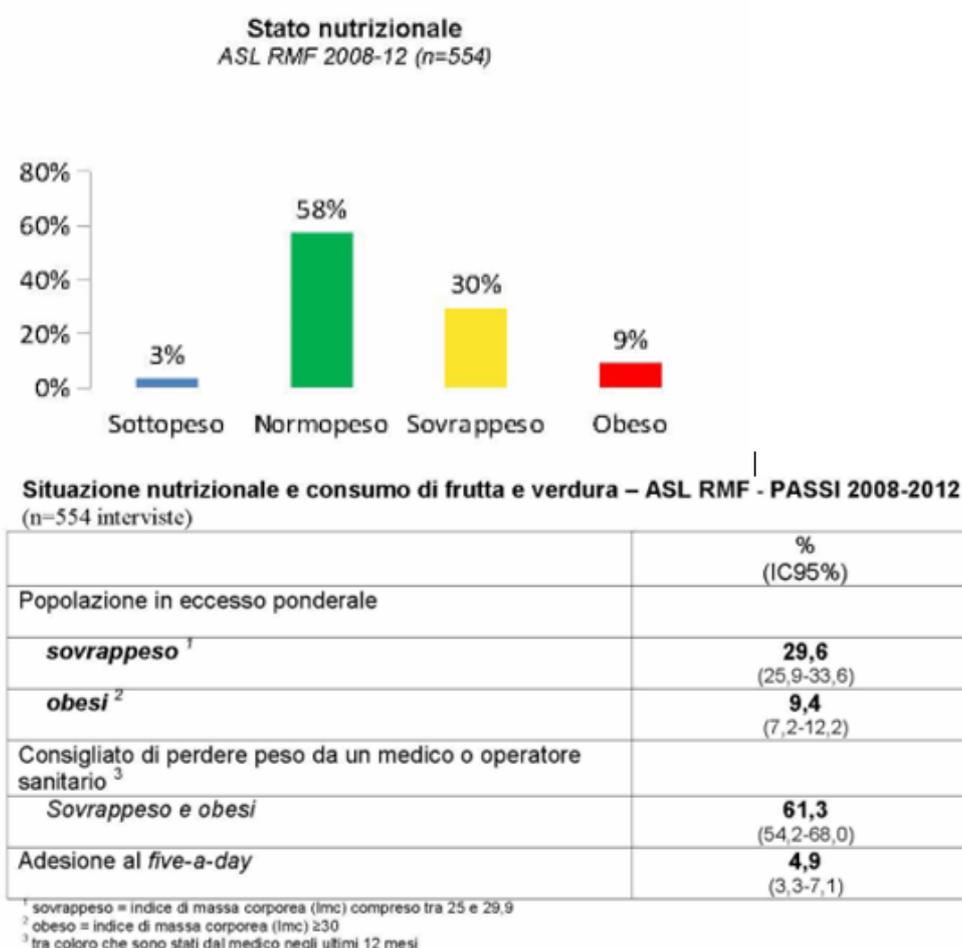


Figura 4.8.22 - Stato nutrizionale e percentuale di popolazione in eccesso ponderale nella ASL RMF 2008-2012

4.8.1.6 Analisi epidemiologica

L'analisi epidemiologica, condotta dall'Università Tor Vergata, è riportata nell'Allegato D – Valutazione di Impatto Sanitario (Allegato 2 – Valutazione dello stato di salute della popolazione dell'area di inserimento, di cui di seguito si riportano le principali conclusioni. Per ulteriori dettagli si rimanda all'Allegato citato.

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 cardiocircolatorio e SMRs<3.9 per disturbi respiratori.

4.8.2 Stima degli impatti potenziali

Nel seguito vengono definite le principali fonti di rischio per la salute pubblica. Tali fonti sono in modo particolare costituite, nel caso della tipologia di progetto in esame, prevalentemente dall'inquinamento acustico e da quello atmosferico.

Non sono state, invece, considerate ai fini dell'analisi degli impatti sulla salute pubblica le seguenti fonti di rischio:

- Produzione di radiazioni ionizzanti. Il funzionamento della Centrale non influenzerà gli attuali trascurabili livelli di radiazioni ionizzanti in aria ambiente né negli ambienti di vita e lavorativi (§4.6.1).
- Inquinamento elettromagnetico. Vista la posizione degli stalli all'interno della proprietà della Centrale, lontani da aree accessibili al pubblico, si può affermare che saranno rispettati i limiti di legge (§ 4.6.2).

Come emerso dallo studio sulla valutazione di impatto sanitario condotto dalla società ICARO per conto di Enel, 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 nel presente studio, 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.

4.8.2.1 Inquinamento del suolo e delle acque

Il sistema di gestione delle acque reflue nell'area della Centrale garantisce che non vi siano interferenze con il sistema idrico superficiale. Peraltro, la situazione proposta dal progetto prevede una riduzione del 57% delle acque scaricate a mare per il punto di scarico S2.

I fabbisogni idrici per l'esercizio del nuovo TG non impatteranno con le attuali disponibilità di approvvigionamento idrico, essendo trascurabili le quantità richieste. Il prelievo dell'acqua potabile rimarrà sostanzialmente inalterato nel futuro assetto con il nuovo TG rispetto alla situazione esistente.

L'acqua di mare prelevata nel futuro assetto con il nuovo TG potrà ridursi di circa il 60% rispetto alla situazione esistente.

In sintesi, con riferimento ai prelievi idrici, poiché si prevede una riduzione sensibile dei quantitativi prelevati, ne consegue che la nuova configurazione di progetto comporterà una riduzione dell'impatto ambientale sulla componente idrica rispetto alla configurazione autorizzata, ed in particolare sulle comunità animali e vegetali che la popolano.

4.8.2.2 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.

L'analisi condotta con la catena modellistica WRF-CALMET-CALPUFF, relativa alla fase di esercizio dell'impianto nella fase attuale ed in quella di progetto, mette in evidenza 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, in tutte le fasi che, prevedendo il funzionamento solo dei nuovi gruppi alimentati a gas naturale, azzerano le concentrazioni di biossido di zolfo e di polveri primarie e porta ad una riduzione delle concentrazioni di tutti gli altri inquinanti normati, sia nei punti di massima ricaduta che come valori medi all'interno del dominio.

La valutazione dell'impatto che l'esercizio della Centrale nel nuovo assetto determinerà sulla qualità dell'aria è riportata nell'*Allegato A – Emissioni degli inquinanti in atmosfera e valutazione delle ricadute sulla qualità dell'aria*, cui si rimanda per ulteriori dettagli.

4.8.2.3 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. I risultati di tali attività, insieme a quelli forniti dalla simulazione modellistica previsionale del rumore prodotto dalla nuova unità TN1, 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 l'insieme dei punti considerati nell'ambito della campagna sperimentale.

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.

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 per tutti 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.

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.

4.8.3 Valutazioni conclusive degli impatti

Complessivamente, in base alle considerazioni effettuate, si conferma che l'interferenza del progetto sulla popolazione potenzialmente esposta nell'area interessata dallo stesso sarà trascurabile, pertanto non si ritiene che il progetto possa modificare lo stato di salute della popolazione residente.

4.9 Impatto sul sistema ambientale complessivo e sua prevedibile evoluzione

Al fine di fornire una visione complessiva e sintetica degli effetti indotti sul sistema ambiente, si riporta elaborata la matrice fasi di progetto/componenti ambientali (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 generare un impatto positivo sul livello di occupazione locale e benefici economici diretti ed indiretti sul territorio.

Tabella 4.9.1 - Matrice degli impatti potenziali

Componenti ambientali	Sottocomponenti	Fase di costruzione	Fase di esercizio	Fase di dismissione
Atmosfera	Qualità dell'aria	NoT	P	NoT
	Fattori climatici	NoT	NoT	NoT
Ambiente idrico	Qualità delle acque superficiali	NoT	NoT	NoT
	Rischio idraulico	NoT	NoT	NoT
Suolo e sottosuolo	Occupazione di suolo	NoT	NoT	NoT
	Contaminazione dei suoli	NoT	NoT	NoT
	Produzione di rifiuti	NoT	NoT	NB
Vegetazione, flora, fauna ed ecosistemi	Vegetazione e flora	NoT	P	NoT
	Fauna ed Ecosistemi	NoT	NoT	NoT
	Patrimonio agroalimentare	NoT	NoT	NoT
Clima acustico e vibrazioni	Rumore	NoT	NoT	NoT
	Vibrazioni	NoT	NoT	NoT
Paesaggio e patrimonio culturale	Paesaggio	NoT	NB	NoT
	Patrimonio culturale	NoT	NoT	NoT
Radiazioni ionizzanti e non ionizzanti	Radiazioni ionizzanti	NoT	NoT	NoT
	Campi elettromagnetici	NoT	NoT	NoT
Salute Pubblica		NoT	NoT	NoT
Aspetti socioeconomici		P	P	P

POSITIVO modifica/perturbazione che comporta un miglioramento della qualità della componente anche nel senso del recupero delle sue caratteristiche specifiche.

NULLO O TRASCURABILE modifica/perturbazione che rientra all'interno della variabilità propria del sistema considerato.

NEGATIVO BASSO modifica/perturbazione di bassa entità, non in grado di indurre significative modificazioni del sistema considerato; le aree interessate possono essere anche mediamente estese e gli effetti temporaneamente prolungati o addirittura permanenti.

NEGATIVO MEDIO modifica/perturbazione di media entità, tale da rendere molto lento il successivo processo di recupero; gli effetti interessano aree limitate o mediamente estese, anche di pregio.

NEGATIVO ALTO modifica/perturbazione tale da pregiudicare in maniera irreversibile il recupero del sistema, anche a seguito della rimozione dei fattori di disturbo.

). In essa sono evidenziate tutte le interferenze stimate a seguito delle analisi settoriali e queste stesse sono riportate con un codice di colore che esprime il livello di impatto.

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 evidenziato che il progetto determinerà 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 SO₂ e il livello di NO_x del contributo alle immissioni al suolo, si può inoltre osservare che l'esercizio della centrale nel nuovo assetto non determini alterazioni in senso negativo 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 generare un impatto positivo sul livello di occupazione locale e benefici economici diretti ed indiretti sul territorio.

Tabella 4.9.1 - Matrice degli impatti potenziali

Componenti ambientali	Sottocomponenti	Fase di costruzione	Fase di esercizio	Fase di dismissione
Atmosfera	Qualità dell'aria	NoT	P	NoT
	Fattori climatici	NoT	NoT	NoT
Ambiente idrico	Qualità delle acque superficiali	NoT	NoT	NoT
	Rischio idraulico	NoT	NoT	NoT
Suolo e sottosuolo	Occupazione di suolo	NoT	NoT	NoT
	Contaminazione dei suoli	NoT	NoT	NoT
	Produzione di rifiuti	NoT	NoT	NB
Vegetazione, flora, fauna ed ecosistemi	Vegetazione e flora	NoT	P	NoT
	Fauna ed Ecosistemi	NoT	NoT	NoT
	Patrimonio agroalimentare	NoT	NoT	NoT
Clima acustico e vibrazioni	Rumore	NoT	NoT	NoT
	Vibrazioni	NoT	NoT	NoT
Paesaggio e patrimonio culturale	Paesaggio	NoT	NB	NoT
	Patrimonio culturale	NoT	NoT	NoT
Radiazioni ionizzanti e non ionizzanti	Radiazioni ionizzanti	NoT	NoT	NoT
	Campi elettromagnetici	NoT	NoT	NoT
Salute Pubblica		NoT	NoT	NoT
Aspetti socioeconomici		P	P	P

POSITIVO modifica/perturbazione che comporta un miglioramento della qualità della componente anche nel senso del recupero delle sue caratteristiche specifiche.

NULLO O TRASCURABILE modifica/perturbazione che rientra all'interno della variabilità propria del sistema considerato.

NEGATIVO BASSO modifica/perturbazione di bassa entità, non in grado di indurre significative modificazioni del sistema considerato; le aree interessate possono essere anche mediamente estese e gli effetti temporaneamente prolungati o addirittura permanenti.

NEGATIVO MEDIO modifica/perturbazione di media entità, tale da rendere molto lento il successivo processo di recupero; gli effetti interessano aree limitate o mediamente estese, anche di pregio.

NEGATIVO ALTO modifica/perturbazione tale da pregiudicare in maniera irreversibile il recupero del sistema, anche a seguito della rimozione dei fattori di disturbo.

5 MISURE DI MITIGAZIONE

Il progetto relativo alla realizzazione del nuovo CCGT 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.

Il funzionamento del nuovo gruppo alimentato a gas naturale, permette, per quanto riguarda le emissioni in atmosfera, una riduzione di tutte le concentrazioni dei parametri normati in fase di esercizio. 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.

È prevista l'impermeabilizzazione delle aree di esercizio della nuova unità e di tutti i corridoi tecnologici ad essa connessi, in modo da garantire la minimizzazione del rischio di contaminazione del suolo e delle acque anche in caso di sversamenti accidentali.

Per quanto riguarda la fase di cantiere, si propongono nel seguito alcune misure di mitigazione proposte al fine di ridurre al minimo gli effetti ambientali negativi provocati dalla realizzazione degli interventi in progetto.

5.1 Atmosfera e qualità dell'aria

Durante la gestione del cantiere si dovranno adottare tutti gli accorgimenti atti a ridurre la produzione e la diffusione delle polveri. Si elencano di seguito eventuali misure di mitigazione da mettere in pratica:

- effettuare una costante e periodica bagnatura o pulizia delle strade utilizzate, pavimentate e non;
- pulire le ruote dei veicoli in uscita dal cantiere e dalle aree di approvvigionamento e conferimento materiali, prima che i mezzi impegnino la viabilità ordinaria;
- coprire con teloni i materiali polverulenti trasportati;
- attuare idonea limitazione della velocità dei mezzi sulle strade di cantiere non asfaltate (tipicamente 20 km/h);
- bagnare periodicamente o coprire con teli (nei periodi di inattività e durante le giornate con vento intenso) i cumuli di materiale polverulento stoccato nelle aree di cantiere;
- innalzare barriere protettiva, di altezza idonea, intorno ai cumuli e/o alle aree di cantiere;
- limitare le demolizioni e le movimentazioni di materiali polverulenti durante le giornate con vento intenso;

- durante la demolizione delle strutture edili provvedere alla bagnatura dei manufatti al fine di minimizzare la formazione e la diffusione di polveri;
- 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.

Ai fini del contenimento delle emissioni, i veicoli a servizio dei cantieri devono essere omologati con emissioni rispettose delle normative europee più recenti.

5.2 Ambiente idrico

Non sono previste misure di mitigazione per la componente "ambiente idrico" né relativamente alla fase di cantiere, né alla fase di esercizio. L'assetto futuro dell'impianto non prevede che vi saranno interferenze significative e permanenti sull'ambiente idrico dal momento che il bilancio generale di massa dell'impianto con nuovo ciclo combinato subirà una riduzione delle acque in ingresso e degli effluenti liquidi in termini di volumi.

5.3 Suolo e sottosuolo

Per la realizzazione delle fondazioni e della struttura in progetto si adotteranno le tecnologie che minimizzano il consumo di materiali di cava e di cemento armato e di altre materie prime.

Le strutture saranno realizzate in modo da tener conto della sollecitazione sismica tipica dell'area, adottando i coefficienti sismici adeguati come previsto dalla normativa di settore.

Le aree di cantiere sono state individuate all'interno del sedime dell'impianto.

La realizzazione delle nuove opere prevede scavi e movimentazione terre con potenziale rischio di inquinamento della matrice suolo e acque sotterranee. In fase di cantiere saranno comunque predisposte tutte le modalità operative atte a minimizzare il rischio di eventuali incidenti (intesi come sversamenti accidentali) e per non aumentare i livelli di inquinamento dei suoli e delle acque sotterranee.

5.4 Rumore

Al fine della minimizzazione dell'impatto acustico, nell'impostazione delle aree di cantiere occorrerà localizzare gli impianti fissi più rumorosi alla massima distanza dai ricettori esterni.

Enel richiederà alle ditte appaltatrici l'utilizzo di macchine e attrezzature conformi alle Direttive CE (Direttiva 2000/14/CE modificata dalla Direttiva 2005/88/CE) e alla normativa nazionale (D.Lgs. 262/2002, DM 24/07/2006, Decreto MATTM 04/10/2011) e regionale vigente entro i tre anni precedenti la data di esecuzione dei lavori.

Per tutte le attrezzature, comprese quelle non considerate nella normativa nazionale vigente, dovranno comunque essere utilizzati tutti gli accorgimenti tecnicamente

disponibili per rendere meno rumoroso il loro uso (caratteristiche, oculati posizionamenti nel cantiere, ecc.) e dovranno essere attuati gli interventi manutentivi previsti.

Relativamente alle modalità operative, le imprese saranno tenute a seguire le seguenti indicazioni:

- Preferenza per le lavorazioni nel periodo diurno;
- Rispetto della manutenzione e del corretto funzionamento di ogni attrezzatura;
- Eventuale utilizzo di barriere acustiche mobili;
- Ottimizzazione della movimentazione di cantiere di materiali in entrata e uscita, con obiettivo di minimizzare l'impiego di viabilità pubblica;
- Privilegiare l'utilizzo di macchine movimento terra ed operatrici gommate, piuttosto che cingolate, con potenza minima appropriata al tipo di intervento;
- Privilegiare l'utilizzo di impianti fissi, gruppi elettrogeni e compressori insonorizzati.

Per quanto riguarda la fase di esercizio, la minimizzazione dell'impatto acustico sarà garantita dall'utilizzo di nuovi macchinari, di recente concezione, e dall'imposizione, in fase di specificazione tecnica, di adeguati limiti alla rumorosità emessa dalle apparecchiature. Già in fase progettuale saranno predisposti i necessari dispositivi e interventi di contenimento del rumore (edifici con pannellature ad elevato potere fonoisolante, silenziatori, barriere, cappottature, ecc.).

6 PROGETTO DI MONITORAGGIO AMBIENTALE

La Centrale Termoelettrica "di Torrevaldaliga Nord è dotata di un Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC), allegato al Decreto AIA vigente (DM n. 0000284/2019). Tale Piano ha la finalità di verificare la conformità dell'esercizio della Centrale alle condizioni prescritte nella stessa AIA, di cui costituisce parte integrante.

La realizzazione degli interventi in progetto comporterà una revisione e un aggiornamento del Piano di Monitoraggio in essere, 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. I nuovi camini saranno dotati di un Sistema di Monitoraggio delle Emissioni (SME) conforme agli *standard* e alla normativa attuali in materia di monitoraggio. Tale sistema misurerà in continuo le concentrazioni di O₂, NO_x, CO e l'umidità dei fumi e permetterà di calcolare le concentrazioni medie, ai fini del rispetto dei limiti autorizzati.

Per la valutazione della componente ambiente idrico si propone, quindi, di proseguire le attività di monitoraggio previste dal Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) allegato al Decreto A.I.A. vigente sopra citato e dall'attuale Piano di Monitoraggio del tratto marino costiero antistante lo scarico, volto a individuare e valutare la presenza di eventuali variazioni dovute all'esercizio della Centrale, e in particolare allo scarico delle acque di raffreddamento condensatori.

Il Piano di Monitoraggio e Controllo costituirà un valido strumento per verificare, a valle della realizzazione del progetto, che le interazioni e gli impatti siano corrispondenti a quelli identificati e valutati nel presente Studio di Impatto Ambientale.

L'Allegato F al presente documento presenta una proposta di Progetto di Monitoraggio Ambientale per le fasi realizzative e di esercizio del progetto in esame (*Allegato F – Piano di Monitoraggio Ambientale*).

7 CONCLUSIONI

Il presente Studio di Impatto Ambientale, redatto in conformità a quanto stabilito dalla normativa comunitaria, nazionale e regionale in materia di Valutazione di Impatto Ambientale, fornisce ogni informazione utile sulle possibili interferenze con le componenti ambientali delle attività di cantiere e di esercizio correlate alla realizzazione del progetto proposto.

L'intervento prevede il riutilizzo del sito e la costruzione nell'area di impianto di un ciclo combinato in configurazione due su uno, vale a dire 2 turbine a gas e relative caldaie a recupero (GVR) che si collegano a una sola turbina a vapore, taglia di circa 1.680 MW_e. L'intervento prevede tre fasi di realizzazione: le prime due prevedono l'installazione delle unità in ciclo aperto (solo turbina a gas), la terza fase prevede il completamento del ciclo combinato. Le unità esistenti a carbone saranno poste fuori servizio. Il nuovo ciclo combinato è stato progettato con i criteri più avanzati di efficienza e compatibilità ambientale e proposto nel pieno rispetto delle *Best Available Techniques Reference Document (Bref)* di settore.

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 e consentendo la decarbonizzazione del sito. Ove possibile, favorire il recupero dei materiali in una logica di economia circolare.

La configurazione finale di impianto verrà raggiunta tramite diverse fasi:

- **FASE 1:** unità turbogas 1A in ciclo aperto su camino di *by-pass*, 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.

Tale configurazione consentirà di:

- Ridurre la potenza termica a circa 2.700 MW_t, a fronte di una potenza termica ad oggi installata di 4.260 MW_t;
- Diminuire la potenza elettrica di produzione (di circa 1.680 MW_e²¹ contro i 1.980 MW_e attuali), raggiungendo un rendimento elettrico netto superiore al 60%, rispetto all'attuale 40% e riducendo contestualmente le emissioni di CO₂ di oltre il 62%;

²¹ 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.

- Ottenere una concentrazione di emissioni in atmosfera di NO_x, CO e polveri sensibilmente inferiori ai valori attuali;
- Azzerare le emissioni di SO₂ e 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.

Non sono state individuate criticità relative ai vincoli territoriali, ambientali e paesaggistici derivanti dalla normativa comunitaria, nazionale, regionale, di bacino e locale insistenti sul territorio. In particolare, poiché sono presenti delle Zone Speciali di Conservazione nel raggio di 5 km dal sito del progetto, è stato redatto lo Studio per la Valutazione di Incidenza (Allegato B al presente documento) che non ha evidenziato alcuna alterazione significativa dei fattori abiotici, della componente faunistica, vegetazionale e ecosistemica.

Ai fini del presente Studio di Impatto Ambientale, sono state analizzate le seguenti componenti ambientali ritenute significative:

- Atmosfera, per caratterizzare l'area dal punto di vista meteorologico e valutare la significatività delle emissioni generate dagli interventi proposti;
- Ambiente idrico, per valutarne la qualità attuale e a seguito della realizzazione degli interventi proposti;
- Suolo e sottosuolo, per definire le caratteristiche delle aree interessate dalle nuove configurazioni proposte e valutare l'impatto sull'uso, riuso e consumo di suolo;
- Biodiversità, in virtù delle caratteristiche di naturalità dell'area circostante il sito di centrale;
- Clima acustico, per la valutazione dell'eventuale incremento dei livelli di rumore legato alle modifiche proposte;
- Radiazioni ionizzanti e non ionizzanti, che possono avere conseguenze sulla salute pubblica in funzione delle caratteristiche proprie dell'emissione;
- Paesaggio, per ciò che concerne l'influenza delle previste attività di progetto sulle caratteristiche percettive dell'area;
- Salute pubblica, per la valutazione delle potenziali ricadute dirette ed indirette sulla popolazione.

I risultati delle analisi hanno confermato la compatibilità del progetto con le diverse componenti ambientali. In particolare, di seguito si riportano le principali conclusioni relative ai diversi comparti analizzati.

7.1 Atmosfera

Gli interventi previsti consentiranno una riduzione sostanziale delle emissioni rispetto alla situazione attuale garantendo il rispetto dei limiti previsti dalla normativa vigente. Tutti i valori stimati nello studio modellistico qui allegato (cfr. *Allegato A – Emissioni degli inquinanti in atmosfera e valutazione delle ricadute sulla qualità dell'aria*) rientrano abbondantemente 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. Gli impatti previsti sono migliorativi rispetto alla situazione attuale.

Le considerazioni relative alle attività legate alla fase di demolizione e di realizzazione del nuovo progetto, mostrano come gli impatti che potranno essere causati dalle emissioni di polveri generate in fase di cantiere sono da ritenersi non significativi, completamente reversibili e circoscritti all'area di intervento dentro il perimetro di centrale.

Sono inoltre previsti miglioramenti derivanti dall'assetto di progetto che porterà ad una sensibile riduzione di NO_x e CO, azzeramento di SO₂ e polveri, pertanto di tutte le concentrazioni dei parametri normati, sia nei punti di massima ricaduta che dei valori medi all'interno del dominio.

La realizzazione del progetto proposto consente inoltre, riducendo le emissioni di CO₂ di oltre il 62%, di ottenere un beneficio nel contrastare il cambiamento climatico.

7.2 Ambiente idrico

Per quanto riguarda la fase di cantiere, 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 producendo quindi un'interferenza non significativa, temporanea e reversibile sulla componente idrica locale.

Nella fase di esercizio, con riferimento ai prelievi idrici, poiché si prevede una riduzione sensibile dei quantitativi prelevati a seguito dell'installazione delle 2 unità a ciclo combinato, la nuova configurazione di progetto comporterà una riduzione dell'impatto ambientale sulla componente idrica rispetto alla configurazione autorizzata. In merito agli scarichi idrici si segnala che la centrale è già, attualmente, dotata di impianti di trattamento acque della tipologia ZLD (*Zero Liquid Discharge*), con il totale recupero a usi interni delle acque processate che garantisce di non scaricare in ambiente le acque di processo, ma di riutilizzarle all'interno dell'impianto. 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.

Dato che gli scarichi idrici, e in particolare quelli relativi allo scarico S2, diminuiranno sensibilmente nelle fasi 1 e 2 e si ridurranno del 60% in fase 3, e che, in ciascuna delle fasi, continueranno a essere rispettati i limiti imposti agli scarichi dall'A.I.A. vigente, ne consegue che la Centrale nel nuovo assetto di progetto non introdurrà alcun impatto ambientale aggiuntivo sulla componente idrica rispetto alla configurazione autorizzata, e in particolare sulle comunità animali e vegetali che la popolano.

7.3 Suolo e sottosuolo

Per quanto riguarda la fase di cantiere, le terre e rocce da scavo verranno riutilizzate per reinterri, riempimenti, e rimodellazioni, se idonei previa caratterizzazione ai sensi dell'art.24 del D.P.R. 120/2017. Tutto il terreno proveniente dalle attività di scavo nell'ambito dei lavori sopra descritti e non destinato al riutilizzo, sarà gestito come rifiuto. Il materiale sarà posto in apposite aree dedicate e in seguito caratterizzato ai fini dell'attribuzione del codice CER per poi essere trasportato e conferito in discariche o impianti di trattamento autorizzati secondo la normativa vigente (cfr. Piano preliminare di utilizzo delle terre e rocce escluse dalla disciplina dei rifiuti).

L'impatto potenziale nella fase di cantiere relativo alla contaminazione delle acque sotterranee e l'interferenza con la falda idrica si ritiene potenzialmente basso, viste le modalità operative previste atte a minimizzare il rischio di eventuali incidenti (intesi come sversamenti accidentali).

In fase di esercizio, non è previsto un cambio di destinazione d'uso dei luoghi, l'impatto complessivo dell'opera risulta essere sostanzialmente trascurabile.

7.4 Biodiversità

Nella fase di cantiere, l'assenza nell'area interessata di valenze e l'opportuna gestione dei reflui prevista dal progetto rendono trascurabile l'entità del potenziale impatto legato all'inquinamento idrico, atmosferico e sonoro per le componenti vegetazione, flora, fauna e ecosistemi.

Lo stesso vale per la fase di esercizio che comporterà una riduzione delle emissioni idriche e atmosferiche. 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.

7.5 Clima acustico e vibrazionale

Le analisi eseguite hanno evidenziato la piena compatibilità dell'opera con i limiti di legge in relazione all'inquinamento acustico.

Infatti, i livelli assoluti di immissione risultano, in tutti i punti considerati, minori dei relativi limiti di zona, sia in periodo diurno che notturno. Inoltre, il criterio differenziale, valutato come differenza aritmetica tra il livello di emissione *post operam* e l'analogo valore *ante operam* presso i punti rappresentativi dei ricettori risulterà ovunque minore del limite più restrittivo applicabile.

Anche l'impatto delle fasi realizzative, valutato puntualmente per quelle di preparazione del sito e di scavo, ritenute più critiche, risulterà contenuto presso i ricettori e tale da non alterare significativamente la rumorosità dei luoghi. Eventuali circoscritte fasi realizzative con lavorazioni rumorose potranno essere gestite con lo strumento della richiesta di deroga al rispetto dei limiti per attività a carattere temporaneo, da inoltrare, secondo le modalità stabilite, all'Amministrazione Comunale competente.

7.6 Radiazioni ionizzanti e non ionizzanti

L'impatto sull'esposizione della popolazione alle radiazioni ionizzanti e non ionizzanti è migliorativo rispetto al già trascurabile impatto dovuto all'assetto attuale.

7.7 Paesaggio

Dall'analisi condotta si ritiene che la realizzazione degli interventi proposti non comporti una modificazione significativa nell'ambito del paesaggio analizzato. Le opere in progetto risultano essere pienamente compatibili con gli obiettivi di qualità paesaggistica contenuti nei piani urbanistici e territoriali.

Per quanto riguarda la fase di cantiere, l'impatto sarà limitato dal fatto che l'area di intervento è contenuta all'interno del recinto della Centrale.

Per quanto riguarda la fase di esercizio il progetto proposto sarà posizionato all'interno del perimetro di centrale, localizzato in un'area industriale, inoltre saranno riutilizzate strutture esistenti.

7.8 Salute pubblica

Il progetto proposto sarà posizionato all'interno del perimetro di Centrale e gli interventi di realizzazione saranno limitati al confine attuale della Centrale. Le principali fonti di rischio per la salute pubblica sono costituite, per la tipologia di progetto in esame, prevalentemente dall'inquinamento acustico e da quello atmosferico.

Per quanto riguarda l'inquinamento atmosferico, il progetto produrrà una sostanziale diminuzione delle emissioni di inquinanti rispetto alla situazione attuale con conseguenze benefiche sulla salute pubblica.

L'opera inoltre risulta pienamente compatibile con i limiti di legge relativi all'inquinamento acustico generando un conseguente impatto trascurabile sulla salute pubblica della popolazione.

Per quanto concerne gli effetti degli interventi in progetto sullo stato di salute pubblica e la relativa analisi epidemiologica si rimanda all'Allegato D – Valutazione di Impatto Sanitario (Allegato 2 – Valutazione dello stato di salute della popolazione dell'area di inserimento).

7.9 Sommario delle lacune e difficoltà

Nel corso della predisposizione dello Studio di Impatto Ambientale non si sono presentate lacune di tipo tecnico o conoscitivo, né per la caratterizzazione dello stato attuale dell'ambiente in cui le opere andranno ad inserirsi, né per la previsione degli impatti attraverso valutazioni qualitative e/o mediante l'utilizzo di appropriati modelli di calcolo (impatto sull'atmosfera, impatto acustico, impatto elettromagnetico).

8 RIFERIMENTI NORMATIVI E BIBLIOGRAFIA

8.1 Riferimenti normativi

Valutazione ambientale

Normativa Comunitaria

Direttiva 2014/52/UE del 25 aprile 2014 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 16 aprile 2014 che modifica la direttiva 2011/92/UE concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati

Direttiva 2011/92/UE del 13 dicembre 2011 del Parlamento europeo e del Consiglio concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati

Direttiva 2003/35/CE del 26 maggio 2003 Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio che prevede la partecipazione del pubblico nell'elaborazione di taluni piani e programmi in materia ambientale e modifica le direttive del Consiglio 85/337/CEE e 96/61/CE relativamente alla partecipazione del pubblico e all'accesso alla giustizia. G.U.C.E. n. L 156 del 25 giugno 2003

Direttiva 2003/4/CE del 28 gennaio 2003 Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio sull'accesso del pubblico all'informazione ambientale e che abroga la direttiva 90/313/CEE del Consiglio. G.U.C.E. n. L 41 del 14 febbraio 2003

Direttiva 2001/42/CE del 27 giugno 2001 Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio concernente la valutazione degli effetti di determinati piani e programmi sull'ambiente. G.U.C.E. n. L 197 del 21 luglio 2001

Direttiva 97/62/CE del 27 ottobre 1997 Direttiva del Consiglio recante adeguamento al progresso tecnico e scientifico della direttiva 92/43/CEE del Consiglio relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche. G.U.C.E. L 305 dell'8 novembre 1997

Direttiva 97/49/CE del 29 luglio 1997 Direttiva della Commissione che modifica la direttiva 79/409/CEE del Consiglio concernente la conservazione degli uccelli selvatici. G.U.C.E. L 223 del 13 agosto 1997

Direttiva 97/11/CE del 3 marzo 1997 Direttiva del Consiglio che modifica la direttiva 85/337/CEE concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati. G.U.C.E. L 73 del 14 marzo 1997

Direttiva 94/24/CE del 8 giugno 1994 Direttiva del Consiglio che modifica l'allegato II della direttiva 79/409/CEE concernente la conservazione degli uccelli selvatici. G.U.C.E. n. L 164 del 30 giugno 1994

Direttiva 92/43/CEE del 21 maggio 1992 e s.m.i. Direttiva del Consiglio relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche. G.U.C.E. n. L 206 del 22 luglio 1992

Direttiva 85/337/CEE del 27 giugno 1985 e s.m.i. Direttiva del Consiglio concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati. G.U.C.E. L 175 del 5 luglio 1985

Direttiva 79/409/CEE del 2 aprile 1979 e s.m.i. Direttiva del Consiglio concernente la conservazione degli uccelli selvatici. G.U.C.E. n. L 103 del 25 aprile 1979

Normativa Nazionale

- D.Lgs. n. 104 del 16 giugno 2017 Attuazione della direttiva 2014/52/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, che modifica la direttiva 2011/92/UE, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, ai sensi degli articoli 1 e 14 della legge 9 luglio 2015, n. 114 (GU Serie Generale n.156 del 06.07.2017).
- Decreto Ministeriale n.342 del 13 dicembre 2017 - Articolazione, organizzazione, modalità di funzionamento della Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale - VIA e VAS e del Comitato Tecnico Istruttorio
- Decreto Ministeriale 30 marzo 2015 n. 52 - Linee guida per la verifica di assoggettabilità' a valutazione di impatto ambientale dei progetti di competenza delle regioni e province autonome, previsto dall'articolo 15 del decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 116 (GU Serie Generale n.84 del 11.4.2015)
- D. Lgs. n. 128 del 29 giugno 2010 Modifiche ed integrazioni al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale, a norma dell'articolo 12 della legge 18 giugno 2009, n. 69 Suppl. n. 184 alla G.U. n. 186 del 11 agosto 2010
- D.Lgs. n.4 del 16 gennaio 2008 Ulteriori disposizioni correttive ed integrative del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale. Suppl. alla G.U. n. 24 del 29 gennaio 2008. M. 5 luglio 2007
- D.M. 5 luglio 2007 Elenco dei siti di importanza comunitaria per la regione biogeografica mediterranea in Italia, ai sensi della direttiva 92/43/CEE. Suppl. alla G.U. n. 170 del 24 luglio 2007
- D.M. 5 luglio 2007 Elenco delle zone di protezione speciale (ZPS) classificate ai sensi della direttiva 79/409/CEE. Suppl. alla G.U. n. 170 del 24 luglio 2007
- D.Lgs. n. 152 del 3 aprile 2006 e s.m.i. Norme in materia ambientale Parte seconda: Procedure per la valutazione ambientale strategica (Vas), per la valutazione dell'impatto ambientale (Via) e per l'autorizzazione integrata ambientale (Ippc). Suppl. alla G.U. n. 88 del 14 aprile 2006

Normativa Regionale

- Legge Regionale Dicembre 2011, n. 16, Norme in materia ambientale e di fonti rinnovabili
- Deliberazione della Giunta regionale n. 132 del 27/02/2018 Disposizioni operative per lo svolgimento delle procedure di valutazione di impatto ambientale a seguito delle modifiche al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 introdotte dal decreto legislativo 16 giugno 2017, n. 104

Energia

Normativa Comunitaria

- Comunicazione del 22 gennaio 2014 della commissione al parlamento europeo, al consiglio, al comitato economico e sociale europeo e al comitato delle regioni: il quadro per le politiche dell'energia e del clima per il periodo dal 2020 al 2030.
- Direttiva 2012/27/UE del Parlamento europeo e del Consiglio sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE, stabilisce un quadro comune di misure per la promozione

dell'efficienza energetica nell'Unione al fine di garantire il conseguimento dell'obiettivo principale relativo all'efficienza energetica del 20% entro il 2020.

Direttiva 2010/30/UE del 19 maggio 2010 del Parlamento europeo e del Consiglio, concernente l'indicazione del consumo di energia e di altre risorse dei prodotti connessi all'energia, mediante l'etichettatura ed informazioni uniformi relative ai prodotti

Direttiva 2009/125/CE del 21 ottobre 2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, relativa all'istituzione di un quadro per l'elaborazione di specifiche per la progettazione ecocompatibile dei prodotti connessi all'energia

Direttiva 2010/31/UE del 19 maggio 2010 del Parlamento europeo e del Consiglio, sulla prestazione energetica nell'edilizia

Direttiva 2009/28/CE Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE

Direttiva 2006/32/CE Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 aprile 2006, concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia ed i servizi energetici e recante abrogazione della direttiva 93/76/CEE del Consiglio (G.U.C.E. L 114 del 27 aprile 2006)

Direttiva 2005/32/CE Direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 6 luglio 2005, relativa all'istituzione di un quadro per l'elaborazione di specifiche per la progettazione ecocompatibile dei prodotti che consumano energia e recante modifica della direttiva 92/42/CEE del Consiglio e delle direttive 96/57/CE e 2000/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio (G.U.C.E. L 191 del 22 luglio 2005)

Direttiva 2004/8/CE Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 febbraio 2004, sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia e che modifica la direttiva 92/42/CEE (G.U.C.E. L 52 del 21 febbraio 2004)

Direttiva 2002/91/CE Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 dicembre 2002, sul rendimento energetico nell'edilizia (G.U.C.E. L 1 del 4 gennaio 2003)

Direttiva 2001/77/CE Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio, del 27 settembre 2001, sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità (G.U.C.E. L 283 del 27 ottobre 2001)

Direttiva 2009/72/CE relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica;

Direttiva 2009/73/CE relativa a norme comuni per il mercato del gas naturale;

Regolamento 713/2009 che istituisce una Agenzia per la cooperazione tra i regolatori nazionali dell'energia;

Regolamento 714/2009 relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica;

Regolamento 715/2009 relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale.

Normativa Nazionale

- D.P.R. 26 agosto 1993, n. 412 - Regolamento recante norme per la progettazione, l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici ai fini del contenimento dei consumi di energia, in attuazione dell'art. 4, comma 4, della legge 9 gennaio 1991, n. 10 (Suppl. alla G.U. n. 242 del 14 ottobre 1993)
- Decreto interministeriale 26 giugno 2015 Adeguamento linee guida nazionali per la certificazione energetica degli edifici.
- Decreto interministeriale 26 giugno 2015 Applicazione delle metodologie di calcolo delle prestazioni energetiche e definizione delle prescrizioni e dei requisiti minimi degli edifici.
- Decreto interministeriale 26 giugno 2015 Schemi e modalità di riferimento per la compilazione della relazione tecnica di progetto ai fini dell'applicazione delle prescrizioni e dei requisiti minimi di prestazione energetica negli edifici.
- Decreto Legge 4 giugno 2013, n. 63 convertito, con modificazioni, nella Legge 3 agosto 2013, n. 90
- Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 - Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità (Suppl alla G.U. n. 25 del 31 gennaio 2004)
- Decreto Legislativo 29 dicembre 2006, n. 311 - Disposizioni correttive ed integrative al decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, recante attuazione della direttiva 2002/91/CE, relativa al rendimento energetico in edilizia (Suppl. alla G.U. n. 26 del 1 febbraio 2007)
- Decreto legislativo 29 marzo 2010, n. 56 - Modifiche ed integrazioni al decreto 30 maggio 2008, n. 115, recante attuazione della direttiva 2006/32/CE, concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante abrogazioni della direttiva 93/76/CEE (G.U. n. 92 del 21 aprile 2010)
- Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e s.m.i. - Norme in materia ambientale (G.U. n. 88 del 14 aprile 2006)
- Decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 - Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE (Gazzetta Ufficiale n. 71 del 28 marzo 2011 - Suppl. Ordinario n. 81)
- Decreto Legislativo 30 maggio 2008, n. 115 - Attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE. (G.U. n. 154 del 3 luglio 2008)
- Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 - Attuazione della direttiva 2004/8/Ce sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energie (G.U. n. 54 del 6 marzo 2007)
- Decreto ministeriale 10 settembre 2010- Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili (G.U. n. 219 del 18 settembre 2010)
- Decreto Ministeriale 18 dicembre 2008 - Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 2, comma 150, della legge 24 dicembre 2007, n. 244. (G.U. n. 1 del 2 gennaio 2009)

- Decreto Ministeriale 19 febbraio 2007 - Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'articolo 7 del D.Lgs. 29 dicembre 2003, n. 387. (G.U. n. 45 del 23 febbraio 2007)
- Decreto Ministeriale 20 luglio 2004 - Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'art. 9, comma 1, del D.Lgs. 16 marzo 1999, n. 79. (G.U. n. 205 del 1° settembre 2004)
- Decreto Ministeriale 20 luglio 2004 - Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili, di cui all'art. 16, comma 4, del D.Lgs. 23 maggio 2000, n. 164. (G.U. n. 205 del 1° settembre 2004)
- Decreto ministeriale 5 maggio 2011 - Incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici (c.d. "quarto conto energia") (G.U. n. 109 del 12 maggio 2011)
- Decreto ministeriale del 28 dicembre 2012 Determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere perseguiti dall'impresa di distribuzione dell'energia elettrica e il gas per gli anni dal 2013 al 2016 e per il potenziamento del meccanismo dei certificati bianchi
- Decreto ministeriale del 28 dicembre 2012 Incentivazione della produzione di energia termica da fonti rinnovabili ed interventi di efficienza energetica di piccole dimensioni
- Decreto ministeriale del 5 dicembre 2013 Modalità di incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale
- Decreto ministeriale del 6 luglio 2012 Incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici – Attuazione articolo 24 del D.Lgs. n. 28/2011
- Decreto Ministero dello Sviluppo economico del 10 febbraio 2014 Modelli di libretto di impianto per la climatizzazione e di rapporto di efficienza energetica di cui al decreto del Presidente della Repubblica n. 74/2013
- Direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE
- Legge 23 agosto 2004, n. 239 - Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia. (G.U. n. 215 del 13 settembre 2004)
- Legge 23 luglio 2009, n. 99 - Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia (G.U. n. 176 del 31 luglio 2009)
- Legge 9 aprile 2002, n. 55 - Conversione in legge, con modificazioni, del D.L. 7 febbraio 2002, n. 7, recante misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale. (G.U. n. 84 del 10 aprile 2002)
- Legge 9 gennaio 1991, n. 10 - Norme per l'attuazione del Piano Energetico Nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia (Suppl. alla G.U. n. 13 del 16 gennaio 1991)
- Piano nazionale integrato per l'energia e il clima per il periodo 2021-2030 (PNIEC), pubblicato il 31 dicembre 2018 dal MISE, documento attualmente in fase di

osservazione, il termine della quale è previsto per il 5 settembre 2019, e la cui approvazione è prevista entro il dicembre 2019.

Quadro strategico 2019-2021 di ARERA, approvato con Deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente n. 242/2019/A del 18 giugno 2019.

Recepimento direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica in edilizia e proroga detrazioni fiscali del 55% e 50% per efficientamento energetico e ristrutturazioni degli edifici Decreto del Presidente della Repubblica n. 74 del 16 Aprile 2013

Regolamento (UE) 2019/941 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE

Regolamento (UE) 2019/942 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia

Regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 sul mercato interno dell'energia elettrica

Regolamento recante definizione dei criteri generali in materia di esercizio, conduzione, controllo, manutenzione e ispezione degli impianti termici per la climatizzazione invernale ed estiva degli edifici e per la preparazione dell'acqua calda per usi igienici e sanitari, a norma dell'articolo 4, comma 1, lettere a) e c), del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192

Normativa Regionale

Deliberazione Giunta Regionale – n. 656 del 17/10/2017 - Adozione della proposta del nuovo "Piano Energetico Regionale" (PER Lazio)

Legge Regionale n. 7 del 22 ottobre 2018, Disposizioni per la semplificazione e lo sviluppo regionale - Stralcio - Energie rinnovabili - Efficientamento energetico - Attestati prestazione energetica - Impianti termici - Acque reflue – Rifiuti

Legge regionale n. 16 del 2011: "Norme in materia ambientale e di fonti rinnovabili".

Delibera Giunta Regionale 13.01.2010, n. 16: Nuove Linee Guide per gli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Delibera Giunta Regionale 18 luglio 2008 n.517: Approvazione delle "Linee guida per lo svolgimento del procedimento unico, relativo alla installazione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, di cui al decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 ed alla legge regionale 23 novembre 2006, n. 18."

Paesaggio e territorio

Normativa Nazionale

D.P.C.M. 12 dicembre 2005 (relazione paesaggistica) Individuazione della documentazione necessaria alla verifica della compatibilità paesaggistica degli interventi proposti, ai sensi dell'articolo 146, comma 3, del Codice dei beni culturali e del paesaggio di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42

Decreto del Ministro dell'Ambiente 20 gennaio 1999, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, serie generale, n. 23 del 9 febbraio 1999, recante modificazioni degli allegati A e B del D.P.R. 8 settembre 1997, n. 357. Riporta gli

elenchi di habitat e specie aggiornati dopo l'accesso nell'Unione di alcuni nuovi Stati.

Decreto del Presidente della Repubblica 13 febbraio 2017, n. 31 Regolamento recante individuazione degli interventi esclusi dall'autorizzazione paesaggistica o sottoposti a procedura autorizzatoria semplificata (G.U. 22 marzo 2017, n. 68)

Decreto del Presidente della Repubblica 8 settembre 1997, n. 357. di recepimento della direttiva 92/43/CEE (Direttiva Habitat) relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali, nonché della flora e della fauna selvatiche, pubblicato sulla G.U. serie generale n. 248 del 23 ottobre 1997.

Decreto del Presidente della Repubblica 9 luglio 2010, n. 139 Regolamento recante procedimento semplificato di autorizzazione paesaggistica per gli interventi di lieve entità, a norma dell'articolo 146, comma 9, del decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, e successive modificazioni

Decreto Legislativo 22 gennaio 2004, n. 42 "Codice dei beni culturali e del paesaggio ai sensi dell'art. 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137"

Decreto Legislativo 26 marzo 2008, n. 63 "Ulteriori disposizioni integrative e correttive del decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, in relazione al paesaggio"

Legge 28 febbraio 1985, n. 47 Norme in materia di controllo dell'attività urbanistico-edilizia, sanzioni, recupero e sanatoria delle opere abusive

Legge 344 dell'8 ottobre 1997 Disposizioni per lo sviluppo e la qualificazione degli interventi e dell'occupazione in campo ambientale

Legge 394/91 del 6 dicembre 1991 Legge quadro sulle aree protette

Legge 426/98 del 9 dicembre 1998 Nuovi interventi in campo ambientale

Legge 9 gennaio 2006, n. 14 Ratifica ed esecuzione della Convenzione europea sul paesaggio, fatta a Firenze il 20 ottobre 2000

Legge 979/82 del 31 dicembre 1982 -Disposizioni per la difesa del mare

Legge n. 157 dell'11 febbraio 1992 di recepimento della Direttiva 79/409/CEE (Direttiva Uccelli) pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, serie generale, n. 46 del 25 febbraio 1992. Contiene norme per la protezione della fauna selvatica omeoterma e per il prelievo venatorio.

Ordinanza della Presidenza del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 marzo 2003 "Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica" pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale del 8 maggio 2003

Regionale

Decreto AIA prot. DSA-DEC-2009-0000970 del 03/08/2009

Decreto di Autorizzazione del Ministero dello Sviluppo Economico (DEC 55/02/2003 del 24.12.2003)

DECRETO LEGISLATIVO 16 marzo 2009, n. 30 Attuazione della direttiva 2006/118/CE, relativa alla protezione delle acque sotterranee dall'inquinamento e dal deterioramento. (09G0038) (GU Serie Generale n.79 del 04-04-2009)

- DECRETO LEGISLATIVO 3 aprile 2006, n. 152 Norme in materia ambientale. (GU Serie Generale n.88 del 14-04-2006 - Suppl. Ordinario n. 96)
- Decreto segretario generale Autorità dei bacini del Lazio n.8 del 30/11/2015 – “Piano di Gestione del rischio alluvioni “.
- Deliberazione del Consiglio Regionale n. 17 del 4/4/2012 (BUR n. 21 del 7/6/2012, S.O. n. 35) “Piano stralcio per l’Assetto Idrogeologico (P.A.I.). Approvazione”
- Deliberazione Giunta Regionale - numero 497 del 03/07/2007 Attivazione e disposizioni per l'organizzazione della Rete regionale per il monitoraggio dello stato di conservazione degli habitat e delle specie della flora e della fauna (Direttiva 92/43/CEE, LR 29/97)
- DGR n.536 del 15/09/2018 - Nuova zonizzazione del territorio regionale e classificazione delle zone e agglomerati ai fini della valutazione della qualità dell'aria
- Legge Regionale - numero 29 del 06/10/1997 Norme in materia di aree naturali protette regionali
- Legge Regionale 1/03/2000 – N.15 “Tutela delle risorse genetiche autoctone di interesse agrario”
- Legge Regionale 18 luglio 2017, n. 7 Disposizioni per la rigenerazione urbana e per il recupero edilizio
- LEGGE REGIONALE 22 dicembre 1999, n. 38 “Norme sul governo del territorio” e s.m.i.
- Legge Regionale n. 24/98 Pianificazione paesistica e tutela dei beni e delle aree sottoposti a vincolo paesistico.
- Parere 1200 12/4/2013 CTVIA
- Parere 855 20/1/2012 CTVIA
- Piano di Gestione del Distretto Idrografico dell'Appennino Centrale adottato dal Comitato Istituzionale dell'Autorità di Bacino del Fiume Tevere il 24 febbraio 2010
- Piano di gestione dei rifiuti del Lazio, approvato con Deliberazione del Consiglio Regionale n. 12 del 18/01/2012.
- PIANO REGOLATORE GENERALE del Comune Civitavecchia, variante approvata nell'anno 2005.
- PIANO TERRITORIALE PAESAGGISTICO REGIONALE della Regione Lazio, adottato dalla Giunta Regionale con atti n. 556 del 25 luglio 2007 e n. 1025 del 21 dicembre 2007.
- PIANO TERRITORIALE PAESISTICO N. 2 - LITORALE NORD, approvato con LL.RR. 6 luglio 98 nn. 24 e 25.
- PIANO TERRITORIALE REGIONALE PROVINCIALE dell’area metropolitana di Roma, approvato con D.C.P. n 1 del 18 gennaio 2010.

8.2 Fonti

AA.VV., Linee nel paesaggio, Utet, Torino, 1999

ARPA LAZIO (2017) - Stato Chimico dei Corpi Idrici Sotterranei, Periodo di monitoraggio 2015-2017

ARPA LAZIO (2017) - Stato Ecologico e Stato Chimico dei Corpi Idrici Marino Costieri, Periodo di monitoraggio 2015-2017

ASL Viterbo: Il consumo di alcol nella provincia di Viterbo I dati del sistema di sorveglianza PASSI 2012-15

ASL Viterbo: L'abitudine al fumo nella provincia di Viterbo. I dati del sistema di sorveglianza PASSI 2012-15

ASL Viterbo: Stato nutrizionale nella provincia di Viterbo. I dati del sistema di sorveglianza PASSI 2012-15

Città Metropolitana di Roma Capitale: Rapporto Statistico sull'Area Metropolitana Romana -2017 --Le Dotazioni Strutturali

Classificazione acustica del territorio comunale di Civitavecchia, con Delibera del Consiglio Comunale n. 102 del 28/12/2006

Clementi A. (a cura di), Interpretazioni di paesaggio, Meltemi, Roma, 2002

Colombo G. e Malcevschi S., Manuali AAA degli indicatori per la valutazione di impatto ambientale, volume 5 "Indicatori del paesaggio".

Convenzione Europea del Paesaggio, aperta alla firma il 20 ottobre 2000 a Firenze e ratificata dal Parlamento Italiano con Legge n. 14 del 9 gennaio 2006.

Decreto A.I.A DM. 0000284/2019 del 30/09/2019.

Decreto segretario generale Autorità dei bacini del Lazio n.8 del 30/11/2015 – "Piano di Gestione del rischio alluvioni ".

Deliberazione del Consiglio Regionale n. 17 del 4/4/2012 (BUR n. 21 del 7/6/2012, S.O. n. 35) "Piano stralcio per l'Assetto Idrogeologico (P.A.I.). Approvazione"

Dematteis G., Contraddizioni dell'agire paesaggistico, in G. Ambrosini et al, (a cura di), Disegnare paesaggi costruiti, F. Angeli, Milano, 20002

Di Fidio M., Difesa della natura e del paesaggio, Pirola, Milano, 1995

Documento CESI B3033391 CENTRALE TERMOELETTRICA DI TORREVALDALIGA NORD (2014) - Piano di monitoraggio dell'ambiente marino antistante la centrale

Documento CESI B9005264 CENTRALE DI TORREVALDALIGA NORD - Monitoraggio relativo agli effetti dello scarico termico e della conversione a carbone della Centrale - Rapporto finale monitoraggio marino anno 2018

Documento di Economia e Finanza Regionale 2019-2021 (DEFR) 2014-2020 approvato con Deliberazione del Consiglio Regionale 18 dicembre 2018, n. 199

ENEL (2018) Centrale termoelettrica Enel Produzione SpA "Torrevaldaliga Nord" di Civitavecchia (RM) Decreto AIA DEC/MIN/-0000114 del 05/04/2013. Trasmissione Rapporto annuale 2017 e dichiarazione di conformità.

Enel Produzione S.p.A. - UB Torrevaldaliga Nord - Relazione monitoraggi trimestrali acque – anno 2017.

Enel Produzione S.p.A. - UB Torrevaldaliga Nord - Studio di approfondimento della qualità delle acque di falda - Relazione finale delle attività, 3/10/2016 e relativa nota d’invio Enel-PRO-30/09/2016-0032838;

Fabrizi P., Natura e cultura del paesaggio agrario, CittàStudi, Milano, 1997

Gambino R., Conservare. Innovare. Paesaggio, ambiente, territorio, UTET, Torino, 1998

Ingegnoli V., Fondamenti di ecologia del paesaggio, CittàStudi, Milano, 1993

Lanzani A., I paesaggi italiani, Meltemi, Roma, 2003

Libro Verde approvato dalla Commissione Europea nel 2013

Libro Verde sull’energia pubblicato dalla Commissione Europea nel 2006

Marchetti R., Ecologia applicata, Città Studi edizioni, 1998

Mennella C.; Il clima d’Italia, Fratelli Conte Editori, Napoli 1973

Nota Enel-PRO-06/03/2017-0008420 decreto DEC-MIN 0000114 del 05/04/2013 - Autorizzazione Integrata Ambientale per l'esercizio della centrale termoelettrica di Torrevaldaliga Nord, in Comune di Civitavecchia - Monitoraggio delle acque sotterranee di cui al Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC). Integrazione comunicazione superamento CSC ai sensi dell'art. 245 del D.Lgs 152/06 e ss.mm.ii. per il parametro Nichel

Note illustrative Carta Geologica d’Italia, Foglio 142 – Civitavecchia

Peano A. (a cura di), (2011), Fare paesaggio. Dalla pianificazione di area vasta all'operatività locale, Alinea Editrice, Firenze

Per la descrizione dell’ambiente idrico è stato consultato il materiale reperito dalla bibliografia disponibile il cui elenco è il seguente:

Piano di Assetto Idrogeologico (P.A.I.) dell’Autorità dei Bacini Regionali del Lazio approvato con Deliberazione del Consiglio Regionale n. 17 del 04/04/2012.

Piano di Azione Nazionale (PAN) sulle fonti rinnovabili, trasmesso dal Ministro dello sviluppo economico alla Commissione europea nel mese di luglio 2010, redatto dall'Italia in attuazione dell'articolo 4 della direttiva 2006/32/CE e della decisione 30 giugno 2009, n. 2009/548/CE – 2010

Piano di risanamento della Qualità dell’Aria, approvato con deliberazione del Consiglio Regionale 10 dicembre 2009, n. 66

Piano di Tutela delle Acque (PTA) della Regione Lazio approvato con Deliberazione del Consiglio Regionale n. 42 del 27 settembre 2007; Aggiornamento del Piano di Tutela delle Acque Regionali (PTAR) adottato con DGR n. 819 del 28/12/2016

Piano Energetico Regionale (PEAR) della Regione Lazio, adottato con deliberazione della Giunta regionale n. 656 del 17 ottobre 2017.

Piano Regolatore Generale di Civitavecchia approvato con DPR del 1968

Piano Strategico Europeo per le tecnologie energetiche (Piano SET), adottato dalla Commissione Europea nel settembre 2015;

- Piano territoriale di coordinamento paesistico della Regione Lazio adottato con delibera della giunta regionale n.556 del 25 luglio 2007;
- Piano Territoriale Paesistico n. 2 - Litorale Nord -approvato con LL. RR. – 6 luglio 98
- Piano Territoriale Provinciale Generale (PTPG), approvato dal Consiglio Provinciale in data 18 gennaio 2010 con Delibera n. 1.
- Pignatti S., Ecologia del paesaggio, UTET, 1994.
- Pignatti S., Flora d'Italia. Edagricole, Bologna, 1982.
- Progetto di Piano di Gestione del Rischio Alluvioni dell'UoM Autorità dei bacini regionali del Lazio, datato 30 novembre 2015
- Regione Lazio – Agenzia Regionale Parchi, 2011. Carta delle formazioni naturali e seminaturali della Regione Lazio mediante approfondimento a IV e V livello Corine Land Cover della Carta dell'Uso del Suolo della Regione Lazio.
- Regione Lazio (2016) – Deliberazione Giunta Regionale numero 819 del 28/12/2016: Adozione dell'aggiornamento del Piano di Tutela delle Acque Regionale (PTAR) in attuazione al D.lgs.152/2006 e ss. mm. ii.
- Regione Lazio, ARPA LAZIO (2018) – Bollettino acque di balneazione
- Regione Lazio: Il consumo di ALCOL nel Lazio. I dati del Sistema di sorveglianza PASSI 2012-2015
- Regione Lazio: L'abitudine al fumo nel Lazio I dati del sistema di sorveglianza PASSI 2012-15
- Strategia Energetica Nazionale (SEN), adottato con Decreto dei Ministeri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, del 10 novembre 2017
- Studio Idrogeotecnico Associato – Studio geologico, geomorfologico ed idrogeologico del territorio comunale di Civitavecchia – PRG Civitavecchia
- Tonelli W. Relazione vegetazionale. Stato vegetazionale dei bacini e Protezione fornita dalla vegetazione. In Piano Regionale di Tutela delle Acque della Regione Lazio, approvato con Delibera del Consiglio Regionale n. 42 del 27 settembre 2007.
- Unita' di Business Torrevaldaliga Nord - Piano di Monitoraggio e Controllo della falda: "Nota tecnica sulla freaticmetria dell'anno 2017" del 24/4/2018AA.VV., La pianificazione del paesaggio e l'ecologia della città, Alinea, Firenze, 2000
- VISMARA R., Ecologia applicata, Hoepli, Milano, 1992.

8.3 Sitografia

<http://aia.minambiente.it>

<http://dati.lazio.it>

<http://dati-censimentopopolazione.istat.it/>

<http://demo.istat.it/pop2017/>

<http://geoportale.ispra.it/>

<http://ptpg.cittametropolitanaroma.gov.it/>
<http://static.cittametropolitanaroma.gov.it/>
<http://vincoliinrete.beniculturali.it/>
<http://vincoliinretegeo.beniculturali.it/vir/vir/vir.html>
<http://www.arpalazio.gov.it>
<http://www.aslrmf.it>
<http://www.cittametropolitanaroma.gov.it>
<http://www.civitavecchia.com>
<http://www.civitavecchia.gov.it/amm-trasparente/piano-regolatore-generale/>
<http://www.consiglio.regione.lazio.it/consiglio-regionale/?vw=leggiregionalidettaglio&id=8357&sv=vigente>
<http://www.epicentro.iss.it/>
<http://www.ingv.it>
<https://www.istat.it>
<http://www.lazioturismo.it>
<http://www.minambiente.it/>
<http://www.minambiente.it/pagina/aree-naturali-protette>
<http://www.minambiente.it/pagina/inventario-nazionale-degli-stabilimenti-rischio-di-incidente-rilevante-0>
<http://www.minambiente.it/pagina/rete-natura-2000>
<http://www.paesionline.it>
<http://www.parc.beniculturali.it>
<http://www.pcn.minambiente.it/viewer/index.php?project=natura>
<http://www.regione.lazio.it>
<http://www.salute.gov.it/>
<http://www.sinanet.isprambiente.it/>
<http://www.sitap.beniculturali.it/>
<http://www.usrlazio.it/index.php?s=1081>