

REGIONE SARDEGNA
PROVINCE DI ORISTANO E NUORO
Suni(OR) - Sindia (NU) - Macomer (NU)

LOCALITA' "S'ena e Cheos ", "Tiruddone", "Ferralzos"

PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE EOLICA E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE - 7 AEROGENERATORI

Sezione SIA:
STUDIO IMPATTO AMBIENTALE

Titolo elaborato:
STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE – QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO

N. Elaborato: **SIA01**

Scala: -

Proponente

ORTA ENERGY 9 Srl

*Largo Guido Donegani, 2
CAP 20121 Milano (MI)
P.Iva 11898400962*

Amministratore
Francesco DOLZANI

Progettazione



sede legale e operativa
San Martino Sannita (BN) Loc. Chianarile snc Area Industriale
sede operativa
Lucera (FG) via A. La Cava 114
P.IVA 01465940623
Azienda con sistema gestione qualità Certificato N. 50 100 11873



Progettista
Dott. Ing. Nicola Forte



Rev.	Data	Elaborazione	Approvazione	Emissione	DESCRIZIONE
00	LUGLIO 2023	TC sigla	PR sigla	NF sigla	Emissione progetto definitivo
Nome File sorgente		ES.SUN01.SIA01.R00.doc	Nome file stampa	ES.SUN01.SIA01.R00.pdf	Formato di stampa A4

INDICE

1	INTRODUZIONE.....	2
1.1	Premessa.....	2
1.2	La proposta di progetto di Orta Energy 9 S.r.l.....	2
1.3	Aspetti autorizzativi riferiti alla tipologia di intervento.....	2
1.4	Obiettivi e contenuti dello Studio di Impatto Ambientale e della presente relazione.....	2
1.5	Ambito tematico del progetto.....	2
1.6	La VIA in Europa, in Italia e in Sardegna.....	4
1.6.1	Le direttive della comunità europea.....	4
1.6.2	Il quadro normativo nazionale.....	4
1.6.3	Normativa Regionale.....	6
1.6.4	La procedura di valutazione ambientale per l'impianto eolico di progetto.....	6
2	AMBITO TEMATICO DEL PROGETTO: STRATEGIE, PROGRAMMI E PIANI PER L'ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI E IL CLIMA.....	7
2.1	Strategie e accordi internazionali per l'energia e il clima.....	7
2.1.1	Gli Accordi Internazionali.....	7
2.1.2	Il Protocollo di Kyoto.....	7
2.1.3	L'accordo di Parigi sul Clima.....	7
2.2	Strategie e strumenti operativi dell'Unione Europea per l'energia e il clima.....	8
2.2.1	Winter Package.....	8
2.2.2	Strategie dell'Unione Europea rispetto all'Accordo globale sul Clima (Parigi 2015).....	8
2.2.3	Pacchetto Clima-Energia 20-20-20.....	9
2.2.4	Quadro per le politiche dell'energia e del clima al 2030.....	9
2.2.5	Direttiva Energie Rinnovabili.....	9
2.2.6	Azioni Future nel campo delle Energie Rinnovabili.....	10
2.2.7	Il Green New Deal Europeo COM(2019)640.....	10
2.3	Strategie e strumenti di programmazione energetica dello Stato Italiano.....	10
2.3.1	Piano Energetico Nazionale.....	11
2.3.2	Conferenza Nazionale sull'Energia e l'Ambiente.....	11
2.3.3	Legge n. 239 del 23 agosto 2004.....	11
2.3.4	Strategia Energetica Nazionale (SEN) 2017.....	11
2.3.5	Atti normativi di recepimento delle Direttive Europee.....	12
2.3.6	Il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima.....	12
2.3.7	Il Green New Deal italiano, la pandemia e il PNRR.....	13
2.3.8	Normativa specifica in materia energetica.....	14
2.4	Strategie e strumenti di programmazione energetica della Regione Sardegna.....	15
2.5	Rapporto di coerenza della proposta in progetto.....	16
3	UBICAZIONE E PRINCIPALI CARATTERISTICHE DELL'AREA DI INTERVENTO E DEL PROGETTO.....	17
3.1	Ubicazione e caratteristiche generali dell'area di impianto.....	17
3.2	Principali caratteristiche dell'impianto.....	19
4	QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO – ANALISI DELLE TUTELE.....	20
4.1	Paesaggio e patrimonio storico culturale.....	20
4.1.1	Il Codice dei Beni Culturali.....	20
4.1.2	Il PPR - Piano Paesaggistico Regionale della Regione Sardegna.....	21
4.2	Patrimonio floristico, faunistico e aree protette.....	22
4.2.1	Aree Naturali protette.....	22
4.2.2	Rete Natura 2000.....	22
4.2.3	Aree IBA.....	22
4.2.4	Zone umide di interesse nazionale.....	22
4.3	Tutela del territorio e delle acque.....	23
4.3.1	Piano stralcio di Assetto Idrogeologico (PAI).....	23
4.3.2	Piano stralcio delle Fascie Fluviali (P.S.F.F.).....	23
4.3.3	Il Piano di Gestione del Rischio di Alluvioni (P.G.R.A.).....	23
4.3.4	Vincolo Idrogeologico.....	23
4.3.5	Aree percorse dal fuoco.....	24

4.3.6	Vincolo Sismico.....	24
4.3.7	Tutela acque e PTA.....	24
4.3.8	Concessioni minerarie e PRAE.....	26
4.3.9	Normativa sui rifiuti.....	27
4.3.10	Gestione delle Terre e Rocce da Scavo.....	27
4.4	Piano Urbanistico Provinciale.....	27
4.5	Pianificazione Comunale.....	27
4.5.1	Strumentazione Urbanistica Comunale di Suni.....	27
4.5.2	Strumentazione Urbanistica Comunale di Sindia.....	27
4.5.3	Strumentazione Urbanistica Comunale di Macomer.....	28
4.6	Tutela della salute.....	28
4.6.1	Inquinamento acustico.....	28
4.6.2	Inquinamento elettromagnetico.....	29
4.6.3	Sicurezza volo a bassa quota.....	30
4.7	Compatibilità con le Linee Guida Nazionali di cui al DM 10.09.2010.....	30
4.8	Compatibilità con la D.G.R. 59/90 del 27.11.2020.....	31
5	SINTESI COERENZA DEL PROGETTO AI PRINCIPALI STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE.....	32

1 INTRODUZIONE

1.1 Premessa

La presente relazione rappresenta il cosiddetto “QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO” dello Studio di Impatto Ambientale (SIA) relativo al progetto di realizzazione di un impianto eolico, da realizzare nelle province di Oristano e Nuoro, costituito da sette aerogeneratori da installare nei comuni di Suni e Sindia con le relative opere di connessione ricadenti nei comuni di Suni, Sindia e Macomer.

Il presente QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO fornisce gli elementi conoscitivi sulle relazioni tra l'opera progettata e gli atti di pianificazione e programmazione territoriale e settoriale. Esso comprende:

- La descrizione degli strumenti pianificatori in cui è inquadrabile il progetto;
- La descrizione dei rapporti di coerenza del progetto con gli obiettivi perseguiti dagli strumenti pianificatori rispetto all'area di localizzazione, in particolare con le norme tecniche ed urbanistiche che regolano la realizzazione dell'opera, i vincoli paesaggistici, naturalistici, architettonici, archeologici, storico-culturali, demaniali ed idrogeologici eventualmente presenti;
- La descrizione e la coerenza del progetto con Piani regionali e nazionali di settore.

1.2 La proposta di progetto di Orta Energy 9 S.r.l.

Il progetto descritto nella presente relazione riguarda la realizzazione di un impianto eolico costituito da 7 aerogeneratori della potenza di 6 MW ciascuno, per una potenza di 42 MW, integrato con un sistema di accumulo con batterie agli ioni da 20 MW, per una potenza complessiva in immissione di 62 MW da installare nel comune di Suni (OR) e Sindia (NU) alle località “S'ena e Cheos”, “Tiruddone” e “Ferralzos”, con opere di connessione alla rete di trasmissione nazionale ricadenti nel comune Macomer (NU) alla località “Mura de Putzu”.

Il sito di installazione degli aerogeneratori è ubicato tra i centri abitati di Suni e Sindia, dai quali gli aerogeneratori più prossimi distano rispettivamente 4,5 km e 2,5 km.

Gli aerogeneratori sono collegati tra loro mediante un cavidotto in media tensione interrato denominato “cavidotto interno” che sarà posato quasi totalmente al di sotto di viabilità esistente e che giunge fino alla cabina di raccolta, prevista nel comune di Sindia alla località “Piena Porcalzos” nei pressi della strada comunale Miali Spina.

Dalla cabina di raccolta parte il tracciato del cavidotto interrato in media tensione “esterno”, che corre su strada esistente e che, dopo circa 19 km, raggiunge la stazione elettrica di trasformazione 30/150 kV di progetto (in breve SE di utenza).

La SE di utenza, infine, è collegata in antenna a 150 kV sulla sezione a 150 kV della futura Stazione Elettrica (SE) di trasformazione 380/150 kV della RTN da inserire in entra-esce alla linea a 380 kV “Ittiri - Selargius”.

All'interno della stazione utente è prevista l'installazione di un sistema di accumulo di energia denominato BESS - Battery Energy Storage System, basato su tecnologia elettrochimica a ioni di litio, comprendente gli elementi di accumulo, il sistema di conversione DC/AC e il sistema di elevazione con trasformatore e quadro di

interfaccia. Il sistema di accumulo è dimensionato per 20 MW con soluzione containerizzata, composto sostanzialmente da:

- 16 Container metallici Batterie HC ISO con relativi sistemi di comando e controllo;
- 8 Container metallici PCS HC ISO per le unità inverter completi di quadri servizi ausiliari e relativi pannelli di controllo e trasformazione BT/MT.

Completano il quadro delle opere da realizzare una serie di adeguamenti temporanei alle strade esistenti necessari a consentire il passaggio dei mezzi eccezionali di trasporto delle strutture costituenti gli aerogeneratori.

In fase di realizzazione dell'impianto sarà necessario predisporre un'area logistica di cantiere con le funzioni di stoccaggio materiali e strutture, ricovero mezzi, disposizione dei baraccamenti necessari alle maestranze (fornitore degli aerogeneratori, costruttore delle opere civili ed elettriche) e alle figure deputate al controllo della realizzazione (Committenza dei lavori, Direzione Lavori, Coordinatore della Sicurezza in fase di esecuzione, Collaudatore).

Al termine dei lavori di costruzione dell'impianto, le aree di cantiere, le opere temporanee di adeguamento della viabilità e quelle funzionali alla realizzazione dell'impianto saranno rimosse ed i luoghi saranno ripristinati come ante operam.

La proposta progettuale presentata è stata sviluppata in modo da ottimizzare al massimo il rapporto tra le opere di progetto e il territorio, limitare al minimo gli impatti ambientali e paesaggistici e garantire la sostenibilità ambientale dell'intervento.

1.3 Aspetti autorizzativi riferiti alla tipologia di intervento

Il progetto segue l'iter di Autorizzazione Unica, così come disciplinato dall'art.12 del D.Lgs. 387/03 e s.m.i e dalle Linee Guida Nazionali di cui al D.M. 10 settembre 2010 “Linee guida per il procedimento di cui all'art.12 del D.Lgs. 29 dicembre 2003 n.387 per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili nonché linee guide tecniche per gli impianti stessi”. Per ciò che attiene gli aspetti ambientali, il progetto di impianto eolico in esame risulta soggetto a procedura di VIA in sede statale ai sensi dell'art. 7 bis comma 2 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. Infatti, data la potenza superiore a 30 MW, l'impianto rientra tra i progetti di cui all'allegato II alla parte seconda del Decreto.

1.4 Obiettivi e contenuti dello Studio di Impatto Ambientale e della presente relazione

Il presente Studio di Impatto Ambientale (SIA) è stato redatto in ossequio a quanto richiesto dalla normativa nazionale e regionale in materia ambientale; illustra le caratteristiche salienti del proposto impianto eolico, analizza i possibili effetti ambientali derivanti dalla sua realizzazione, il quadro delle relazioni spaziali e territoriali che si stabiliscono tra l'opera e il contesto paesaggistico; individua le soluzioni tecniche mirate alla mitigazione degli effetti negativi sull'ambiente.

Lo Studio di Impatto Ambientale è strutturato in tre parti:

- QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO nel quale vengono elencati i principali strumenti di pianificazione territoriale ed ambientale, attraverso i quali vengono individuati i vincoli ricadenti sulle aree interessate dal progetto in esame

verificando la compatibilità dell'intervento con le prescrizioni di legge.

- QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE nel quale vengono descritte le opere di progetto e le loro caratteristiche fisiche e tecniche.
- QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE nel quale sono individuati e valutati i possibili impatti, sia negativi che positivi, conseguenti alla realizzazione dell'opera; viene resa la valutazione degli impatti cumulativi, si dà conto della fattibilità tecnico-economica dell'intervento e delle ricadute che la realizzazione apporta nel contesto sociale ed economico generale e locale; vengono individuate le misure di mitigazione e compensazione previste per l'attenuazione degli impatti negativi.

La presente relazione rappresenta il QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO del SIA che, come detto, fornisce gli elementi conoscitivi sulle relazioni tra l'opera progettata e gli atti di pianificazione e programmazione territoriale e settoriale. Esso comprende:

- La descrizione degli strumenti pianificatori in cui è inquadrabile il progetto;
- La descrizione dei rapporti di coerenza del progetto con gli obiettivi perseguiti dagli strumenti pianificatori rispetto all'area di localizzazione, in particolare con le norme tecniche ed urbanistiche che regolano la realizzazione dell'opera, i vincoli paesaggistici, naturalistici, architettonici, archeologici, storico-culturali, demaniali ed idrogeologici eventualmente presenti;
- La descrizione e la coerenza del progetto con Piani regionali e nazionali di settore.

1.5 Ambito tematico del progetto

Il progetto si inquadra nell'ambito della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile e in relazione alla tipologia di generazione risulta coerente con gli obiettivi enunciati all'interno di quadri programmatici e provvedimenti normativi comunitari, nazionali e regionali, riportati.

La coerenza si evidenzia sia in termini di adesione alle scelte strategiche energetiche e sia in riferimento agli accordi globali in tema di contrasto ai cambiamenti climatici (in particolare, il protocollo di Parigi del 2015 ratificato nel 2016 dall'Unione Europea).

A fronte degli scarsi risultati fino ad ora raggiunti, la recentissima (Madrid, 2 dicembre 2019) COP 25, Conferenza Mondiale sul Clima promossa dalle Nazioni Unite, ha riproposto con forza l'impegno per raggiungere l'obiettivo concordato con l'Accordo di Parigi per limitare il riscaldamento globale e promuovere un definitivo e risolutivo processo di transizione energetica che ponga al centro l'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili in sostituzione di quelle fossili il cui utilizzo favorisce l'immissione in atmosfera di gas climalteranti.

È opportuno richiamare gli impegni definiti per il 2030 dalla Strategia Energetica Nazionale del novembre 2017 che pone come fondamentale favorire l'ulteriore promozione dello sviluppo e diffusione delle tecnologie rinnovabili (in particolare quelle relative a eolico e fotovoltaico, riconosciute come le più mature e economicamente vantaggiose) e il raggiungimento dell'obiettivo per le rinnovabili elettriche del 55% al 2030 rispetto al 33,5% fissato per il 2015.

Il significativo potenziale residuo tecnicamente ed economicamente sfruttabile e la riduzione dei costi di fotovoltaico ed eolico prospettano un importante sviluppo di queste tecnologie, la cui produzione,

secondo il modello assunto dallo scenario e secondo anche gli scenari EUCO, dovrebbe più che raddoppiare entro il 2030.

La SEN 2017 è tuttora vigente, per quanto a fine dicembre 2018 ha varato la proposta di un Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), che ha ricevuto una valutazione positiva dalla Commissione Europea, che promuove il documento italiano e i suoi obiettivi al 2030; contestualmente evidenzia nel dettaglio alcuni ambiti di miglioramento e formula alcune raccomandazioni.

La SEN 2017 risulta perfettamente coerente con lo scenario a lungo termine del 2050 stabilito dalla Road Map europea che prevede la riduzione di almeno l'80% delle emissioni rispetto al 1990. e rispetto agli obiettivi al 2030 risulta in linea con il Piano dell'Unione dell'Energia.

Data la particolarità del contesto ambientale e paesaggistico italiano, la SEN 2017 pone grande rilievo alla compatibilità tra obiettivi energetici ed esigenze di tutela del paesaggio.

Si tratta di un tema che riguarda soprattutto le fonti rinnovabili con maggiore potenziale residuo sfruttabile, cioè eolico e fotovoltaico, che si caratterizzano come potenzialmente impattanti per alterazioni percettive (eolico) e consumo di suolo (fotovoltaico).

Per la questione eolico e paesaggio, la SEN 2017 propone

“... un aggiornamento delle Linee Guida per il corretto inserimento degli impianti eolici nel paesaggio e sul territorio, approvate nel 2010, che consideri la tendenza verso aerogeneratori di taglia crescente e più efficienti, per i quali si pone il tema di un adeguamento dei criteri di analisi dell'impatto e delle misure di mitigazione. Al contempo, occorre considerare anche i positivi effetti degli impianti a fonti rinnovabili, compresi gli eolici, in termini di riduzione dell'inquinamento e degli effetti sanitari, al fine di pervenire a una valutazione più complessiva degli effettivi impatti”.

L'Italia intende perseguire un obiettivo di copertura, nel 2030, del 30% del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili, delineando un percorso di crescita sostenibile delle fonti rinnovabili con la loro piena integrazione nel sistema.

In particolare, l'obiettivo per il 2030 prevede un consumo finale lordo di energia di 111 Mtep, di cui circa 33 Mtep da fonti rinnovabili; nello specifico, la quota di energie rinnovabili nel settore elettrico dovrà essere del 55,4%, quella nel settore termico del 33% e per i trasporti pone come obiettivi minimi di crescita l'installazione di 15,7 GW nel 2025 e 18,4 GW nel 2030.

Da un recentissimo studio del Politecnico di Milano (<https://www.qualenergia.it/articoli/litalia-e-un-mix-elettrico-pulito-al-2050-quali-strade-per-arrivarci/>), emerge che per arrivare all'obiettivo del 2050 di un mix elettrico 100% rinnovabile, nello scenario di costo ottimale **si parla di aggiungere 144 GW di fotovoltaico, di cui la maggior parte in impianti distribuiti su tetti/coperture; poi 59 GW di eolico a terra e 17 GW di eolico offshore**, senza dimenticare 7 GW di potenza installata in elettrolizzatori per produrre idrogeno da fonti rinnovabili.

lo stesso PNIEC (Piano Nazionale Integrato Energia e Clima) assegna un fattore di crescita notevolissimo per l'eolico onshore; in particolare si individua come obiettivo minimo di raggiungere i 15.000 GW al 2025 e 18.400 GW al 2030 di installazione di eolico onshore a fronte dei circa 8.000 GW installati nel 2017.

Ad oggi, Il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) ha reso noto che l'8 maggio 2023 sono stati diffusi i questionari consultivi pubblici per il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), la cui proposta di aggiornamento è stata inviata alla Commissione Europea lo scorso 30 giugno, per poi poter richiedere eventuali integrazioni e/o modifiche dalla Commissione entro giugno 2024.

L'ultima edizione del PNIEC risale a inizio 2020. Tuttavia, negli ultimi tre anni, il panorama energetico è cambiato e con esso anche la risposta delle istituzioni europee. Nel PNIEC ancora in vigore non venivano contemplati né i maggiori impegni di decarbonizzazione e riduzione dei consumi introdotti con il pacchetto europeo “Fit for 55”, né tantomeno la crisi dei prezzi di gas ed elettricità che ha spinto le istituzioni comunitarie ad accelerare ancora di più sulla transizione energetica pubblicando il piano REPOWER EU. L'aggiornamento del piano integrato italiano è quindi fondamentale per stabilire i passi del percorso per il raggiungimento degli sfidanti obiettivi proposti recentemente a livello europeo, tenendo conto delle esigenze specifiche del nostro sistema energetico.

Il grande problema rimane il tema della necessità di pervenire a una totale rivisitazione della modalità di ripartizione regionale delle percentuali di intervento, essendo stato unanimemente considerato totalmente inadeguato ai fini del raggiungimento degli obiettivi il cosiddetto Burden Sharing nelle modalità sino a qui applicate.

Ma le problematiche del settore ai fini del raggiungimento degli obiettivi della transizione energetica sono tante e di diversa natura.

Il cosiddetto Decreto FER 1 (DM 4 luglio 2019 in vigore dal 10 agosto 2019) introduce nuovi meccanismi d'incentivazione per gli impianti fotovoltaici di nuova costruzione, eolici onshore, idroelettrici e a gas di depurazione.

Gli impianti che possono accedere agli incentivi, mediante la partecipazione a procedure di gara concorsuale, sono suddivisi in quattro tipologie e il progetto in esame rientra nel Gruppo A: “eolici onshore di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione o potenziamento; fotovoltaici di nuova costruzione”.

Oggi, si registra la grandissima difficoltà ad autorizzare impianti eolici e ciò porta alla mancata assegnazione di quota parte dei contingenti messi a bando dallo Stato italiano ai sensi del Decreto FER-1 ovvero allontana l'Italia dal raggiungimento degli obiettivi (minimi!) prefissati nella SEN 2017 e dal PNIEC.

Un enorme problema, quindi, è il tema delle autorizzazioni degli impianti, in considerazione del fatto che i procedimenti di VIA e i procedimenti di Autorizzazione Unica si concludono in percentuale altissime con preavvisi di diniego espressi da parte del MIC e difficilmente superabili se non attraverso contenziosi; ciò, come detto, ha determinato risultati molto deludenti delle procedure d'asta al ribasso (e dei registri) previste dai decreti di incentivazione.

Il recente DL 77/2021 dello scorso 31 maggio 2021, detto Decreto Semplificazioni bis, convertito in legge con la legge 108 del 29 luglio 2021, recante “Governance del Piano Nazionale di Rilancio e Resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure”, ha dato il via allo snellimento delle procedure di valutazione e autorizzazione.

Ancora una volta il legislatore ha sentito l'obbligo di ribadire la pubblica utilità delle opere finalizzate all'utilizzo delle FER, per quanto altri strumenti normativi precedenti lo avessero già stabilito,

L'art. 18, comma 1, lettera a), del decreto-legge n. 77 del 2021 convertito in legge con legge 108/2021, sostituisce il comma 2 bis dell'art. 7 bis del D.lgs 152/2006, introducendo i seguenti contenuti:

“2-bis. Le opere, gli impianti e le infrastrutture necessari alla realizzazione dei progetti strategici per la transizione energetica del Paese inclusi nel Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) e al raggiungimento degli obiettivi fissati dal Piano nazionale integrato energia e clima (PNIEC), predisposto in attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999, come individuati nell'Allegato I-bis, e le opere ad essi connesse costituiscono interventi di pubblica utilità, indifferibili e urgenti”.

A parte questa inequivocabile assunzione, per l'attuazione delle strategie sopra richiamate, gli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili sono dichiarati per legge di pubblica utilità ai sensi della Legge 10 del 09/01/1991, del D.lgs 387/2003) e del DM del settembre 2010 recante Linee Guida per l'autorizzazione Unica di impianti FER.

La Legge 10 all'art.1 comma 4, così recita

“... L'utilizzazione delle fonti di energia di cui al comma 3 è considerata di pubblico interesse e di pubblica utilità e le opere relative sono equiparate alle opere dichiarate indifferibili e urgenti ai fini dell'applicazione delle leggi sulle opere pubbliche”.

L'art. 12 comma 1 del D.lgs 387/2003, così recita:

“... le opere per la realizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli stessi impianti, autorizzate ai sensi del comma 3, sono di pubblica utilità ed indifferibili ed urgenti”.

Il medesimo articolo 12 al comma 7. dispone che:

«Gli impianti di produzione di energia elettrica, di cui all'articolo 2, comma 1, lettere b) e c)13, possono essere ubicati anche in zone classificate agricole dai vigenti piani urbanistici. (...Omissis...)».

Infine, il DM 10 settembre 2010, al punto 15.3. del Paragrafo 15 Parte III ribadisce il medesimo concetto e stabilisce che:

«Ove occorra, l'autorizzazione unica costituisce di per sé variante allo strumento urbanistico. Gli impianti possono essere ubicati in zone classificate agricole dai vigenti piani urbanistici, nel qual caso l'autorizzazione unica non dispone la variante dello strumento urbanistico. (...Omissis...)».

In attuazione della direttiva Europea UE 11/12/2018, n. 2001 l'Italia ha emanato il **decreto legislativo 8 novembre 2021 n. 199, dal titolo “Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili”.**

Il decreto ha l'obiettivo di accelerare il percorso di crescita sostenibile del paese recando disposizioni in materia di energia da fonti rinnovabili in coerenza con gli obiettivi europei di decarbonizzazione del sistema energetico al 2030 e di completa decarbonizzazione al 2050, per questo definisce strumenti, meccanismi, incentivi, ed il quadro istituzionale finanziario e giuridico necessari e rientra nelle disposizioni attuative del PNRR in materia di energia da fonti rinnovabili.

Il provvedimento mira ad accelerare gli obiettivi verdi nazionali in coerenza con quanto stabilito a livello UE e porta con sé importanti novità nella disciplina del settore.

Tra le principali novità il decreto:

- introduce nuovi meccanismi di sostegno e strumenti di promozione per la produzione di energia elettrica e termica da fonti rinnovabili;
- prevede semplificazioni delle procedure autorizzative degli impianti da fonti rinnovabili. Tra queste, la previsione di una piattaforma unica digitale per la presentazione delle istanze di cui all'articolo 4, comma 2 del decreto legislativo 28/2011, che sarà realizzata e gestita dal GSE, e l'adozione di modelli unici per le procedure di autorizzazione.

Il Decreto è stato successivamente aggiornato dal **D.L. n.13 del 24 febbraio 2023**, convertito nella **Legge n.41 del 21 aprile 2023**. Il testo di legge riporta ulteriori semplificazioni relative, tra l'altro, allo snellimento delle procedure autorizzative; infatti, prevede che l'autorizzazione alla realizzazione e all'esercizio degli impianti FER venga rilasciata a seguito di un procedimento unico, comprensivo, ove previste, delle valutazioni ambientali. Il termine massimo per la conclusione del procedimento unico è fissato pari a novanta giorni nel caso che i progetti non siano sottoposti alle valutazioni ambientali. Diversamente il termine è fissato a sessanta giorni, al netto dei tempi previsti per le procedure di valutazione ambientale.

Da quanto su richiamato è evidente che il progetto risulta pienamente compatibile rispetto alla programmazione energetica nazionale in quanto esso contribuirà al raggiungimento dell'obiettivo delle fonti rinnovabili elettriche prefissate.

1.6 La VIA in Europa, in Italia e in Sardegna

1.6.1 Le direttive della comunità europea

La Valutazione d'Impatto Ambientale è nata negli Stati Uniti nel 1969 con il National Environment Policy Act (NEPA) anticipando di quasi 10 anni il principio fondatore del concetto di Sviluppo Sostenibile definito come "uno sviluppo che soddisfa le nostre esigenze d'oggi senza privare le generazioni future della possibilità di soddisfare le proprie", enunciato dalla World Commission on Environment and Development, Our Common Future, nel 1987. In Europa tale procedura è stata introdotta dalla Direttiva Comunitaria 85/337/CEE (Direttiva del Consiglio del 27 giugno 1985, Valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati) quale strumento fondamentale di politica ambientale.

La direttiva europea VIA ha anticipato molti e importanti cambiamenti avvenuti all'interno dell'Unione Europea (UE). Il primo è l'Atto Unico Europeo del 1986 che, insieme al trattato di Maastricht del 1992, ha introdotto i più importanti principi della politica ambientale europea, rendendoli un tema centrale delle politiche comunitarie in tutti i settori. La direttiva ha altresì introdotto e stabilito i contenuti che il proponente doveva presentare la valutazione ambientale dell'opera che intendeva realizzare.

Nel settembre 1996 veniva emanata la **Direttiva 96/61/CE**, che modificava la Direttiva 85/337/CEE introducendo il concetto di prevenzione e riduzione integrata dell'inquinamento proveniente da attività industriali (IPPC), al fine di conseguire un livello adeguato di protezione dell'ambiente nel suo complesso, e introduceva l'AIA (Autorizzazione Integrata Ambientale). La direttiva tendeva alla

promozione delle produzioni pulite, valorizzando il concetto di "migliori tecniche disponibili".

Successivamente veniva emanata la **Direttiva 97/11/CE** (Direttiva del Consiglio concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, Modifiche ed integrazioni alla Direttiva 85/337/CEE) che costituiva l'evoluzione della Direttiva 85, e veniva presentata come una sua revisione critica dopo gli anni di esperienza di applicazione delle procedure di VIA in Europa. La direttiva 97/11/CE ha ampliato la portata della VIA aumentando il numero dei tipi di progetti da sottoporre a VIA (allegato I), e ne ha rafforzato la base procedurale garantendo nuove disposizioni in materia di selezione, con nuovi criteri (allegato III) per i progetti dell'allegato II, insieme a requisiti minimi in materia di informazione che il committente deve fornire. La direttiva introduceva inoltre le fasi di "screening" e "scoping" e fissava i principi fondamentali della VIA che i Paesi membri dovevano recepire.

Un resoconto dell'andamento dell'applicazione della VIA in Europa è stato pubblicato nel 2003: la Relazione della Commissione al Parlamento Europeo e al Consiglio sull'applicazione, sull'efficacia e sul funzionamento della direttiva 85/337/CEE, modificata dalla direttiva 97/11/CE (Risultati ottenuti dagli Stati membri nell'attuazione della direttiva VIA). Il 26 maggio 2003 al Parlamento Europeo veniva approvata la **Direttiva 2003/35/CE** che rafforzava la partecipazione del pubblico nell'elaborazione di taluni piani e programmi in materia ambientale, migliorava le indicazioni delle Direttive 85/337/CEE e 96/61/CE relative alle disposizioni sull'accesso alla giustizia e contribuiva all'attuazione degli obblighi derivanti dalla convenzione di Århus del 25 giugno 1998.

Un ulteriore aggiornamento sull'andamento dell'applicazione della VIA in Europa è stato pubblicato nel **2009**: la Relazione della Commissione al Consiglio, al Parlamento Europeo, al Comitato Economico e Sociale Europeo e al Comitato delle Regioni sull'applicazione e l'efficacia della direttiva VIA (dir. 85/337/CEE, modificata dalle direttive 97/11/CE e 2003/35/CE).

Dal 17 febbraio 2012 entra in vigore la nuova **direttiva 2011/92/UE** del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 dicembre 2011 concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea del 28 febbraio 2012. Obiettivo della direttiva è quello di riunificare in un unico testo legislativo consolidato tutte le modifiche apportate nel corso degli anni alla direttiva 85/337/CEE che viene conseguentemente abrogata. Non è stato fissato nessun termine per il recepimento da parte degli Stati Membri in quanto la nuova direttiva sostituisce la 85/337/CEE, così come modificata dalle direttive 97/11/CE, 2003/35/CE e 2009/31/CE, fatti salvi i termini per il recepimento delle singole direttive, già recepite nell'ordinamento nazionale. Nel provvedimento (articolo 6) è dato particolare rilievo alla partecipazione del pubblico ai processi decisionali attraverso specifiche modalità di informazione, anche mediante mezzi di comunicazione elettronici, in una fase precoce della procedura garantendo l'accesso alla documentazione fornita dal proponente ed alle informazioni ambientali rilevanti ai fini della decisione.

Il 16 maggio 2014 sono entrati in vigore importanti cambiamenti in materia di valutazione di impatto ambientale (VIA) a seguito della **Direttiva Europea 2014/52/UE**. La nuova direttiva reca modifiche alla direttiva 2011/92/UE, per quanto concerne limiti e deroghe alla disciplina stop a conflitti d'interesse e maggiore coinvolgimento del

pubblico e delle forze sociali. Con le ultime modifiche si vuole concentrare maggiormente l'attenzione sui rischi e le sfide emerse nel corso degli ultimi anni, come efficienza delle risorse, cambiamenti climatici e prevenzione dei disastri. Tra le principali novità introdotte: obbligo degli Stati Membri di semplificare le varie procedure di valutazione ambientale, fissati diversi termini di tempo a seconda dei differenti stadi di valutazione ambientale, semplificazione della procedura d'esame per stabilire la necessità o meno di una valutazione d'impatto ambientale, rapporti più chiari e comprensibili per il pubblico, obbligo da parte degli sviluppatori di intraprendere i passi necessari per evitare, prevenire o ridurre gli effetti negativi laddove i progetti comportino delle conseguenze importanti sull'ambiente. Gli Stati Membri dovranno recepire le nuove regole al più tardi entro il 2017 e dovranno anche comunicare alla Commissione la legislazione nazionale adottata per ottemperare alla nuova Direttiva.

1.6.2 Il quadro normativo nazionale

La Direttiva 85/337/CEE è stata recepita in Italia con la **Legge n. 349 dell'8 luglio 1986 e s.m.i.**, legge che Istituisce il Ministero dell'Ambiente e le norme in materia di danno ambientale. Il testo prevedeva la competenza statale, presso il Ministero dell'Ambiente, della gestione della procedura di VIA e della pronuncia di compatibilità ambientale, inoltre disciplinava sinteticamente la procedura stessa.

Il **D.P.C.M. n. 377 del 10 agosto 1988 e s.m.i.** regolamentava le pronunce di compatibilità ambientale di cui alla Legge 349, individuando come oggetto della valutazione i progetti di massima delle opere sottoposte a VIA a livello nazionale e recependo le indicazioni della Dir 85/337/CEE sulla stesura dello Studio di Impatto Ambientale.

Il **D.P.C.M. 27 dicembre 1988 e s.m.i.**, fu emanato secondo le disposizioni dell'art. 3 del D.P.C.M. n. 377/88, e contiene le Norme Tecniche per la redazione degli Studi di Impatto Ambientale e la formulazione del giudizio di compatibilità. Le Norme Tecniche del 1988, ancora oggi vigenti, definiscono, per tutte le categorie di opere, i contenuti degli Studi di Impatto Ambientale e la loro articolazione, la documentazione relativa, l'attività istruttoria ed i criteri di formulazione del giudizio di compatibilità. Lo Studio di Impatto Ambientale dell'opera va quindi redatto conformemente alle prescrizioni relative ai quadri di riferimento programmatico, progettuale ed ambientale ed in funzione della conseguente attività istruttoria.

Nel 1994 venne emanata la Legge quadro in materia di Lavori Pubblici (**L. 11/02/94, n. 109 e s.m.i.**) che riformava la normativa allora vigente in Italia, definendo tre livelli di progettazione caratterizzati da diverso approfondimento tecnico: Progetto preliminare; Progetto definitivo; Progetto esecutivo. Relativamente agli aspetti ambientali venne stabilito che fosse assoggettato alla procedura di VIA il progetto definitivo.

Presentato a valle dei primi anni di applicazione della VIA, il **D.P.R. 12 aprile 1996** costituiva l'atto di indirizzo e coordinamento alle Regioni, relativamente ai criteri per l'applicazione della procedura di VIA per i progetti inclusi nell'allegato II della Direttiva 85/337/CEE. Il D.P.R. nasceva quindi dalla necessità di dare completa attuazione alla Direttiva europea e ne ribadiva gli obiettivi originari, presentando nell'Allegato A le opere da sottoporre a VIA regionale, nell'Allegato B le opere da sottoporre a VIA per progetti che ricadevano, anche parzialmente, all'interno di aree naturali protette. Dal recepimento del D.P.R. seguì un complesso di circa 130 dispositivi legislativi regionali.

Il D.P.R. 12.4.96 è stato successivamente integrato e modificato dal **D.P.C.M. del 03.09.99** "Atto di indirizzo e coordinamento che modifica ed integra il precedente atto di indirizzo e coordinamento per l'attuazione dell'art. 40, comma 1, della legge 22.02.94, n. 146, concernente disposizioni in materia di valutazione di impatto ambientale" e dal **D.P.C.M. 01.09.2000**.

Il quadro normativo in Italia, relativo alle procedure di VIA, è stato ampliato a seguito dell'emanazione della cd. "**Legge Obiettivo**" (**L.443/2001**) ed il relativo decreto di attuazione (D.Lgs n. 190/2002 - Attuazione della legge n. 443/2001 per la realizzazione delle infrastrutture e degli insediamenti produttivi strategici e di interesse nazionale"). Il D.Lgs individua una procedura di VIA speciale, con una apposita Commissione dedicata, che regola la progettazione, l'approvazione dei progetti e la realizzazione delle infrastrutture strategiche, descritte nell'elenco della delibera CIPE del 21 dicembre 2001. Nell'ambito della VIA speciale, venne stabilito che si dovesse assoggettare alla procedura il progetto preliminare dell'opera.

Con l'entrata in vigore del "Codice dell'Ambiente" (**DLgs n.152 del 3 aprile 2006**), concernente disposizioni in materia di Valutazione di Impatto Ambientale, VAS, difesa del suolo, lotta alla desertificazione, tutela delle acque e della qualità dell'aria, gestione dei rifiuti, il D.P.R. 12.4.96 e ss.mm.ii. è stato abrogato. Detto termine, già prorogato al 31 gennaio 2007 ai sensi dell'art. 52 del citato D.Lgs n. 152/2006, come modificato dal D.L. 173/2006, convertito, con modifiche, in L. n.228/2006, è stato ulteriormente prorogato al 31 luglio 2007 dal D. L. n. 300/2006, convertito in L. n. 17/2007.

Il D.Lgs n.152/2006 è stato aggiornato e modificato prima dal D.Lgs n.284/2006 e poi recentemente dal **DLgs 4/2008**, entrato in vigore il 13 febbraio 2008, recante "*Ulteriori disposizioni correttive ed integrative del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale*". Con l'entrata in vigore del DLgs 4/2008, tra le altre modifiche, viene effettuata una precisa differenza tra gli interventi da assoggettare a procedura di VIA Statale e Regionale; vengono sostituiti gli allegati dal I a V della Parte II del DLgs 152/2006.

Ulteriori modifiche al Testo Unico Ambientale (DLgs 3 aprile 2006, n. 152 e s.m.i.), nelle Parti I e II (VIA, VAS, IPPC), vengono apportate dal **D.Lgs 29 giugno 2010, n. 128**, in vigore dal 26 agosto 2010, dal **DLgs 4 marzo 2014, n.46**, in vigore dall'11 aprile 2014, e dal **D.L. 24 giugno 2014, n.91** entrato in vigore in data 25/06/2014 e convertito con modificazioni dalla legge L. 11 agosto 2014 n.116. Quest'ultimo decreto, in particolare, rimanda all'approvazione di un nuovo decreto da parte del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare che ridefinisca le soglie dei progetti da sottoporre a procedura di assoggettabilità a VIA.

Ai sensi e per effetti dell'art.15 comma 1, lettere c) e d) del DL n.91/2014 convertito, con modificazioni, dalla L. n.116/2014, con **DM 30/03/2015** sono state emanate "*Linee guida per la verifica di assoggettabilità a valutazione di impatto ambientale dei progetti di competenza delle regioni e province autonome*".

Le citate linee guida forniscono indirizzi e criteri per l'espletamento della procedura di verifica di assoggettabilità a VIA (art. 20 del decreto legislativo n. 152/2006) dei progetti, relativi ad opere o interventi di nuova realizzazione, elencati nell'allegato IV alla parte seconda del decreto legislativo n. 152/2006, al fine di garantire una uniforme e corretta applicazione su tutto il territorio nazionale delle disposizioni dettate dalla direttiva 2011/92/UE concernente la valutazione

dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati (art. 4, allegato II, allegato III).

Le linee guida integrano i criteri tecnico-dimensionali e localizzativi utilizzati per la fissazione delle soglie già stabilite nell'allegato IV alla parte seconda del decreto legislativo n. 152/2006 per le diverse categorie progettuali, individuando ulteriori criteri contenuti nell'allegato V alla parte seconda del decreto legislativo n. 152/2006, ritenuti rilevanti e pertinenti ai fini dell'identificazione dei progetti da sottoporre a verifica di assoggettabilità a VIA. L'applicazione di tali ulteriori criteri comporta una riduzione percentuale delle soglie dimensionali già fissate nel citato allegato IV, ove presenti, con conseguente estensione del campo di applicazione delle disposizioni in materia di VIA a progetti potenzialmente in grado di determinare effetti negativi significativi sull'ambiente.

Le linee guida sono rivolte sia alle autorità cui compete l'adozione del provvedimento di verifica di assoggettabilità per i progetti dell'allegato IV alla parte seconda del decreto legislativo n. 152/2006 (regioni e province autonome, ovvero enti locali), sia ai soggetti proponenti.

Con l'entrata in vigore del **Decreto Legislativo 16/06/2017, n. 104** è stata modificata la Parte II e i relativi allegati del D.Lgs. n. 152/2006 per adeguare la normativa nazionale alla Direttiva n. 2014/52/UE. Quest'ultima, a sua volta, ha modificato la Direttiva n. 2011/92/UE al fine, tra l'altro, di rafforzare la qualità della procedura di valutazione d'impatto ambientale, allineare tale procedura ai principi della regolamentazione intelligente (*smart regulation*), rafforzare la coerenza e le sinergie con altre normative e politiche dell'Unione, garantire il miglioramento della protezione ambientale e l'accesso del pubblico alle informazioni attraverso la disponibilità delle stesse anche in formato elettronico (considerando nn. 3 e 18). In linea con tali obiettivi il decreto di attuazione introduce nuove norme che rendono maggiormente efficienti le procedure sia di verifica di assoggettabilità a valutazione di impatto ambientale sia della valutazione stessa, che incrementano i livelli di tutela ambientale e che contribuiscono a rilanciare la crescita sostenibile. Inoltre, il Decreto sostituisce l'articolo 14 della Legge n. 241/1990 in tema di Conferenza dei servizi relativa a progetti sottoposti a VIA e l'articolo 26 del D.Lgs n. 42/2004 (Codice dei beni culturali e del paesaggio) che disciplina il ruolo del Ministero dei beni e delle attività culturali e del turismo nel procedimento di VIA.

Ai sensi dell'articolo 2 della Direttiva, il recepimento doveva avvenire entro il 16/05/2017. Nel rispetto di tale previsione il Decreto (art. 23) stabilisce che le disposizioni si applicano ai procedimenti di verifica di assoggettabilità a VIA e ai procedimenti di VIA avviati dal 16/05/2017.

Con riferimento agli impianti eolici, ai sensi del DLgs 152/2006 e s.m.i.:

- *Gli impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 30 MW e gli impianti eolici ubicati in mare rientrano nell'allegato II alla parte seconda del DLgs 152/2006 (punto 2 e punto 7-bis) e quindi sono sottoposti a VIA statale per effetto dell'art7-bis comma 2 del D.Lgs 152/2006;*
- *Gli impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 1 MW, qualora disposto dall'esito della verifica di assoggettabilità di cui all'articolo 19, rientrano nell'allegato III alla parte seconda del DLgs 152/2006 (lettera c-bis) sono sottoposti a VIA regionale per effetto dell'art7-bis comma 3 del D.Lgs 152/2006;*

- *Gli impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 1 MW rientrano nell'allegato IV alla parte seconda del DLgs 152/2006 (punto 2 lettera d) sono sottoposti a procedura di screening ambientale per effetto dell'art7-bis comma 3 del D.Lgs 152/2006.*

Il DLgs 152/2006 è stato successivamente modificato dal **Decreto-Legge n. 77 del 2021, convertito in legge con la legge 108 del 29 luglio 2021**, che ha introdotto importantissime innovazioni e semplificazioni metodologiche e normative in materia di VIA, sostituendo o integrando le precedenti disposizioni introdotte allo stesso dalla **legge n. 120/2020, di conversione del D.L. n. 76/2020 (Decreto Semplificazioni)** che ha confermato alcune modifiche al Testo Unico dell'Ambiente (D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i.) in materia di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) e bonifica di siti contaminati.

La legge 108/2021 introduce innovazioni normative proprio per accelerare le procedure amministrative al fine di raggiungere gli obiettivi del PNRR e del PNIEC, soprattutto per la parte relativa alla transizione energetica.

Ai sensi della legge 108/2021, gli impianti da fonte rinnovabile sono compresi nell'ALLEGATO I-bis – "Opere, impianti e infrastrutture necessarie al raggiungimento degli obiettivi fissati dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), predisposto in attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999":

Allegato I _ Bis punto 1.2 Nuovi impianti per la produzione di energia e vettori energetici da fonti rinnovabili, residui e rifiuti, nonché ammodernamento, integrali ricostruzioni, riconversione e incremento della capacità esistente, relativamente a:

1.2.1 Generazione di energia elettrica: impianti idroelettrici, geotermici, eolici e fotovoltaici (in terraferma e in mare), solari a concentrazione, produzione di energia dal mare e produzione di bioenergia da biomasse solide, bioliquidi, biogas, residui e rifiuti;

Alle opere di cui all'Allegato 1bis si applicano tutte le disposizioni stabilite dal DL 77/2021 (artt. da 17 a 32), come convertite in legge, contenute nella "Parte II _ Disposizioni di accelerazione e snellimento delle procedure e di rafforzamento della capacità amministrativa" e del "Titolo I _ Transizione ecologica e velocizzazione del procedimento ambientale e paesaggistico".

Tali strumenti di semplificazione delle procedure amministrative applicabili alle energie da fonti rinnovabili, incidono particolarmente in materia di Valutazione di Impatto Ambientale, di Autorizzazione Unica ex art 12 del D.lgs 387/2003 e sulle modalità di espressione delle competenze del MIC (Ministero della Cultura).

Innanzitutto, è stata creata una corsia procedimentale per i progetti che concorrono al raggiungimento degli obiettivi indicati dal PNIEC, istituendo ad hoc anche una specifica Commissione Tecnica e sono stati ridotti i tempi per lo svolgimento delle procedure di VIA.

All'Art. 20 il DL 77/2021 ha introdotto una Nuova disciplina della valutazione di impatto ambientale e disposizioni speciali per gli interventi PNRR-PNIEC modificando o integrando l'art. 25 del D.lgs 152/2006 in merito allo svolgimento e alla tempistica del procedimento di Valutazione, **riducendo a 130 giorni il termine per la conclusione del procedimento** a partire dall'avvenuta pubblicazione della documentazione.

Il Capo V del DL 77/2021 detta anche disposizioni in materia paesaggistica istituendo la Soprintendenza Speciale e introducendo ulteriori misure urgenti per l'attuazione del PNRR.

L'art 29 istituisce la Soprintendenza speciale per il PNRR:

“ 1. Al fine di assicurare la più efficace e tempestiva attuazione degli interventi del PNRR, presso il Ministero della cultura è istituita la Soprintendenza speciale per il PNRR, ufficio di livello dirigenziale generale straordinario operativo fino al 31 dicembre 2026.

2. La Soprintendenza speciale svolge le funzioni di tutela dei beni culturali e paesaggistici nei casi in cui tali beni siano interessati dagli interventi previsti dal PNRR sottoposti a VIA in sede statale oppure rientrino nella competenza territoriale di almeno due uffici periferici del Ministero. La Soprintendenza speciale opera anche avvalendosi, per l'attività istruttoria, delle Soprintendenze archeologia, belle arti e paesaggio. In caso di necessità e per assicurare la tempestiva attuazione del PNRR, la Soprintendenza speciale può esercitare, con riguardo a ulteriori interventi strategici del PNRR, i poteri di avocazione e sostituzione nei confronti delle Soprintendenze archeologia, belle arti e paesaggio”.

Sempre relativamente agli aspetti paesaggistici il DL 77/2021 disciplina al Capo VI le misure di accelerazione delle procedure per le fonti rinnovabili. In particolare, si cita l'Art. 30 (Interventi localizzati in aree contermini):

“1. Al fine del raggiungimento degli obiettivi nazionali di efficienza energetica contenuti nel PNIEC e nel PNRR, con particolare riguardo all'incremento del ricorso alle fonti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, all'articolo 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, dopo il comma 3 è inserito il seguente:

“3-bis. Il Ministero della cultura partecipa al procedimento unico ai sensi del presente articolo in relazione ai progetti aventi ad oggetto impianti alimentati da fonti rinnovabili localizzati in aree sottoposte a tutela, anche in itinere, ai sensi del decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, nonché nelle aree contermini ai beni sottoposti a tutela ai sensi del medesimo decreto legislativo”.

Con il D.L. n.13 del 24 febbraio 2023, successivamente convertito dalla Legge n.41 del 21 aprile 2023, tale passaggio viene abolito e si considera abrogata ogni disposizione contenuta nelle linee guida di cui al D.M. 10 settembre 2010 e nei relativi provvedimenti attuativi, che contrasta con l'abolizione del parere del ministero della Cultura nel procedimento unico per impianti localizzati in aree contermini a quelle sottoposte a tutela paesaggistica.

Il Codice ha subito ulteriori modifiche per mezzo del Decreto AIUTI ovvero del D.L. 50/2022 convertito con Legge n.91/2022.

In dettaglio, l'art.7 introduce forme di semplificazione procedimentale per l'autorizzazione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili: le norme prevedono che nei procedimenti di autorizzazione di questi impianti, qualora il progetto sia sottoposto a valutazione di impatto ambientale di competenza statale, **le eventuali deliberazioni del Consiglio dei ministri sostituiscono ad ogni**

effetto il provvedimento di VIA. Alle stesse deliberazioni si applicano i commi 3, 4 e 5 dell'articolo 25 del D.Lgs. n. 152/2006 sui contenuti del provvedimento di VIA. Pertanto, tali deliberazioni, anche in caso di amministrazioni dissenzienti **confluiscono nel procedimento autorizzatorio unico**, che è concluso dall'Amministrazione competente successivamente; se la decisione del Consiglio dei ministri si esprime per il rilascio del provvedimento di VIA, decorso inutilmente il prescritto termine perentorio, l'autorizzazione si intende rilasciata. All'art.10, si apporta modifica al Codice dell'Ambiente in diversi altri articoli, prevedendo:

- eliminazione del **diritto di voto del rappresentante del Ministero della cultura** partecipante alle riunioni della Commissione Tecnica PNRR-PNIEC previsto all'art. 8 comma 2;
- nell'esame dell'istanza di VIA, **la verifica della documentazione** viene svolta dalla Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale VIA e VAS, dalla Commissione Tecnica PNRR-PNIEC nonché dalla competente Direzione generale del Ministero della Cultura; sono previste anche modifiche dei termini relativi all'avvio dell'istruttoria [modifiche art.23, 25 e 27];
- **il provvedimento di proroga della VIA**, fatto salvo il caso di mutamento del contesto ambientale di riferimento, non dovrà contenere prescrizioni diverse e ulteriori rispetto a quelle già previste nel provvedimento di VIA originario [disposizione contenuta nel comma 1, lettera c dell'art.10 del DL Aiuti];
- con riferimento ai **progetti di competenza statale**, si abroga il punto 4) dell'allegato II alla parte seconda del Codice dell'ambiente, che prevede **l'obbligo di VIA per gli Elettrodotti aerei** con tensione nominale di esercizio superiore a 150 kV e con tracciato di lunghezza superiore a 15 km, nonché per gli elettrodotti in cavo interrato in corrente alternata, con tracciato di lunghezza superiore a 40 chilometri [comma 1, lettera d)].

Con il D.L. n.13 del 24 febbraio 2023 *“Disposizioni urgenti per l'attuazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) e del Piano nazionale degli investimenti complementari al PNRR (PNC), nonché per l'attuazione delle politiche di coesione e della politica agricola comune”* sono state introdotte importanti modifiche in tema di accelerazione e snellimento delle procedure amministrative.

In particolare, è stato stabilito che l'adozione del parere e del provvedimento di VIA non è subordinata alla conclusione delle attività di verifica preventiva dell'interesse archeologico. In sostanza è stata soppressa la necessità del previo espletamento della Verifica Preliminare dell'Interesse Archeologico nelle procedure di VIA che pertanto sono condotte parallelamente.

1.6.3 Normativa Regionale

La Regione Sardegna, con l'Allegato alla Delib.G.R. n. 11/75 del 24 Marzo 2021, tratta le *“Direttive regionali in materia di valutazione di impatto ambientale (VIA) e di provvedimento unico regionale in materia ambientale (PAUR)”* ai sensi del D.Lgs. 152/2006 (così come modificato, da ultimo, dalla Legge 120/2020), della L.R. 9/2006, art. 48, della L.R. 1/2018, art. 5, della L.R. 1/2019, art. 9, e della L.R. 2/2021, recante *“Disciplina del provvedimento unico regionale in materia ambientale (PAUR) di cui all'articolo 27 bis del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 (Norme in materia ambientale), e successive*

modifiche e integrazioni”, di cui il documento costituisce i conseguenti indirizzi operativi.

Ai fini delle Direttive regionali si intende per *valutazione d'impatto ambientale, il processo che comprende, secondo le disposizioni di cui alle presenti Direttive, l'elaborazione e la presentazione dello studio d'impatto ambientale (S.I.A.) da parte del proponente, lo svolgimento delle consultazioni, la valutazione dello studio d'impatto ambientale, delle eventuali informazioni supplementari fornite dal proponente e degli esiti delle consultazioni, l'adozione del provvedimento di V.I.A. in merito agli impatti ambientali del progetto, l'integrazione del provvedimento di V.I.A. nel provvedimento di approvazione o autorizzazione del progetto.*

La V.I.A. di competenza regionale è effettuata per:

- a. i progetti di cui all'allegato A1 delle Direttive;
- b. i progetti di cui all'allegato B1 delle Direttive, relativi ad opere o interventi di nuova realizzazione, che ricadono, anche parzialmente, all'interno di aree naturali protette come definite dalla legge 6 dicembre 1991, n. 394;
- c. le modifiche o estensioni dei progetti elencati all'allegato A1 delle Direttive che comportano il superamento degli eventuali valori limite ivi stabiliti;
- d. i progetti di cui all'allegato B1, qualora all'esito dello svolgimento della Verifica di assoggettabilità alla V.I.A., in applicazione dei criteri e delle soglie definiti dal decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 30 marzo 2015, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 84 dell'11 aprile 2015, il Servizio V.I.A. valuti che possano produrre impatti ambientali significativi e negativi.

Il provvedimento di V.I.A. di competenza regionale, comprensivo, laddove necessario, della V.I.A., è rilasciato, all'interno del PAUR, di cui alla L.R. n. 2/2021, che include i seguenti titoli abilitativi nonché quelli di cui alla Delibera di Giunta da adottare ai sensi dell'art. 1 comma 3 della L.R. 2/2021, che, se previsti, devono essere indicati dal proponente nell'istanza di attivazione del PAUR

1.6.4 La procedura di valutazione ambientale per l'impianto eolico di progetto

Come anticipato, il progetto di impianto eolico in esame risulta soggetto a procedura di VIA in sede statale ai sensi dell'art. 7 bis comma 2 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. Infatti, data la potenza superiore a 30 MW, l'impianto rientra tra i progetti di cui all'allegato II alla parte seconda del Decreto.

2 AMBITO TEMATICO DEL PROGETTO: STRATEGIE, PROGRAMMI E PIANI PER L'ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI E IL CLIMA

Come premesso al capitolo 1 nel paragrafo dedicato all'impianto metodologico della presente relazione, in relazione alle caratteristiche dell'opera in progetto e agli elementi progettuali derivanti dalla sua lettura ambientale, si sono definiti gli ambiti tematici rispetto ai quali si sviluppano le principali relazioni tra opera progettata e gli atti pianificatori e programmatori rispetto ai quali si intendono fornire gli elementi conoscitivi.

Si è operata pertanto la selezione e identificazione del complesso di strumenti che, con riferimento ai suddetti ambiti tematici, risultano rilevanti ai fini della rappresentazione delle relazioni Opera/Piano.

2.1 Strategie e accordi internazionali per l'energia e il clima

2.1.1 Gli Accordi Internazionali

Le caratteristiche salienti delle recenti politiche ambientali internazionali in relazione al contrasto ai cambiamenti climatici e all'uso delle risorse energetiche sono ascrivibili a due processi:

- il primo è relativo al tentativo internazionale di giungere a comuni accordi per la riduzione, in tempi e quantità definite, delle emissioni in atmosfera derivate dalla combustione delle fonti energetiche.;
- Il secondo processo riguarda la promozione delle fonti rinnovabili e l'uso razionale dell'energia, nonché l'incentivo ad accelerare la transizione verso maggiori consumi di combustibili a minor impatto ambientale; la possibilità di utilizzare una sempre maggiore quantità di energia pulita e rinnovabile è considerata l'elemento chiave dello sviluppo sostenibile.

Nel recente passato e a partire dalla fine degli anni '90, per dare forza attuativa al primo processo, un grande impulso al dibattito mondiale e al sostegno di politiche energetiche maggiormente sostenibili è arrivato dalla ratifica del **Protocollo di Kyoto** sulla riduzione dei gas serra.

Di minore risonanza, ma non certo di importanza secondaria, sono i progressi degli accordi internazionali per un'ulteriore e radicale diminuzione delle emissioni acide in atmosfera (ossidi di azoto, anidride solforosa, particelle sospese) che hanno trovato un momento significativo nel 1999 con la stesura del **Protocollo di Göteborg**.

In relazione al secondo processo, rientrano in questo ambito i lavori del G8 con la task force ad hoc sulle energie rinnovabili, la direttiva europea per lo sviluppo di queste ultime, l'inclusione nei piani energetici nazionali di pratiche per un impiego più efficiente dell'energia negli usi finali e l'introduzione di misure fiscali per penalizzare le fonti combustibili che rilasciano maggiori quantità di carbonio (Carbon Tax). Il gruppo di 33 membri che costituisce la task force sulle energie rinnovabili si è riunito più volte tra il 2000 e il 2001, producendo un rapporto finale presentato al **Summit di Genova del luglio 2001**.

Questo documento, che analizza il ruolo delle energie rinnovabili in un contesto di sviluppo sostenibile, considerandone le implicazioni in termini di costi e benefici alla luce dei bisogni energetici regionali, delle condizioni di mercato e dei principali fattori di incentivo, contiene anche

una serie di consigli e proposte specifiche per l'incremento delle fonti energetiche rinnovabili.

In particolare, si raccomandano:

- L'espansione dei mercati di fonti rinnovabili, da attuarsi soprattutto nei paesi sviluppati in modo da ridurre i costi legati alle tecnologie e indurre lo sviluppo anche nei paesi in via di sviluppo;
- Lo sviluppo di politiche ambientali forti;
- La predisposizione di adeguate capacità finanziarie, invitando l'OCSE a includere le fonti rinnovabili negli International Development Targets;
- Il sostegno ai meccanismi di mercato.

Il cosiddetto **Accordo di Parigi sul clima** è probabilmente il più grande accordo politico sul clima e l'ambiente a cui si è giunti finora.

Raggiunto a fine 2015, come gran parte degli altri accordi internazionali, è una scelta condivisa a cui tendere, ma non si è dotato ancora di strumenti operativi per applicarlo.

Esso introduce la contabilità verde: fra cinque anni sarà fatto un bilancio della prima parte di applicazione dell'accordo.

Moltissimo si punta sulle nuove tecnologie: si deve tendere all'utilizzo di nuova tecnologia capace di diminuire drasticamente le emissioni inquinanti nella produzione di energia; l'obiettivo di diminuzione delle emissioni climalteranti sarà raggiunto mettendo in disparte il carbone che è causa primaria della attuale produzione di CO2 (in particolare perché usatissimo nei Paesi di economia in crescita), riducendo in modo rilevante il petrolio e puntando sul ricorso al metano (emette poca CO2) in associazione con le fonti rinnovabili d'energia, ancora "fragili".

Negli ultimi anni, gli effetti a volte devastanti dei cambiamenti climatici in corso, hanno prodotto una forte accelerazione di piani e programmi tesi al contenimento delle emissioni nocive in atmosfera, in cui l'utilizzo di FER assume un enorme rilievo, e a partire dal 2019 il tema del **Green New Deal Europeo** orienta ormai tutte le strategie in termini di azioni, normative e programmi finanziari di sostegno.

La crisi pandemica del 2020 e ancora purtroppo in corso, ha determinato ancora una svolta anche della programmazione di sostegno finanziario, con particolare riguardo al cosiddetto **Next Generation Eu**.

Di seguito, si accenna brevemente ai principali atti e accordi internazionali.

2.1.2 Il Protocollo di Kyoto

Il 16 febbraio 2005 è entrato in vigore il Protocollo di Kyoto.

Il Protocollo, firmato nel dicembre 1997 a conclusione della terza sessione plenaria della Conferenza delle parti (COP3), contiene obiettivi legalmente vincolanti e decisioni sull'attuazione operativa di alcuni degli impegni della Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici (United Nation Framework Convention on Climate Change).

Il Protocollo di Kyoto è uno strumento giuridico internazionale i cui obblighi a carico degli Stati firmatari sono legati, come anticipato, ad obiettivi di riduzione dei gas serra e sono modulati attraverso una analisi dei costi-benefici.

Questa analisi si fonda su tre strumenti definiti dal Trattato come i "meccanismi flessibili", il principale dei quali è il commercio di quote di emissione, detto anche Emission Trading.

Questo è uno strumento finalizzato a permettere lo scambio di crediti d'emissione tra paesi o società in relazione ai rispettivi obiettivi.

Una società o una nazione che abbia conseguito una diminuzione delle proprie emissioni di gas serra superiori al proprio obiettivo potrà cedere

tali "crediti" a un paese o una società che non sia stata in grado di abbattere sufficientemente le proprie.

Un vantaggio ulteriore del meccanismo verrebbe anche dal trasferimento di tecnologie e competenze innovative in questi paesi, attraverso i meccanismi di Joint implementation (JT) e di Clean Development Mechanism (CDM).

Per l'Italia il ricorso ai CDM è molto importante al fine di raggiungere i propri obiettivi di riduzione e il Ministero dell'Ambiente ha stanziato un fondo per l'acquisto dei "certificati di riduzione delle emissioni" (CER) che si creano a partire dai progetti che apportano benefici reali, misurabili e in relazione alla mitigazione dei cambiamenti climatici.

Il Protocollo di Kyoto per la riduzione dei gas responsabili dell'effetto serra (CO2, CH4, N2O, HFC, PFC, SF6), sottoscritto il 10 dicembre 1997, nella sua prima versione prevedeva un forte impegno della Comunità Europea nella riduzione delle emissioni di gas serra (-8%, come media per il periodo 2008 – 2012, rispetto ai livelli del 1990).

Nel 2013 ha avuto avvio il cosiddetto "Kyoto 2", ovvero il secondo periodo d'impegno del Protocollo di Kyoto (2013-2020), che coprirà l'intervallo che separa la fine del primo periodo di Kyoto e l'inizio del nuovo accordo globale nel 2020.

Le modifiche rispetto al primo periodo di Kyoto sono le seguenti:

- nuove norme su come i paesi sviluppati devono tenere conto delle emissioni generate dall'uso del suolo e dalla silvicoltura;
- inserimento di un ulteriore gas a effetto serra, il trifluoruro di azoto (NF3).

2.1.3 L'accordo di Parigi sul Clima

È probabilmente il più grande accordo politico sul clima e l'ambiente a cui si è giunti finora.

Raggiunto a Parigi a fine 2015 e firmato a New York il 22 aprile 2016, come gran parte degli altri accordi internazionali, è una scelta condivisa a cui tendere, ma non si è dotato ancora di strumenti operativi per applicarlo.

Esso introduce la contabilità verde: fra cinque anni sarà fatto un bilancio della prima parte di applicazione dell'accordo.

Moltissimo si punta sulle nuove tecnologie: si deve tendere all'utilizzo di nuova tecnologia capace di diminuire drasticamente le emissioni inquinanti nella produzione di energia; l'obiettivo di diminuzione delle emissioni climalteranti sarà raggiunto mettendo in disparte il carbone che è causa primaria della attuale produzione di CO2 (in particolare perché usatissimo nei Paesi di economia in crescita), riducendo in modo rilevante il petrolio e puntando sul ricorso al metano (emette poca CO2) in associazione con le fonti rinnovabili d'energia, ancora "fragili".

Di seguito vengono elencati i punti principali dell'accordo finale.

- **Riscaldamento Globale** - L'articolo 2 dell'accordo fissa l'obiettivo di restare «ben al di sotto dei 2 gradi rispetto ai livelli pre-industriali», con l'impegno a «portare avanti sforzi per limitare l'aumento di temperatura a 1,5 gradi».
- **Obiettivo a lungo termine sulle emissioni** - L'articolo 3 prevede che i Paesi «puntino a raggiungere il picco delle emissioni di gas serra il più presto possibile», e proseguano «rapide riduzioni dopo quel momento» per arrivare a «un equilibrio tra le emissioni da attività umane e le rimozioni di gas serra nella seconda metà di questo secolo».
- **Impegni nazionali e revisione** - In base all'articolo 4, tutti i Paesi «dovranno preparare, comunicare e mantenere» degli impegni definiti a livello nazionale, con revisioni regolari che

“rappresentino un progresso” rispetto agli impegni precedenti e «riflettano ambizioni più elevate possibile».

- I paragrafi 23 e 24 della decisione sollecitano i Paesi che hanno presentato impegni al 2025 «a comunicare entro il 2020 un nuovo impegno, e a farlo poi regolarmente ogni 5 anni», e chiedono a quelli che già hanno un impegno al 2030 di «comunicarlo o aggiornarlo entro il 2020».

La prima verifica dell'applicazione degli impegni è fissata al 2023, i cicli successivi saranno quinquennali.

- **Loss and Damage** - L'accordo prevede un articolo specifico, l'8, dedicato ai fondi destinati ai Paesi vulnerabili per affrontare i cambiamenti irreversibili a cui non è possibile adattarsi, basato sul meccanismo sottoscritto durante la Cop 19, a Varsavia, che «potrebbe essere ampliato o rafforzato».

Il testo «riconosce l'importanza» di interventi per «incrementare la comprensione, l'azione e il supporto», ma non può essere usato, precisa il paragrafo 115 della decisione, come «base per alcuna responsabilità giuridica o compensazione».

- **Finanziamenti** - L'articolo 9 chiede ai Paesi sviluppati di «fornire risorse finanziarie per assistere» quelli in via di sviluppo, «in continuazione dei loro obblighi attuali». Più in dettaglio, il paragrafo 115 della decisione «sollecita fortemente» questi Paesi a stabilire «una roadmap concreta per raggiungere l'obiettivo di fornire insieme 100 miliardi di dollari l'anno da qui al 2020», con l'impegno ad aumentare «in modo significativo i fondi per l'adattamento».

- **Trasparenza** - L'articolo 13 stabilisce che, per «creare una fiducia reciproca» e «promuovere l'implementazione» è stabilito «un sistema di trasparenza ampliato, con elementi di flessibilità che tengano conto delle diverse capacità».

Purtroppo il bilancio che si può fare in questi primi anni trascorsi dopo l'Accordo di Parigi, non inducono all'ottimismo.

Per quanto riguarda il nostro paese, se si seguisse questo trend, l'Italia non solo sarebbe condannata a fallire l'obiettivo fissato dall'accordo di Parigi, ma non riuscirebbe a raggiungere i target europei (**27% di elettricità da rinnovabili al 2030**) e neppure quelli della **Strategia Energetica Nazionale (19-20% di rinnovabili al 2020)**.

A fronte degli scarsi risultati fino ad ora raggiunti, la **Conferenza Mondiale sul Clima promossa dalle Nazioni Unite** (Madrid, 2 dicembre 2019 COP 25), ha riproposto con forza l'impegno per raggiungere l'obiettivo concordato con l'Accordo di Parigi per limitare il riscaldamento globale e promuovere un definitivo e risolutivo processo di transizione energetica che ponga al centro l'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili in sostituzione di quelle fossili il cui utilizzo favorisce l'immissione in atmosfera di gas climalteranti.

Il progetto risulta perfettamente coerente con le strategie sopracitate, in quanto prevede una produzione di energia da fonte inesauribile e rinnovabile e con emissioni nulle di CO₂ in atmosfera, con conseguenti benefici ambientali e con un sensibile contributo al raggiungimento degli obiettivi sostenuti dall'UE.

A parte gli effetti ambientali indiretti, il progetto si inquadra nell'ambito delle nuove economie green, che consentono di sostenere con massicci investimenti l'industria dedicata alla ricerca e sviluppo di tecnologie idonee per l'installazione nel mar Mediterraneo di centrali eoliche offshore.

2.2 Strategie e strumenti operativi dell'Unione Europea per l'energia e il clima

L'UE ha fissato i suoi obiettivi per ridurre progressivamente le emissioni di gas a effetto serra e attraverso una strategia a lungo termine “low-carbon economy” **la Commissione europea propugna un'Europa a impatto climatico zero entro il 2050.**

Il 28 novembre 2018 l'UE ha presentato la sua visione strategica a lungo termine per un'economia prospera, moderna, competitiva e climaticamente neutra entro il 2050.

La strategia evidenzia come l'Europa possa avere un ruolo guida per conseguire un impatto climatico zero, investendo in soluzioni tecnologiche realistiche, coinvolgendo i cittadini e armonizzando gli interventi in settori fondamentali, quali la politica industriale, la finanza o la ricerca, garantendo allo stesso tempo equità sociale per una transizione giusta.

Facendo seguito agli inviti formulati dal Parlamento europeo e dal Consiglio europeo, la visione della Commissione per un futuro a impatto climatico zero interessa quasi tutte le politiche dell'UE ed è in linea con l'obiettivo dell'accordo di Parigi di mantenere l'aumento della temperatura mondiale ben al di sotto i 2°C e di proseguire gli sforzi per mantenere tale valore a 1,5°C.

Gli obiettivi fondamentali comunitari in materia di clima e di energia sono stabiliti nel:

- Pacchetto per il clima e l'energia 2020
- Quadro per le politiche dell'energia e del clima 2030.

La definizione di questi obiettivi aiuterà l'UE a compiere il passaggio a un'economia a basse emissioni di carbonio entro il 2050 come indicato nella apposita tabella di marcia.

L'UE segue i progressi ottenuti nella riduzione delle emissioni grazie a una regolare attività di monitoraggio e di relazione e valuta attentamente i potenziali impatti di nuove proposte operative.

Il quadro programmatico di riferimento dell'Unione Europea relativo al settore dell'energia e il clima comprende i seguenti principali documenti e atti di indirizzo:

- il Winter Package varato nel novembre 2016;
- le Strategie dell'Unione Europea, incluse nelle tre comunicazioni n. 80, 81 e 82 del 2015 e nel nuovo pacchetto approvato il 16/2/2016 a seguito della firma dell'Accordo di Parigi (COP 21) il 12/12/2015;
- il Pacchetto Clima-Energia 20-20-20, approvato il 17 dicembre 2008;
- Il Quadro per le politiche dell'energia e del clima dal 2020 al 2030 - COM(2014) 0015;
- la Direttiva 2009/28/CE, relativa alla promozione delle energie rinnovabili, che viene analizzata in quanto importante documento in riferimento alla natura del progetto.
- Il Green New Deal Europeo COM(2019) 640;
- La Pandemia e il Piano Next Generation EU.

2.2.1 Winter Package

L'energia ed il mercato energetico europeo rappresentano da sempre una priorità d'azione della Commissione Europea, al fine di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti energetici dei consumatori europei, e per promuovere – in maniera coordinata e conforme alle regole comunitarie – lo sviluppo di energie rinnovabili e strategie sostenibili.

In tale contesto, nel novembre 2016, la Commissione Europea ha varato un pacchetto di proposte in materia energetica – noto appunto come pacchetto invernale, ovvero “Winter Package” - preceduto dalla

Comunicazione “Clean Energy for all Europeans” (“Energia pulita per tutti gli europei”).

Il “Pacchetto Invernale” rappresenta una delle più ampie e complesse iniziative adottate nell'ambito energetico: si articola infatti in ventuno provvedimenti, tra cui otto proposte legislative di modifica delle direttive esistenti.

Uno degli obiettivi più richiamati di tale intervento è quello della decarbonizzazione del settore produttivo energetico, affermando che la transizione verso l'energia pulita è la strada per la crescita futura, l'aumento dell'occupazione e la chiave di attrazione degli investimenti; secondo le stime fornite dalla Commissione stessa, infatti, le energie pulite nel 2015 hanno attirato investimenti per oltre 300 miliardi di euro.

L'implementazione delle nuove proposte di direttive potrebbe quindi consentire, secondo quanto sostenuto dalla Commissione, di trasformare la transizione in una concreta opportunità per tutta l'economia europea arrivando a mobilitare fino a 177 miliardi di euro di investimenti pubblici e privati all'anno dal 2021, con una stima di aumento del PIL dell'1% nel prossimo decennio e la creazione di 900.000 nuovi posti di lavoro.

Per raggiungere gli obiettivi annunciati dalla Commissione, il Pacchetto Invernale prevede numerose proposte di revisione di Direttive e Regolamenti esistenti, che per la prima volta vengono presentate in maniera integrata ed unitaria, mediante appunto un “pacchetto” di misure ancora in bozza, sulla scorta delle precedenti Comunicazioni note come “Pacchetto Clima Energia (2020)” e “Quadro per il Clima e l'energia” con gli obiettivi fino al 2030.

Tra le varie proposte di questo Pacchetto vi sono le seguenti:

- Modifica del regolamento sull'elettricità;
- Modifica della direttiva sull'elettricità;
- Modifica del Regolamento istitutivo dell'Agenzia europea per la cooperazione dei regolatori dell'energia (ACER);
- Introduzione di un regolamento sulla preparazione del rischio nel settore dell'elettricità;
- Modifica della direttiva sull'efficienza energetica;
- Modifica della direttiva sulla performance energetica delle costruzioni;
- Modifica della direttiva sull'energia rinnovabile;
- Nuovo Regolamento sulla governance dell'Unione dell'energia;
- Nuova Comunicazione sull'accelerazione dell'innovazione dell'energia pulita.

Tutti gli attori istituzionali europei sono quindi impegnati nell'approvazione delle proposte di modifica degli strumenti proposti dal Winter Package e successivamente nel loro recepimento a livello nazionale.

Il percorso di approvazione e attuazione, tuttavia, è lento e complesso, e ancora oggi nessuno dei provvedimenti presentati in tale contesto sembra ancora aver visto la luce.

2.2.2 Strategie dell'Unione Europea rispetto all'Accordo globale sul Clima (Parigi 2015)

Le linee generali dell'attuale strategia energetica dell'Unione Europea sono delineate nel pacchetto “Unione dell'Energia”, che mira a garantire all'Europa e i suoi cittadini energia sicura, sostenibile e a prezzi accessibili; misure specifiche riguardano cinque settori chiave, fra cui sicurezza energetica, efficienza energetica e decarbonizzazione. Il pacchetto “Unione dell'Energia” è stato pubblicato dalla Commissione il 25 febbraio 2015 e consiste in **tre comunicazioni**:

- una strategia quadro per l'Unione dell'energia, che specifica gli obiettivi dell'Unione dell'Energia e le misure concrete che saranno adottate per realizzarla (COM(2015)80);
- una comunicazione che illustra la visione dell'UE per il nuovo accordo globale sul clima firmato il 12 dicembre 2015 a Parigi (COM(2015)81);
- una comunicazione che descrive le misure necessarie per raggiungere l'obiettivo del 10% di interconnessione elettrica entro il 2020 (COM(2015)82).

Il pacchetto presentato dalla Commissione nel 2015 indica un'ampia gamma di misure per rafforzare la resilienza dell'UE in caso di interruzione delle forniture di gas.

Tali misure comprendono una riduzione della domanda di energia, **un aumento della produzione di energia in Europa (anche da fonti rinnovabili)**, l'ulteriore sviluppo di un mercato dell'energia ben funzionante e perfettamente integrato nonché la diversificazione delle fonti energetiche, dei fornitori e delle rotte; le proposte intendono inoltre migliorare la trasparenza del mercato europeo dell'energia e creare maggiore solidarietà tra gli Stati membri.

I contenuti del pacchetto "Unione dell'Energia" sono definiti all'interno delle tre comunicazioni precedentemente citate.

Di particolare interesse è la comunicazione COM (2015)81 – "Protocollo di Parigi, Lotta ai Cambiamenti Climatici Mondiali dopo il 2020" che illustra la visione dell'UE per il nuovo accordo globale sui cambiamenti climatici (il protocollo di Parigi), che è stato adottato il 12 dicembre 2015, al termine della Conferenza di Parigi sui cambiamenti climatici.

L'accordo di Parigi, di cui si è già detto al paragrafo 3.1.3, **contiene sostanzialmente quattro impegni per i 196 stati che lo hanno sottoscritto:**

- mantenere l'aumento di temperatura inferiore ai 2 gradi, e compiere sforzi per mantenerlo entro 1,5 gradi;
- smettere di incrementare le emissioni di gas serra il prima possibile e raggiungere nella seconda parte del secolo il momento in cui la produzione di nuovi gas serra sarà sufficientemente bassa da essere assorbita naturalmente;
- controllare i progressi compiuti ogni cinque anni, tramite nuove Conferenze;
- versare 100 miliardi di dollari ogni anno ai paesi più poveri per aiutarli a sviluppare fonti di energia meno inquinanti.

La Comunicazione COM(2015)81 formalizza l'obiettivo di ridurre del 40% le emissioni di gas a effetto serra entro il 2030, convenuto durante il Consiglio Europeo dell'ottobre 2014, come obiettivo per le emissioni proposto dall'UE per il protocollo di Parigi.

Il 16 febbraio 2016, sempre facendo seguito all'adozione da parte dei leader mondiali del nuovo accordo globale e universale tenutosi a Parigi nel dicembre 2015 sul cambiamento climatico, la Commissione ha presentato un nuovo pacchetto di misure per la sicurezza energetica (sicurezza dell'approvvigionamento di gas, accordi intergovernativi nel settore energetico, strategia per il gas naturale liquefatto (GNL) e lo stoccaggio del gas, strategia in materia di riscaldamento e raffreddamento), per dotare l'UE degli strumenti per affrontare la transizione energetica globale, al fine di fronteggiare possibili interruzioni dell'approvvigionamento energetico.

2.2.3 Pacchetto Clima-Energia 20-20-20

Il Pacchetto Clima ed Energia 20-20-20, approvato il 17 dicembre 2008 dal Parlamento Europeo, costituisce il quadro di riferimento con il quale l'Unione Europea intende perseguire la propria politica di sviluppo per il

2020, ovvero riducendo del 20%, rispetto al 1990, le emissioni di gas a effetto serra, portando al 20% il risparmio energetico e aumentando al 20% il consumo di fonti rinnovabili.

Il pacchetto comprende, inoltre, provvedimenti sul sistema di scambio di quote di emissione e sui limiti alle emissioni delle automobili.

In dettaglio il Pacchetto 20-20-20 riguarda i seguenti temi:

- Sistema di scambio delle emissioni di gas a effetto serra;
- Ripartizione degli sforzi per ridurre le emissioni;
- Cattura e stoccaggio geologico del biossido di carbonio;
- Accordo sulle energie rinnovabili;
- Riduzione del CO₂ da parte delle auto;
- Riduzione dei gas a effetto serra nel ciclo di vita dei combustibili.

2.2.4 Quadro per le politiche dell'energia e del clima al 2030

Il quadro per le politiche dell'energia e del clima all'orizzonte 2030 è stato presentato dalla Commissione il 22 gennaio 2014. Il Quadro per le politiche dell'energia e del clima dal 2020 al 2030 – COM (2014) 0015.

Il Quadro è inteso ad **avviare discussioni** su come proseguire queste politiche al termine dell'attuale quadro per il 2020 e comprende obiettivi e obiettivi politici a livello dell'UE per il periodo dal 2021 al 2030.

Concordare un approccio comune durante il periodo fino al 2030 aiuta a garantire la certezza normativa agli investitori e a coordinare gli sforzi dei paesi dell'UE.

Il quadro contribuisce a progredire verso la realizzazione di un'economia a basse emissioni di carbonio e a costruire un sistema che:

- assicuri energia a prezzi accessibili a tutti i consumatori;
- renda più sicuro l'approvvigionamento energetico dell'UE;
- riduca la dipendenza europea dalle importazioni di energia;
- crei nuove opportunità di crescita e posti di lavoro.

Gli obiettivi chiave per il 2030 sono:

- una riduzione almeno del 40% delle **emissioni di gas a effetto serra** (rispetto ai livelli del 1990)
- una quota almeno del 32% di **energia rinnovabile**
- un miglioramento almeno del 32,5% dell'**efficienza energetica**.

Il quadro è stato adottato dal Consiglio europeo nell'ottobre 2014.

Gli obiettivi in materia di energie rinnovabili e di efficienza energetica sono stati rivisti al rialzo nel 2018.

Per quanto riguarda le emissioni di gas a effetto serra si stabilisce un obiettivo vincolante di ridurre entro il 2030 le emissioni nell'UE di almeno il 40% rispetto ai livelli del 1990.

Ciò consentirà all'UE di progredire verso un'economia a basse emissioni di carbonio e di rispettare gli impegni assunti nel quadro dell'accordo di Parigi.

Per conseguire l'obiettivo:

- i settori interessati dal sistema di scambio di quote di emissione dell'UE (ETS) dovranno ridurre le emissioni del 43% (rispetto al 2005); a questo scopo l'ETS è stato rivisto per il periodo successivo al 2020
- i settori non interessati dall'ETS dovranno ridurre le emissioni del 30% (rispetto al 2005); ciò si è tradotto in singoli obiettivi vincolanti nazionali per gli Stati membri.

Per quanto riguarda le energie rinnovabili si stabilisce un obiettivo vincolante in materia di energie rinnovabili per l'UE per il 2030 pari ad almeno il 32% del consumo finale di energia, compresa una clausola di revisione entro il 2023 per una revisione al rialzo dell'obiettivo a livello UE.

L'obiettivo iniziale di almeno il 27% è stato rivisto al rialzo nel 2018.

Per quanto riguarda l'efficienza energetica si è stabilito un obiettivo chiave di almeno il 32,5% per l'efficienza energetica da raggiungere collettivamente nell'UE nel 2030, con una clausola di revisione al rialzo entro il 2023.

L'obiettivo iniziale di almeno il 27% è stato rivisto al rialzo nel 2018.

Per quanto riguarda il Sistema di governance, verrà ulteriormente approfondito un processo di governance trasparente e dinamico che contribuirà alla realizzazione degli obiettivi dell'Unione dell'energia, compresi gli obiettivi del quadro per il clima e l'energia 2030, in modo efficiente e coerente.

L'UE ha adottato norme integrate di monitoraggio e comunicazione per garantire il progresso verso il conseguimento degli obiettivi in materia di clima ed energia per il 2030 e dei suoi impegni internazionali nel quadro dell'accordo di Parigi.

In base ai principi per legiferare meglio, il processo di governance comporta consultazioni con i cittadini e le parti interessate.

I Piani Nazionali Integrati per l'Energia e il Clima (PNIEC)

Gli Stati membri sono tenuti ad adottare piani nazionali integrati per il clima e l'energia per il periodo 2021-2030, e presentarli entro la fine del 2019.

Strategie nazionali a lungo termine

Nell'ambito del sistema di governance, gli Stati membri sono inoltre tenuti a elaborare strategie nazionali a lungo termine entro il 1° gennaio 2020 e a garantire la coerenza tra le loro strategie a lungo termine e i piani nazionali per l'energia e il clima.

2.2.5 Direttiva Energie Rinnovabili

La Direttiva Energie Rinnovabili, adottata mediante codecisione il 23 aprile 2009 (*Direttiva 2009/28/CE*, recante abrogazione delle *Direttive 2001/77/CE* e *2003/30/CE*), ha stabilito che una quota obbligatoria del 20% del consumo energetico dell'UE deve provenire da fonti rinnovabili entro il 2020, obiettivo ripartito in sotto-obiettivi vincolanti a livello nazionale, tenendo conto delle diverse situazioni di partenza dei paesi. Inoltre, tutti gli Stati membri sono tenuti, entro il 2020, a derivare il 10% dei loro carburanti utilizzati per i trasporti da fonti rinnovabili.

La direttiva ha altresì stabilito i requisiti relativi ai diversi meccanismi che gli Stati membri possono applicare per raggiungere i propri obiettivi (regimi di sostegno, garanzie di origine, progetti comuni, cooperazione tra Stati membri e paesi terzi), nonché criteri di sostenibilità per i biocarburanti.

Nel 2010, gli Stati membri hanno adottato Piani d'Azione Nazionali per le energie rinnovabili.

La Commissione ha proceduto ad una valutazione dei progressi compiuti dagli Stati membri nel conseguimento dei loro obiettivi per il 2020 relativi alle energie rinnovabili nel 2011 (COM(2011)0031), nel 2013 (COM(2013)0175) e nel 2015 (COM(2015)574).

L'ultima relazione relativa alla prima direttiva, dimostrava che la crescita delle energie rinnovabili è aumentata significativamente e che la maggior parte degli Stati membri ha raggiunto i propri obiettivi intermedi, a norma della direttiva del 2009.

Il 17 gennaio 2018 il Parlamento Europeo ha approvato la nuova Direttiva europea sulle energie rinnovabili per il periodo 2020-2030, la quale riporta i nuovi obiettivi per l'efficienza energetica e per lo sviluppo delle fonti rinnovabili.

Essa, infatti, fissa al 35% il target da raggiungere entro il 2030 a livello comunitario, sia per quanto riguarda l'obiettivo dell'aumento dell'efficienza energetica, sia per la produzione da fonti energetiche rinnovabili, che dovranno rappresentare una quota non inferiore al 35% del consumo energetico totale.

Gli obiettivi appena introdotti con la nuova Direttiva non saranno però vincolanti a livello nazionale, ma solo indicativi: i singoli Stati saranno infatti chiamati a fissare le necessarie misure nazionali in materia di energia, in linea con i nuovi target, ma non verranno applicate sanzioni nei confronti di quei Paesi che non dovessero riuscire a rispettare i propri obiettivi energetici nazionali, nel caso in cui sussistano "circostanze eccezionali e debitamente giustificate".

Viene inoltre incoraggiato l'autoconsumo, attraverso la possibilità, per i consumatori che producono energia elettrica da fonti rinnovabili, di stoccarla senza costi aggiuntivi o tasse.

2.2.6 *Azioni Future nel campo delle Energie Rinnovabili*

Nella comunicazione del 6 giugno 2012 "Energie rinnovabili: un ruolo di primo piano nel mercato energetico europeo" (COM(2012)0271), la Commissione ha individuato i settori in cui occorre intensificare gli sforzi entro il 2020, **affinché la produzione di energia rinnovabile dell'UE continui ad aumentare fino al 2030 e oltre, ed in particolare affinché le tecnologie energetiche rinnovabili divengano meno costose, più competitive e basate sul mercato ed affinché vengano incentivati gli investimenti nelle energie rinnovabili.**

È prevista una graduale eliminazione dei sussidi ai combustibili fossili, un mercato del carbonio ben funzionante ed imposte sull'energia concepite in modo adeguato.

A novembre 2013, la Commissione ha fornito ulteriori orientamenti sui regimi di sostegno delle energie rinnovabili (COM(2013)7243) e ha annunciato una revisione completa delle sovvenzioni che gli Stati membri sono autorizzati ad offrire al settore delle energie rinnovabili, preferendo le gare d'appalto, i premi di riacquisto ed i contingentamenti obbligatori alle tariffe di riacquisto comunemente utilizzate.

L'UE ha già iniziato la preparazione per il periodo successivo al 2020, al fine di fornire in anticipo chiarezza politica agli investitori sul regime post-2020.

L'energia rinnovabile svolge un ruolo fondamentale nella strategia a lungo termine della Commissione, delineata nella "Tabella di marcia per l'energia 2050" (COM(2011)0885).

Gli scenari di decarbonizzazione del settore energetico proposti sono finalizzati al raggiungimento di una quota di energia rinnovabile pari ad almeno il 30% entro il 2030.

Gli scenari di decarbonizzazione del settore energetico proposti nella tabella di marcia sono finalizzati al raggiungimento di una quota di energia rinnovabile pari ad almeno il 30% entro il 2030.

La tabella di marcia indica anche che, in mancanza di ulteriori interventi, la crescita delle energie rinnovabili si allenterà dopo il 2020.

In seguito alla pubblicazione, nel marzo 2013, del Libro verde "Un quadro per le politiche dell'energia e del clima all'orizzonte 2030" (COM(2013)0169), la Commissione, nella sua comunicazione del 22 gennaio 2014 "Quadro per le politiche dell'energia e del clima per il periodo dal 2020 al 2030" (COM(2014)0015), prevede un obiettivo vincolante, pari al 27 % del consumo energetico da fonti energetiche rinnovabili, soltanto a livello di UE, una riduzione almeno del 40% delle emissioni di gas a effetto serra (rispetto ai livelli del 1990) e un miglioramento almeno del 27% dell'efficienza energetica; il quadro è stato adottato dai leader dell'UE nell'ottobre 2014 e si basa sul pacchetto per il clima e l'energia 2020 ed è coerente con la prospettiva a lungo termine delineata nella tabella di marcia per passare a un'economia competitiva a basse emissioni di carbonio entro il 2050, nella tabella di marcia per l'energia 2050 e con il Libro Bianco sui trasporti.

2.2.7 *Il Green New Deal Europeo COM(2019)640*

L'11 dicembre 2019 la Commissione ha presentato la comunicazione sul **Green Deal Europeo**.

La Comunicazione riformula su nuove basi l'impegno della Commissione ad affrontare i problemi legati al clima e all'ambiente, ovvero il compito che definisce la nostra generazione.

Ogni anno che passa l'atmosfera si riscalda e il clima cambia; degli otto milioni di specie presenti sul pianeta un milione è a rischio di estinzione. Assistiamo all'inquinamento e alla distruzione di foreste e oceani.

Il Green Deal europeo è la risposta a queste sfide.

Si tratta di una nuova strategia di crescita mirata a **trasformare l'UE in una società giusta e prospera, dotata di un'economia moderna, efficiente sotto il profilo delle risorse e competitiva che nel 2050 non genererà emissioni nette di gas a effetto serra e in cui la crescita economica sarà dissociata dall'uso delle risorse.**

Essa mira inoltre a **proteggere, conservare e migliorare il capitale naturale dell'UE e a proteggere la salute e il benessere dei cittadini dai rischi di natura ambientale** e dalle relative conseguenze.

Allo stesso tempo, tale transizione deve essere **giusta e inclusiva**.

Deve mettere al primo posto le persone e tributare particolare attenzione alle regioni, alle industrie e ai lavoratori che dovranno affrontare i problemi maggiori.

Poiché la transizione determinerà cambiamenti sostanziali, la partecipazione attiva dei cittadini e la fiducia nella transizione sono fondamentali affinché le politiche possano funzionare e siano accettate.

È necessario un nuovo patto che riunisca i cittadini, con tutte le loro diversità, le autorità nazionali, regionali, locali, la società civile e l'industria, in stretta collaborazione con le istituzioni e gli organi consultivi dell'UE.

Si tratta in definitiva di una nuova strategia di crescita volta a trasformare l'UE in **una società a impatto climatico zero, giusta e prospera, dotata di un'economia moderna, efficiente sotto il profilo delle risorse e competitiva.**

I leader dell'UE hanno ribadito il loro impegno a svolgere un **ruolo guida nella lotta globale contro i cambiamenti climatici.**

Il Green Deal europeo sottolinea la necessità di adottare un **approccio olistico** in cui tutte le azioni e le politiche dell'UE contribuiscano ai suoi obiettivi.

La comunicazione della Commissione ha annunciato iniziative riguardanti una serie di settori d'intervento fortemente interconnessi, tra cui clima, ambiente, energia, trasporti, industria, agricoltura e finanza sostenibile.

Inoltre, tutte le attuali politiche relative all'obiettivo della neutralità climatica saranno oggetto di esame e, ove necessario, di revisione nell'ambito del Green Deal, in linea con le maggiori ambizioni in materia di clima.

Tra queste figurano, ad esempio, la normativa in vigore in materia di emissioni di gas a effetto serra, energie rinnovabili ed efficienza energetica.

➤ La legge europea sul clima

Con la legge europea sul clima, la Commissione propone di **introdurre nella legislazione l'obiettivo della neutralità climatica dell'UE per il 2050** e di definire il quadro necessario per raggiungerlo.

La proposta mira a garantire che tutti i comparti economici e i settori della società contribuiscano all'azzeramento delle emissioni nette entro il 2050 e delinea un quadro per la valutazione dei progressi compiuti in questa direzione.

Nel settembre 2020 la Commissione ha modificato la sua proposta iniziale sulla legge europea sul clima per includere un obiettivo riveduto di riduzione delle emissioni UE di **almeno il 55 % entro il 2030**.

Nel dicembre 2020 il **Consiglio europeo** ha approvato l'obiettivo in materia di emissioni proposto dalla Commissione e ha chiesto una **rapida adozione della legge sul clima**.

Il Consiglio "Ambiente" ha raggiunto un accordo in merito a un **orientamento generale parziale** sulla legge europea sul clima nella sessione di ottobre 2020.

Il Consiglio ha convenuto che l'obiettivo della neutralità climatica a livello dell'Unione entro il 2050 dovrebbe essere perseguito collettivamente da tutti gli Stati membri.

Ha sottolineato l'importanza di promuovere **sia l'equità che la solidarietà** tra gli Stati membri, come anche **l'efficacia in termini di costi**, nel conseguimento dell'obiettivo della neutralità climatica.

Le misure e le strategie incidono su diversi settori.

Le aree di intervento del Green New Deal riguardano:

- Biodiversità;
- Alimentazione e Agricoltura;
- Edilizia;
- Mobilità;
- Inquinamento;
- Neutralità Climatica;

Per ciò che riguarda l'energia, al punto 2.1.2 della strategia, vengono delineate le principali linee programmatiche.

2.3 **Strategie e strumenti di programmazione energetica dello Stato Italiano**

L'attuale assetto energetico italiano è in larga parte frutto della scelta referendaria del novembre 1987 che sancì l'abbandono della produzione di energia elettrica nucleare e di quanto stabilito nel piano energetico redatto nel 1975, mirante, tra l'altro, ad un incremento delle disponibilità derivanti dalla fonte nucleare pari a 20 mila megawatt.

Pertanto, l'attuale approvvigionamento italiano risulta notevolmente diverso da quello dei partner europei; in particolare, esso presenta carenze oggettivamente riconosciute e riconducibili a molti fattori, tra i quali la dipendenza estera, la tipologia delle strutture e delle reti di trasporto sono quelli principali.

Sul fronte delle fonti energetiche rinnovabili, soltanto nella seconda metà del trascorso ventennio, soprattutto a seguito degli indirizzi dell'UE in materia, nel Paese si è verificato un deciso sviluppo delle FER, segnatamente di quella eolica e fotovoltaica.

Particolari condizioni geoclimatiche di alcune aree centro-meridionali ed insulari hanno favorito la realizzazione di wind farm in alcuni casi di notevoli dimensioni.

Tuttavia, la difficile valutazione di impatto ambientale e un quadro normativo non completamente coerente ed esaustivo hanno creato negli ultimi anni una situazione di stallo.

L'Italia aveva indicato, quale obiettivo realistico al 2010, una produzione interna lorda di elettricità da fonti rinnovabili pari a 76 GWh ed una percentuale di produzione da fonti rinnovabili del 22%. Difatti tale obiettivo è stato centrato, essendo la produzione di interna lorda di elettricità arrivata nel 2010 a 76,96 GWh.

In coerenza con il pacchetto clima energia dell'UE sono stati definiti nuovi limiti di riduzione, in particolare entro il 2020 ci si prefiggeva di ridurre le emissioni di CO2 del 13 % rispetto al 2005 nei soli settori non soggetti alla direttiva Emission Trading System (ETS) (termoelettrico,

impianti di combustione oltre i 20 MW, raffinazione, produzione di cemento, acciaio, carta e vetro) ovvero trasporti, edilizia, servizi, agricoltura, rifiuti e piccoli impianti industriali.

La scelta dell'Ue di fissare come anno di riferimento il 2005 piuttosto che il 1990 è stata indubbiamente vantaggiosa per l'Italia (visto che l'Italia era in controtendenza rispetto a molti paesi avendo aumentato le emissioni di circa il 12% rispetto al 1990).

La Direttiva europea 2009/28/CE (Direttiva Fonti Rinnovabili), come detto, ha assegnato all'Italia l'obiettivo di coprire con energia da fonti rinnovabili il 17% dei consumi finali lordi di energia entro il 2020.

È noto che l'Italia ha già raggiunto nel 2016 gli obiettivi. Attualmente la quota di consumo di energia da fonte rinnovabile si aggira intorno al 33.5%.

I principali strumenti strategici e programmatici a livello nazionale relativi al settore energetico presi in considerazione, sono i seguenti:

- Piano Energetico Nazionale, approvato dal Consiglio dei Ministri il 10 agosto 1988;
- Conferenza Nazionale sull'Energia e l'Ambiente del 1998;
- Legge n. 239 del 23 agosto 2004, sulla riorganizzazione del settore dell'energia e la delega al governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia;
- La Strategia Energetica Nazionale 2017, adottata con DM del 10 novembre 2017;
- Il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) adottato il 31/12/2018;
- Atti normativi di recepimento delle Direttive Comunitarie;
- Il Green New Deal Italiano, la pandemia e il PNRR.

Si riporta di seguito una trattazione sintetica dei contenuti degli atti succitati di Programmazione Energetica Nazionale.

2.3.1 Piano Energetico Nazionale

Il Piano Energetico Nazionale (PEN), approvato dal Consiglio dei Ministri il 10 agosto 1988 al fine di promuovere un piano nazionale per l'uso razionale di energia e il risparmio energetico, stabiliva degli obiettivi strategici a lungo termine, tra cui:

- il risparmio energetico, tramite un sistema di misure in grado di migliorare i processi produttivi e sostituire alcuni prodotti con altri simili, ma caratterizzati da un minore consumo energetico, e di assicurare la razionalizzazione dell'utilizzo finale;
- la tutela dell'ambiente attraverso lo sviluppo di energie rinnovabili e la riduzione dell'impatto sul territorio e delle emissioni inquinanti derivanti dalla produzione, lavorazione e utilizzo dell'energia.

Tali obiettivi erano finalizzati a limitare la dipendenza energetica da altri paesi, in termini di fabbisogno elettrico e di idrocarburi.

Ad oggi gli investimenti già effettuati corrispondono nel complesso a quanto identificato a suo tempo dal PEN.

Da un punto di vista programmatico, l'art. 5 della Legge sanciva l'obbligo per le Regioni e le Province autonome di predisporre Piani Regionali e Provinciali contenenti indicazioni in merito all'uso di fonti rinnovabili di energia.

Il Governo Italiano, nel 2013, ha elaborato ed emanato la Strategia Energetica Nazionale che ha subito significative modifiche con la SEN 2017, di cui si dirà in seguito.

2.3.2 Conferenza Nazionale sull'Energia e l'Ambiente

Dal 25 al 28 novembre 1998 si è tenuta la Conferenza Nazionale sull'Energia e l'Ambiente, promossa dall'ENEA ("Ente per le Nuove

Tecnologie l'Energia e l'Ambiente") su incarico dei Ministeri dell'Industria, Ambiente, Università e Ricerca Tecnologica e Scientifica. La conferenza ha rappresentato un importante passo avanti nella definizione di un nuovo approccio alla politica nazionale sull'energia e l'ambiente.

Dal 1988, con l'approvazione del Piano Energetico Nazionale, sono state sviluppate delle strategie integrate per l'energia e l'ambiente a livello nazionale, prendendo in considerazione la sicurezza delle fonti di approvvigionamento, lo sviluppo delle risorse naturali nazionali, la competitività e gli obiettivi di tutela dell'ambiente e di miglioramento dell'efficienza energetica attraverso la razionalizzazione delle risorse energetiche.

La Conferenza Nazionale sull'Energia e l'Ambiente ha contribuito sia a rafforzare l'importanza di questo approccio sia a passare da una politica di controllo dell'energia a una politica che promuova gli interessi individuali e collettivi, che rappresenti la base per accordi volontari, e un nuovo strumento dell'attuale politica energetica.

Durante la Conferenza Nazionale sull'Energia e l'Ambiente è stato siglato "l'Accordo per l'Energia e l'Ambiente". Tale Accordo coinvolge le amministrazioni centrali e locali, i partner economici e sociali, gli operatori e gli utenti.

L'Accordo definisce le norme e gli obiettivi generali della nuova politica energetica sulla base di alcune priorità, tra cui:

- cooperazione internazionale;
- apertura del settore dell'energia alla concorrenza;
- coesione sociale;
- creazione di consenso sociale;
- competitività, qualità, innovazione e sicurezza;
- informazione e servizi.

2.3.3 Legge n. 239 del 23 agosto 2004

La Legge n. 239/04 del 23 agosto 2004 disciplina e riorganizza il settore dell'energia attraverso l'ulteriore sviluppo (in aggiunta al Piano Energetico Nazionale del 1988 e alla Conferenza Nazionale sull'Energia e l'Ambiente del 1998) della politica italiana dell'energia e del generale rinnovamento della gestione del settore dell'energia.

La legge stabilisce gli obiettivi generali della politica nazionale dell'energia, definisce il ruolo e le funzioni dello stato e fissa i criteri generali per l'attuazione della politica nazionale dell'energia a livello territoriale, sulla base dei principi di sussidiarietà, differenziazione, adeguatezza e cooperazione tra lo Stato, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, le Regioni e le Autorità locali.

Le strategie di intervento principali stabilite dalla Legge n. 239/2004 sono:

- la diversificazione delle fonti di energia;
- l'aumento dell'efficienza del mercato interno attraverso procedure semplificate e la riorganizzazione del settore dell'energia;
- il completamento del processo di liberalizzazione del mercato dell'energia, allo scopo di promuovere la competitività e la riduzione dei prezzi;
- la suddivisione delle legislazione regionale di settore e le competenze tra stato e regioni;

Alcuni tra gli obiettivi generali principali della politica energetica (sanciti dall'art. 1, punto 3) sono i seguenti:

- garantire la sicurezza, la flessibilità e la continuità degli approvvigionamenti di energia, in quantità commisurata alle esigenze, diversificando le fonti energetiche primarie, le zone geografiche di provenienza e le modalità di trasporto (punto a);

- perseguire il miglioramento della sostenibilità ambientale dell'energia, anche in termini di uso razionale delle risorse territoriali, di tutela della salute e di rispetto degli impegni assunti a livello internazionale, in particolare in termini di emissioni di gas ad effetto serra e di incremento dell'uso delle fonti energetiche rinnovabili assicurando il ricorso equilibrato a ciascuna di esse.

La promozione dell'uso delle energie rinnovabili deve avvenire anche attraverso il sistema complessivo dei meccanismi di mercato, assicurando un equilibrato ricorso alle fonti stesse, assegnando la preferenza alle tecnologie di minore impatto ambientale e territoriale (punto e).

2.3.4 Strategia Energetica Nazionale (SEN) 2017

La Strategia Energetica Nazionale 2017 è stata adottata con Decreto Ministeriale 10 novembre 2017.

L'Italia ha raggiunto in anticipo gli obiettivi europei - con una penetrazione di rinnovabili del 17,5% sui consumi complessivi al 2015 rispetto al target del 2020 di 17% - e sono stati compiuti importanti progressi tecnologici che offrono nuove possibilità di conciliare contenimento dei prezzi dell'energia e sostenibilità

(Fonte: sito web del Ministero dello sviluppo economico).

La Strategia 2017 si pone l'obiettivo di rendere il sistema energetico nazionale:

- più competitivo, migliorando la competitività del Paese e continuando a ridurre il gap di prezzo e di costo dell'energia rispetto all'Europa, in un contesto di prezzi internazionali crescenti;
- più sostenibile, raggiungendo in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione definiti a livello europeo, in linea con i futuri traguardi stabiliti nella COP21;
- più sicuro, continuando a migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche e rafforzando l'indipendenza energetica dell'Italia.

Fra i target quantitativi previsti dalla SEN si citano i seguenti:

- **efficienza energetica:** riduzione dei consumi finali da 118 a 108 Mtep con un risparmio di circa 10 Mtep al 2030;
- **fonti rinnovabili:** 28% di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030 rispetto al 17,5% del 2015; in termini settoriali, l'obiettivo si articola in una quota di rinnovabili sul consumo elettrico del 55% al 2030 rispetto al 33,5% del 2015; in una quota di rinnovabili sugli usi termici del 30% al 2030 rispetto al 19,2% del 2015; in una quota di rinnovabili nei trasporti del 21% al 2030 rispetto al 6,4% del 2015;
- **riduzione del differenziale di prezzo dell'energia:** contenere il gap di costo tra il gas italiano e quello del nord Europa (nel 2016 pari a circa 2 €/MWh) e quello sui prezzi dell'elettricità rispetto alla media UE (pari a circa 35 €/MWh nel 2015 per la famiglia media e al 25% in media per le imprese);
- **cessazione della produzione di energia elettrica da carbone** con un obiettivo di accelerazione al 2025, da realizzare tramite un puntuale piano di interventi infrastrutturali;
- **razionalizzazione del downstream petrolifero**, con evoluzione verso le bioraffinerie e un uso crescente di biocarburanti sostenibili e del GNL nei trasporti pesanti e marittimi al posto dei derivati dal petrolio;

- **Azioni verso la decarbonizzazione al 2050:** rispetto al 1990, una diminuzione delle emissioni del 39% al 2030 e del 63% al 2050;
- **raddoppiare gli investimenti in ricerca e sviluppo tecnologico** clean energy: da 222 Milioni nel 2013 a 444 Milioni nel 2021;
- promozione della mobilità sostenibile e dei servizi di mobilità condivisa;
- **nuovi investimenti sulle reti per maggiore flessibilità,** adeguatezza e resilienza; maggiore integrazione con l'Europa; diversificazione delle fonti e rotte di approvvigionamento gas e gestione più efficiente dei flussi e punte di domanda;
- **riduzione della dipendenza energetica dall'estero** dal 76% del 2015 al 64% del 2030 (rapporto tra il saldo import/export dell'energia primaria necessaria a coprire il fabbisogno e il consumo interno lordo), grazie alla forte crescita delle rinnovabili e dell'efficienza energetica.

2.3.5 Atti normativi di recepimento delle Direttive Europee

In base alla *Direttiva 2009/28/CE*, ciascuno Stato membro ha predisposto il proprio Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili mediante il quale, fermo restando l'obbligo di conseguire gli obiettivi nazionali generali stabiliti a livello comunitario, in cui ha determinato i propri obiettivi per ogni specifico settore di consumo energetico da FER (elettricità, riscaldamento e raffreddamento, trasporti) e le misure per conseguirli.

L'Italia ha trasmesso il proprio **Piano di Azione Nazionale** per le energie rinnovabili (PAN) alla Commissione Europea nel luglio 2010.

Ai due obiettivi vincolanti di consumo di energia da fonti rinnovabili fissati per l'Italia dalla *Direttiva 2009/28/CE* (il 17% e 10% dei consumi finali lordi di energia coperti da fonti rinnovabili entro il 2020, rispettivamente sui consumi energetici complessivi e sui consumi del settore Trasporti), il PAN ne aggiunge altri due, non vincolanti, per il settore Elettrico e per il settore Termico (rispettivamente il 26,4% e 17,1% dei consumi coperti da FER).

Il PAN prevede inoltre l'adozione di alcune misure trasversali, quali lo snellimento dei procedimenti autorizzativi, lo sviluppo delle reti di trasmissione e distribuzione, l'introduzione di specifiche tecniche per gli impianti, la certificazione degli installatori, criteri di sostenibilità per i biocarburanti ed i bioliquidi e misure di cooperazione internazionale.

Il provvedimento con cui l'Italia ha definito inizialmente gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi ed il quadro istituzionale, giuridico e finanziario, necessari per il raggiungimento degli obiettivi al 2020 in materia di energia da fonti rinnovabili, è il **D.lgs. 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*).

Le disposizioni del decreto, noto come "**Decreto Rinnovabili**", introducono diverse ed importanti novità dal punto di vista delle procedure autorizzative, della regolamentazione tecnica e dei regimi di sostegno.

L'obiettivo del 17% al 2020 assegnato all'Italia dall'UE (già conseguito e superato, come detto al paragrafo precedente) **dovrà essere conseguito secondo la logica del burden-sharing (letteralmente, suddivisione degli oneri), in altre parole ripartito tra le Regioni e le Province autonome italiane in ragione delle rispettive potenzialità energetiche, sociali ed economiche.**

Il D.M. 15 marzo 2012 "Definizione e qualificazione degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili (c.d. Burden Sharing)"

norma questo aspetto indicando i target per le rinnovabili, Regione per Regione.

Per la Regione Sardegna, a fronte di un valore iniziale di riferimento pari al 3,8%, il decreto prevedeva di raggiungere nel 2020 l'obiettivo del 17,8% di energia prodotta con fonti rinnovabili.

Tabella 1 – Obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili Fonte: D.M. 15/3/2012, Tabella A

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

2.3.6 Il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima

Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2030 è uno strumento fondamentale che segna l'inizio di un importante cambiamento nella politica energetica e ambientale del nostro Paese verso la decarbonizzazione.

L'obiettivo è quello di realizzare una nuova politica energetica che assicuri la piena sostenibilità ambientale, sociale ed economica del territorio nazionale e accompagni tale transizione.

Il Piano è il risultato di un processo articolato.

A dicembre 2018, come previsto dal Regolamento del Parlamento Europeo e del Consiglio 2016/0375 sulla Governance dell'Unione dell'energia è stata inviata alla Commissione europea la bozza del Piano, predisposta sulla base di analisi tecniche e scenari evolutivi del settore energetico svolte con il contributo dei principali organismi pubblici operanti sui temi energetici e ambientali (GSE, RSE, Enea, Ispra, Politecnico di Milano).

A giugno 2019 la Commissione europea ha formulato le proprie valutazioni e raccomandazioni sulle proposte di Piano presentate dagli Stati membri dell'Unione, compresa la proposta italiana, valutata, nel complesso, positivamente.

Dopo una consultazione pubblica, l'esecuzione di una Valutazione Ambientale Strategica ed un confronto con le Regioni e le Associazioni di Enti Locali, **il PNIEC a ottobre 2020 ha avuto il placet della Commissione.**

Il Piano si struttura in 5 linee d'intervento, che si svilupperanno in maniera integrata: dalla decarbonizzazione all'efficienza e sicurezza energetica, passando attraverso lo sviluppo del mercato interno dell'energia, della ricerca, dell'innovazione e della competitività.

Il Piano attua le direttive europee che fissano al 2030 gli obiettivi di diminuzione delle emissioni di gas a effetto serra.

I principali obiettivi dello strumento sono: **una percentuale di produzione di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia pari al 30%**, in linea con gli obiettivi previsti per il nostro Paese dalla UE e una quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti del 21,6% a fronte del 14% previsto dalla UE.

Inoltre, il Piano prevede una riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007 del 43% rispetto al 2005 previsto in Europa per i settori regolati dal sistema ETS – Emissions Trading Scheme (industrie energetiche, settori industriali energivori e aviazione) e del 33% rispetto allo stesso anno in Italia per i settori non ETS (trasporti, residenziale, terziario, industria non ricadente nell'ETS, agricoltura e rifiuti).

Ma tramite il Piano, si conta addirittura di superare l'obiettivo, arrivando a -55,9% per l'ETS e a -34,6% per il non ETS; a questo contribuirà lo spegnimento delle centrali a carbone, già previsto per il 2025, e un'accelerazione sul fronte delle energie rinnovabili.

L'Italia, infatti, si è posta l'obiettivo di coprire, nel 2030, il 30% del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili delineando un percorso di crescita sostenibile con la piena integrazione nel sistema.

In particolare, l'obiettivo per il 2030 prevede un consumo finale lordo di energia di 111 Mtep, di cui circa 33 Mtep (milioni di tonnellate equivalenti di petrolio) da fonti rinnovabili.

Nello specifico, la quota di energie rinnovabili nel settore elettrico dovrà essere del 55,4%, quella nel settore termico del 33% e per i trasporti del 26%.

È prevista nel Piano una riduzione dei consumi energetici al 2030 pari al 43% dell'energia primaria e al 39,7% dell'energia finale rispetto al 2007, che corrisponde ad una soglia di consumo annuo per il 2030 di 132 Mtep di energia primaria e 103,8 Mtep di energia finale.

Questa riduzione è da realizzarsi in particolare attraverso un efficientamento in campo edilizio e nel campo dei trasporti, tramite politiche di incremento della mobilità collettiva e della cosiddetta "smart mobility".

Attraverso il Piano, l'Italia ha ribadito il suo impegno nel promuovere un'accelerazione della ricerca e dell'innovazione tecnologica a supporto della transizione energetica verso un sistema basato sulle energie rinnovabili, attraverso un significativo aumento dei fondi pubblici dedicati alla ricerca in "tecnologia pulita", che vengono raddoppiati: dai circa 222 milioni di euro nel 2013 ai circa 444 milioni nel 2021.

Per quanto riguarda la generazione elettrica attraverso impianti eolici onshore, il PNIEC fissa un obiettivo minimo di realizzazione di 15,39 GW al 2025 e di 17,5 GW al 2030.

Tabella 2 - Definizione degli obiettivi del PNIEC al 2030

Fonte	2016	2017	2025	2030
Idrica	18.641	18.863	19.140	19.200
Geotermica	815	813	919	950
Eolica	9.410	9.766	15.690	18.400
di cui off-shore	0	0	300	900
Bioenergie	4.124	4.135	3.570	3.764
Solare	19.269	19.682	26.840	50.880
di cui CSP	0	0	250	880
Totale	52.258	53.259	66.159	93.194

Come premesso, secondo le valutazioni della Commissione Europea espresse a ottobre 2020, le misure proposte nel PNIEC appaiono in linea con gli obiettivi previsti per le FER, mentre sono state sollevate alcune perplessità sul tema della riduzione dei consumi e dell'efficienza energetica.

Le misure proposte nel PNIEC appaiono dunque in linea con gli obiettivi previsti.

Pur senza specifiche sulla metodologia adottata, l'Italia ha fornito informazioni sul fabbisogno atteso di investimenti in tutti i settori e una stima quantitativa dei loro impatti macroeconomici.

La valutazione complessiva ammonta a 1.194 miliardi di euro per il periodo 2017-2030, principalmente destinati al settore dei trasporti (759 miliardi), seguito dal settore residenziale (180 miliardi).

Rispetto al fabbisogno di investimenti previsto dalle politiche attuali, si rivelerebbe necessario uno sforzo aggiuntivo pari a 186 miliardi nel periodo considerato.

A questo proposito, la Commissione ha sottolineato il contributo importante per la ripresa economica dalla crisi Covid-19 che può venire da un robusto piano di investimenti pubblici nella transizione energetica.

Ad oggi è in via di definizione il nuovo PNIEC italiano. Fino allo scorso 26 maggio sul sito del MASE è stata aperta la consultazione pubblica del Piano, con cui sono state raccolte le opinioni di cittadini, associazioni, stakeholders e istituzioni per garantire un processo informato e inclusivo. Il 30 giugno 2023, tutti gli Stati membri hanno presentato alla Commissione europea i Piani nazionali Integrati Energia e Clima aggiornati.

L'aggiornamento è risultato più che necessario poiché rispetto alla stesura del documento iniziale, l'evoluzione geopolitica ha portato allo scoperto diversi nervi sensibili, e non solo, in tema di sicurezza energetica. La revisione del PNIEC italiano dovrebbe innanzitutto integrare pienamente gli obiettivi, nuovi e riveduti in materia di clima, rinnovabili ed efficienza del pacchetto "Fit for 55" e del piano REPowerEU, sebbene il processo legislativo per l'adozione non sia ancora concluso, ma dovrebbe definire anche obiettivi e traguardi per la riduzione delle emissioni di metano. Non solo! Secondo la Commissione Europea, i PNEC aggiornati dovranno incrementare la preparazione e rafforzare le misure nell'UE intese a promuovere la sicurezza energetica collettiva. Inoltre, gli Stati membri dovrebbero descrivere nei rispettivi documenti in che modo intendano apportare ai consumatori i benefici delle energie rinnovabili meno costose e delle tecnologie a bassa emissione di carbonio.

2.3.7 Il Green New Deal italiano, la pandemia e il PNRR

Per quanto riguarda la neutralità climatica, la spina dorsale del Green Deal europeo sta nella promessa di **azzerare l'impatto climatico**

dell'Unione entro il 2050 dell'unione e di tutti gli Stati membri, come dice chiaramente l'ultima versione del testo della legge sul clima. L'Italia sembra aver imboccato la strada giusta, come dimostra il fatto che **tra il 1990 e il 2018 le emissioni di gas serra sono calate del 17 per cento**, passando da 516 a 428 milioni di tonnellate di CO2 equivalente.

Lo fa sapere l'Ispra, precisando che **il nostro Paese brilla soprattutto per l'impiego delle fonti rinnovabili** e per un'industria che negli ultimi anni ha imparato a usare in modo più efficiente l'energia.

Dal 1990 sono scese del 13 per cento anche le emissioni di gas serra legate ad agricoltura e allevamento; all'interno di questa categoria, l'impatto più pesante (addirittura l'80 per cento) è dovuto al bestiame bovino.

In controtendenza, però, rispetto al 1990 sono addirittura aumentate del 2 per cento le emissioni di gas climalteranti dovute all'energia e ai trasporti e non stiamo parlando di categorie residuali, perché messe insieme rappresentano la metà delle emissioni climalteranti.

In altre parole, finora l'Italia ha lavorato per ridurre il proprio impatto sul clima, ma da qui al 2050 dovrà fare molto di più: dovrà azzerarlo. Il che impone di **agire in modo molto più coraggioso**.

Fin qui i problemi che si mostrano in tutta la loro complessità.

L'Italia, così come qualsiasi altro paese membro, non può certo pensare di affrontarli da sola.

È per questo che il Green Deal europeo comprende anche una serie di **strumenti** finanziari e operativi.

Uno dei più noti è il **meccanismo per una transizione giusta**, che si propone di "non lasciare indietro nessuno", cioè di accompagnare verso un futuro più verde anche i territori che tuttora sono dipendenti da un'economia fossile.

Tutto ciò salvaguardando i posti di lavoro, trasferendo competenze più al passo con i tempi, riconvertendo i vecchi siti produttivi.

La promessa è quella di mobilitare almeno 150 miliardi di euro nel periodo 2021-2027: in parte fondi stanziati dall'Unione stessa e dagli Stati, in parte investimenti privati.

Non c'è ancora certezza su quanti spetteranno all'Italia, né sui territori specifici a cui saranno indirizzati.

Nel frattempo è arrivata la **pandemia**, e con lei una **crisi economica epocale** e la sfida quindi è diventata duplice: **far ripartire il sistema, e farlo in un'ottica di sviluppo sostenibile**.

➤ Il Next Generation EU

Tutto ruota intorno a **Next Generation Eu**, il colossale stanziamento da 750 miliardi di euro (500 a fondo perduto e solo 250 sotto forma di prestito) che darà sostegno agli Stati nei primi anni, quelli più duri.

Noto anche con il nome di "**recovery fund**" o "fondo per la ripresa", è uno strumento che si va ad aggiungere al bilancio europeo, e porta con sé **due buone notizie** per chi spera in una ripresa sostenibile del nostro paese.

La prima: all'Italia andrà la fetta più ampia, pari a **209 miliardi di euro** (81,4 in sussidi e 127,4 in prestiti).

A condizione, però, che il Piano di ripresa e di resilienza messo a punto dal governo rispetti i requisiti fissati dalla Commissione.

La seconda: il 37 per cento dei fondi di Next Generation Eu verrà destinato direttamente agli obiettivi del Green Deal europeo.

La vera ripartenza passa per la sostenibilità

Di questa categoria strategica fanno parte le energie pulite, la ristrutturazione degli edifici, l'educazione e formazione professionale, la tutela e ripristino degli ecosistemi, le attività di ricerca e sviluppo nel campo delle tecnologie pulite.

➤ Next Generation Italia _ Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), cosiddetto Recovery Plan

Questo documento traccia gli obiettivi, le riforme e gli investimenti che l'Italia vuole realizzare con i fondi europei di **Next Generation EU**.

Il **PNRR** trasmesso in Europa per la valutazione è stato approvato il 26 aprile 2021 dal Consiglio dei Ministri del Governo Draghi.

Il Piano vale 248 miliardi, cifra che guarda però al complesso dei progetti e non, in senso stretto, a quelli previsti da Next Generation EU, che hanno un orizzonte temporale al 2026.

Guardando nel dettaglio a questi ultimi, le risorse ammontano a **235,6 miliardi di cui:**

- 191,5 della Recovery and Resilience Facility;
- 31 dal Fondo complementare
- 13,5 del programma React-Eu.

In questo scenario i fondi destinati a programmi "aggiuntivi", cioè al di fuori di quanto già previsto dai programmi di finanza pubblica prima del Recovery, si attesta a 182,7 miliardi, compresa l'anticipazione dei Fondi nazionali sviluppo e coesione per 15,8 miliardi.

I 191,5 miliardi del RRF si dividono in **68,9 miliardi di euro in sovvenzioni** e **122,6 miliardi di euro in prestiti**.

L'impianto del **PNRR** si articola in **6 macro-missioni**, vale a dire 6 aree di investimento:

- digitalizzazione, innovazione, competitività e cultura (miliardi);
- rivoluzione verde e transizione ecologica;
- infrastrutture per una mobilità sostenibile;
- istruzione e ricerca (31,9 miliardi);
- inclusione e coesione (22,4 miliardi);
- salute (18,5 miliardi).

La ripartizione delle risorse per Mission è la seguente:

- Digitalizzazione, innovazione, competitività e cultura: 40,32 miliardi dal PNRR + 0,8 miliardi da React-EU + 8,74 dal fondo complementare;
- **Rivoluzione verde e transizione ecologica:** 59,47 miliardi dal PNRR + 1,31 da React-EU + 9,16 dal fondo complementare;
- Infrastrutture per una mobilità sostenibile: 25,4 mld da PNRR + 6,06 dal fondo complementare;
- Istruzione e ricerca: 30,88 miliardi dal PNRR + 1,93 mld da React-EU + 1 miliardo dal fondo complementare;
- Inclusione e sociale: 19,81 mld dal PNRR + 7,25 da React-EU + 2,77 dal fondo complementare;
- Salute: 15,63 miliardi dal PNRR + 1,71 da React-eu + 2,89 mld dal fondo complementare.

Queste missioni a loro volta comprendono una serie di **componenti** funzionali per realizzare gli obiettivi economico-sociali definiti nella strategia del Governo, articolate in **linee di intervento** che comprendono una serie di progetti, investimenti e riforme collegate.

Per rimanere all'ambito tematico in cui si inserisce il progetto, **Rivoluzione verde e Transizione Ecologica**, la mission si struttura in 4 componenti ed è volta a realizzare la transizione verde ed ecologica della società e dell'economia italiana coerentemente con il Green Deal europeo.

Comprende interventi per l'agricoltura sostenibile e l'economia circolare, programmi di investimento e ricerca per le fonti di energia rinnovabili, lo sviluppo della filiera dell'idrogeno e la mobilità sostenibile. Prevede inoltre azioni volte al risparmio dei consumi di energia tramite l'efficientamento del patrimonio immobiliare pubblico e privato e, infine, iniziative per il contrasto al dissesto idrogeologico, la riforestazione, l'utilizzo efficiente dell'acqua.

Dunque ammontano a 69,94 miliardi le risorse complessive destinate alla **missione 2 "Rivoluzione verde e alla transizione ecologica"**.

Nella versione definitiva del Piano ci sono quattro componenti sul tema:

- impresa verde ed economia circolare, con un budget pari a 6,97 miliardi,
- **transizione energetica** e mobilità sostenibile, che potrà contare su **25,36 miliardi**,
- efficienza energetica e riqualificazione degli edifici, con 22,24 miliardi,
- tutela e valorizzazione del territorio e della risorsa idrica, con una dotazione di 15,37 miliardi.

Il PNRR rappresenta una straordinaria occasione di rilancio degli investimenti nel nostro Paese.

La parola chiave dei Recovery Plan di tutti i Paesi europei è "Riforme".

Riforme che non vanno solo indicate in modo vago né dovrebbero essere sintetizzate in poche parole, ma che occorre spiegare nel dettaglio, dal momento che la Commissione europea le considera parte integrante del Piano.

Quelle previste nel Piano di Draghi sono suddivise tra: riforme orizzontali, abilitanti e settoriali.

Le riforme orizzontali, o di contesto, riguardano innanzitutto Pubblica amministrazione e giustizia.

A queste si aggiungono riforme abilitanti, destinate a garantire attuazione e massimo impatto agli investimenti, tra cui si annoverano le misure di semplificazione e razionalizzazione della legislazione e quelle per la promozione della concorrenza.

Infine sono previste specifiche riforme settoriali, le misure consistenti in innovazioni normative relative a specifici ambiti di intervento o attività economiche, destinate a introdurre regimi regolatori e procedurali più efficienti nei rispettivi ambiti settoriali.

Sempre per rimanere nell'ambito di interesse, già alla data di insediamento del Governo Draghi è stato istituito il MITE, Ministero della Transizione Ecologica, diventato oggi MASE (Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Ambientale).

A seguire, sono stati pubblicati diversi provvedimenti relativi a specifiche disposizioni per accelerare e snellire le procedure atte ad applicare le misure del Piano, quali il D.L. n.77 del 31/05/2021, il D.L. n. 121 del 2021, il D.L. n. 152 del 6 novembre 2021, il D.L. 36/2022 e infine il D. L. 24 n. 13 di febbraio 2023.

➤ **Fit for 55**

Il 14 luglio 2021 la Commissione europea ha adottato il pacchetto climatico **"Fit for 55"**, che propone le proposte legislative per raggiungere entro il 2030 gli obiettivi del Green Deal. In particolare, la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra del 55% rispetto ai livelli del 1990, con l'obiettivo di arrivare alla "carbon neutrality" per il 2050. L'obiettivo del 55%, reso vincolante dalla normativa europea per il clima, rappresenta il contributo determinato a livello nazionale (national determined contribution - NDC) dell'UE e dei suoi Stati membri trasmesso alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCCC) nel quadro del rispetto degli obiettivi dell'Accordo di Parigi. L'importanza del pacchetto "Pronti per il 55%", quale strumento per il mantenimento degli impegni presi con l'Accordo di Parigi, è stata ribadita anche nelle conclusioni con cui il 6 ottobre 2021 il Consiglio dei ministri dell'ambiente dell'UE ha definito la

posizione negoziale dell'UE alla COP26 (si veda il dossier curato dall'Ufficio Rapporti con l'Unione europea).

Il pacchetto Fit for 55 prevede una revisione dei meccanismi che da anni disciplinano la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra e che costituiscono il perno della politica climatica europea, al fine di adeguarli ai nuovi e più ambiziosi obiettivi climatici. La revisione ha un impatto trasversale su numerosi settori, considerato che la fissazione di nuovi target emissivi si riverbera sui processi produttivi degli impianti e sulle misure che gli Stati membri dovranno adottare nei prossimi anni nella transizione verso un'economia più sostenibile.

➤ **RepoweEU**

In risposta alle difficoltà e alle perturbazioni del mercato energetico mondiale causate dall'invasione russa dell'Ucraina, la Commissione europea sta attuando il piano REPowerEU, lanciato nel maggio 2022. REPowerEU aiuta l'Unione Europea a:

- risparmiare energia
- produrre energia pulita
- diversificare l'approvvigionamento energetico.

Grazie a REPowerEU abbiamo protetto i cittadini e le imprese dell'UE dalle carenze energetiche, abbiamo sostenuto l'Ucraina riducendo le entrate usate dalla Russia per finanziare la guerra e abbiamo accelerato la transizione verso l'energia pulita. I nostri sforzi congiunti proseguono e l'Europa è ora meglio preparata e più unita che mai. Secondo il documento il risparmio energetico è il modo più economico, sicuro e pulito per ridurre la dipendenza dalle importazioni di combustibili fossili dalla Russia. Inoltre, lo stesso, spinge gli investimenti nelle energie rinnovabili, poiché non solo apportano giovamenti all'ambiente ma rafforzano anche l'indipendenza energetica dell'Unione Europea, favorendo altresì l'occupazione.

2.3.8 Normativa specifica in materia energetica

La legislazione italiana fa riferimento essenzialmente alla Legge 9/1991, alla Legge 10/1991, che disciplinano la pianificazione energetica a livello nazionale e regionale, e al Decreto legislativo 16 marzo 1999, n.79, noto come decreto Bersani.

In particolare, il decreto Bersani, all'interno di una riforma complessiva del settore elettrico nazionale, si occupa della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili all'art.11.

In questo articolo viene richiamata la necessità, anche con riferimento agli impegni internazionali previsti dal protocollo di Kyoto, di "incentivare l'uso delle energie rinnovabili, il risparmio energetico, la riduzione delle emissioni di anidride carbonica e l'utilizzo delle risorse energetiche nazionali".

A tal fine, ai produttori di energia elettrica viene fatto obbligo di immettere in rete, fin dal 2001, una quota di energia prodotta da fonti rinnovabili mediante impianti nuovi o ripotenziati in data successiva all'entrata in vigore del decreto stesso.

Il citato "Piano Nazionale per la riduzione delle emissioni di gas responsabili dell'effetto serra", approvato con la delibera CIPE del 19 dicembre 2002 e previsto nella legge di ratifica del protocollo di Kyoto, descrive le politiche e le misure assunte dall'Italia per il rispetto del protocollo, volte all'incentivazione delle fonti rinnovabili per la produzione di energia, e prevede la possibilità di fare ricorso ai meccanismi di flessibilità di Joint Implementation e Clean Development Mechanism.

Nel PAN, già nella prima stesura del 2002, è stata messa in luce la complessità del quadro legislativo italiano in materia di "Energia" e "Autorizzazioni".

La riforma del Titolo V della Costituzione avvenuta nel 2001 e la delega di molte competenze agli Enti locali hanno comportato un'elevata frammentazione del contesto normativo che ha rallentato, di fatto, la diffusione degli impianti alimentati a fonti rinnovabili in Italia, almeno fino al 2003, anno in cui è stato emanato il D.lgs 387/2003.

3.3.8.1 Il D.lgs 387/2003

A fine dicembre 2003 è stato emanato il Decreto Legislativo n. 387 in recepimento della direttiva 2001/77/CE 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 (GU n. 25 del 31/01/2004).

Tale decreto introduce una semplificazione molto interessante delle procedure amministrative per la realizzazione degli impianti da fonti rinnovabili.

Infatti, è previsto che la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili sono soggetti ad una Autorizzazione Unica (svolta con le modalità di cui alla legge 241/90), rilasciata dalla Regione o altro soggetto istituzionale da questa delegata: questa disposizione, oltre a essere coerente con il vigente quadro delle competenze, è coerente con la già richiamata natura diffusa delle fonti rinnovabili.

Ancora, si stabilisce che gli impianti a fonti rinnovabili possono essere ubicati in zone classificate agricole dai vigenti strumenti urbanistici: ciò sia allo scopo di salvaguardare la destinazione d'uso di terreni sui quali l'attività di produzione di energia elettrica è quasi sempre compatibile con l'esercizio di attività agricole, sia al fine di dare risposta a dubbi dei Comuni, riguardo alla necessità o meno di procedere a una variante di piano regolatore, qualora ricevano proposte di realizzazione sui loro territori di impianti a fonti rinnovabili.

Le Linee Guida Nazionali previste dall'articolo 12 del D.Lgs n. 387/2003 e approvate nel hanno costituito lo strumento chiave per dare nuova congruenza al quadro legislativo. Il citato documento, infatti, ha obbligato le Regioni ad adeguare entro gennaio 2011 la propria disciplina in materia di "Autorizzazioni", salvo applicare direttamente quando previsto nel documento nazionale decorso tale termine.

L'approvazione del Decreto Legislativo 28/2011 di recepimento della Direttiva Fonti Rinnovabili ha contribuito alla ulteriore ridefinizione del contesto normativo di settore. Al fine di rendere le procedure autorizzative proporzionate e necessarie, nonché semplificate e accelerate al livello amministrativo adeguato così come richiesto dal dettato europeo, sono state ridisegnate le procedure e gli iter autorizzativi per la realizzazione di impianti alimentati a fonti rinnovabili.

3.3.8.2 Le Linee Guida nazionali e il D.Lgs. 28/2011

Il D.Lgs 29 dicembre 2003, n. 387 prevedeva, all'articolo 12 comma 10, l'approvazione in Conferenza Unificata, su proposta del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e del Ministro per i Beni e le Attività Culturali, di apposite Linee Guida per lo svolgimento del procedimento di autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica. Nel 2010, con DM del settembre 2010 sono state emanate le Linee Guida per l'autorizzazione Unica di impianti FER.

In esse è stato stabilito l'elenco degli atti che rappresentano i contenuti minimi indispensabili per superare positivamente l'iter autorizzativo e vengono chiarite le procedure che ogni impianto, in base alla fonte e alla potenza installata, deve affrontare per ottenere l'autorizzazione.

Vengono altresì chiariti i criteri di individuazione delle cosiddette Aree non idonee per le FER, in cui graduare gli interventi ammissibili in funzione di contemperare le esigenze di raggiungimento degli obiettivi vincolanti e della tutela e salvaguardia delle aree a maggiore sensibilità ambientale e paesaggistica.

Il Decreto Legislativo 28/2011, entrato in vigore a fine marzo 2011, modifica e integra quanto già stabilito dalle Linee Guida in merito agli iter procedurali per l'installazione degli impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili.

I singoli interventi, a seconda della taglia e della potenza installata, possono essere sottoposti a Comunicazione, Procedura Abilitativa Semplificata (P.A.S.) o Autorizzazione Unica (A.U.) (rif. Tabella seguente).

Le autorizzazioni indicate dovranno essere corredate, laddove necessario, da tutti i provvedimenti di concessione, autorizzazione, valutazione di impatto ambientale e paesaggistico, ecc.

Infine, il D.Lgs 28/2011 introduce novità importanti al sistema degli incentivi degli impianti alimentati da FER. Lo stesso Decreto è stato rimodulato negli ultimi anni favorendo lo snellimento delle procedure autorizzative. In dettaglio, con D.Lgs. n.199 del 8 novembre 2021 è stato modificato l'art.4 del testo

3.3.8.3 I meccanismi Incentivanti

L'art. 11 del D.Lgs. 16/03/1999 n. 79 ha introdotto l'obbligo, a carico dei produttori e degli importatori di energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili, di immettere nel sistema elettrico nazionale, a decorrere dal 2002, una quota minima di elettricità prodotta da impianti alimentati a fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo l'1/4/1999.

I soggetti sottoposti all'obbligo possono adempiervi immettendo in rete elettricità prodotta da fonti rinnovabili oppure acquistando da altri produttori titoli, chiamati certificati verdi (CV), comprovanti la produzione dell'equivalente quota.

I certificati verdi sono lo strumento con il quale tali soggetti devono dimostrare di avere adempiuto al proprio obbligo e quindi costituiscono l'incentivo alla produzione da fonte rinnovabile.

Si crea infatti un mercato, in cui la domanda è data dai soggetti sottoposti all'obbligo e l'offerta è costituita dai produttori di elettricità con impianti aventi diritto ai certificati verdi.

L'accesso al meccanismo dei certificati è stato possibile per gli impianti entrati in esercizio al 31 dicembre 2012 o, in casi particolari, per quelli entrati in esercizio entro il 30 aprile del 2013.

Con l'attuazione dell'art. 24 del D.Lgs. 28/2011 e l'introduzione dei decreti ministeriali 5 luglio 2012 e 6 luglio 2012 il sistema degli incentivi è radicalmente cambiato.

Sono seguiti una serie di atti normativi e in particolare il DM 6 luglio 2012, il DM 23 giugno 2016 e il DM 4 luglio 2019, cosiddetto FER1.

Il DM 6 luglio 2012 ha introdotto nuovi meccanismi e definite diverse modalità di accesso agli incentivi, a seconda della potenza dell'impianto e della categoria di intervento (art. 4 del Dm 6 luglio 2012):

- **Accesso diretto**, nel caso di interventi di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione o potenziamento con potenza non superiore ad un determinato limite (art.4 comma 3), per determinate tipologie di fonte o per specifiche casistiche;
- **Iscrizione a Registri**, in posizione tale da rientrare nei contingenti annui di potenza incentivabili (art.9 comma 4), nel caso di interventi di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione o potenziamento con potenza superiore a quella massima ammessa per l'accesso diretto agli incentivi e non superiore al valore di soglia oltre il quale è prevista la partecipazione a procedure di Aste competitive al ribasso. Il Soggetto Responsabile dovrà richiedere al GSE l'iscrizione al Registro informatico relativo alla fonte e alla tipologia di impianto per il quale intende accedere agli incentivi;
- **Iscrizione a Registri per gli interventi di rifacimento**, in posizione tale da rientrare nei relativi contingenti annui di potenza incentivabile (art.17 comma 1), nel caso di rifacimenti di impianti la cui potenza successiva all'intervento è superiore a quella massima ammessa per l'accesso diretto. Il Soggetto Responsabile dovrà richiedere al GSE l'iscrizione al Registro informatico per gli interventi di rifacimento, relativo alla fonte e alla tipologia di impianto per il quale intende richiedere gli incentivi;
- **Aggiudicazione degli incentivi partecipando a procedure competitive di Aste al ribasso**, gestite dal GSE esclusivamente per via telematica, nel caso di interventi di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione o potenziamento con potenza superiore a un determinato valore di soglia (10 MW per gli impianti idroelettrici, 20 MW per gli impianti geotermoelettrici e 5MW per gli altri impianti a fonti rinnovabili).

Con i successivi due decreti citati, tali meccanismi e requisiti di accesso sono stati poi perfezionati e modificati in alcune parti.

Il cosiddetto Decreto FER 1 (DM 4 luglio 2019 in vigore dal 10 agosto 2019), introduce nuovi meccanismi d'incentivazione per gli impianti fotovoltaici di nuova costruzione, eolici onshore, idroelettrici e a gas di depurazione. In particolare, si prevede che **l'accesso agli incentivi potrà avvenire unicamente mediante iscrizione ai registri e partecipazione alle procedure competitive d'asta senza prevedere l'accesso diretto per gli impianti di piccola taglia.**

Un cambiamento significativo è rappresentato dalle nuove soglie di potenza discriminanti l'accesso agli incentivi mediante iscrizione nei registri rispetto alla partecipazione alle aste al ribasso.

Tale soglia, che ai sensi del DM 2016 era di 5 MW di potenza per tutte le fonti, è stata ridotta a 1 MW; tale novità viene giustificata facendo riferimento ai risultati dei registri ex DM 2016 che hanno visto in molti casi la saturazione dei contingenti.

Altro elemento di novità è il raggruppamento degli impianti in due categorie distinte per fonte energetica, ciascuna delle quali concorrerà nel medesimo registro o nella medesima procedura d'asta.

Viene infine introdotta la possibilità di partecipare alle aste ed ai registri anche agli aggregati costituiti da più impianti appartenenti al medesimo gruppo.

Sia per le aste che per i registri è stato introdotto, tra i criteri di priorità, l'antiorità della data ultima di completamento della domanda di

partecipazione alla procedura; i partecipanti dovranno quindi, a parità di requisiti con altri progetti, cercare di formalizzare la propria partecipazione nel minor tempo possibile al fine di guadagnare ulteriori possibilità di risultare aggiudicatari.

Ad oggi, risulta in fase di finalizzazione il Decreto denominato FER 2 che dovrebbe permettere di incentivare 4590 MW di impianti e che è fortemente atteso al fine fornire l'accesso a nuovi incentivi.

Inoltre risulta in studio il cosiddetto Decreto FER X che ha la finalità di sostenere la produzione di energia elettrica da impianti da fonti rinnovabili, per il quale è stata avviata la consultazione pubblica.

2.4 Strategie e strumenti di programmazione energetica della Regione Sardegna

Secondo quanto affermato dalla Regione: **"Il Piano Energetico Ambientale Regionale (PEARS)** è lo strumento attraverso il quale l'Amministrazione Regionale persegue obiettivi di carattere energetico, socio-economico e ambientale al 2020 partendo dall'analisi del sistema energetico e la ricostruzione del **Bilancio Energetico Regionale (BER)**". La Giunta regionale ha approvato in via definitiva Il Piano **"Verso un'economia condivisa dell'Energia"**, 2015-2030, con la D.G.R. n. 45/40 del 2 agosto 2016, ai sensi del decreto legislativo n. 152/2006 e s.m.i., e il relativo Rapporto Ambientale, la sintesi non tecnica e, ai sensi del D.P.R. 357/97 e s.m.i. lo Studio di Valutazione di Incidenza Ambientale e tutti i documenti allegati.

Attraverso il **Piano Energetico Ambientale Regionale della Sardegna (PEARS)** vengono individuati gli indirizzi strategici, gli scenari e le scelte operative in materia di energia che l'Amministrazione regionale mira a realizzare in un arco temporale medio-lunga durata. Il Piano recepisce ed è coerente ai principali indirizzi di pianificazione energetica messi in atto a livello europeo e nazionale, con particolare attenzione agli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO2 quantificati pari a - 40%, entro il 2030, rispetto ai valori del 1990. In funzione di questo, "le linee di indirizzo del Piano Energetico ed Ambientale della Regione Sardegna, riportate nella **Delibera della Giunta Regionale n. 48/13 del 2.10.2015**, indicano come obiettivo strategico di sintesi per l'anno 2030 la riduzione delle emissioni di CO2 associate ai consumi della Sardegna del 50% rispetto ai valori stimati nel 1990" (Regione Sardegna, dicembre 2015).

Per conseguire l'obiettivo strategico del Piano, sono stati individuati i seguenti **Obiettivi Generali (OG)**:

- OG1. Trasformazione del sistema energetico Sardo verso una configurazione integrata e intelligente (*Sardinian Smart Energy System*);
- OG2. Sicurezza energetica;
- OG3. Aumento dell'efficienza e del risparmio energetico;
- OG4. Promozione della ricerca e della partecipazione attiva in campo energetico;
- OG5. Impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

"Negli ultimi 10 anni la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, grazie alle forme di incentivazione della produzione e alle potenzialità naturali, ha registrato un notevole incremento nella Regione Sardegna, raggiungendo una quota di produzione significativa e pari nel 2014 a circa il 26,3% della produzione lorda". Il fotovoltaico risulta essere la seconda fonte di produzione, dopo l'eolico, con un






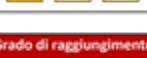






contributo pari al 6,8% sul totale prodotto, con un numero di impianti fotovoltaici in esercizio in Sardegna, al 2015, pari a ca. 26.708, corrispondenti ad una potenza installata di 680 MW. L'utilizzo delle fonti rinnovabili, in relazione al raggiungimento degli obiettivi di Piano, assume grande importanza in merito ai seguenti punti: l'incremento della produzione di energia elettrica, il raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO₂; l'aumento dell'autonomia e della flessibilità del sistema elettrico che collaborano al raggiungimento dell'OG2 sulla sicurezza del sistema energetico regionale.

“Il D.lgs. 152/2006 e s.m.i., in attuazione di quanto prescritto dalla direttiva 2001/42/CE, prevede che, per i piani o programmi sottoposti a VAS, siano adottate specifiche misure di monitoraggio ambientale dirette al controllo degli effetti ambientali significativi del Piano e alla verifica del raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità ambientale prefissati, al fine di individuare e adottare eventuali misure correttive ritenute opportune”. In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 18 della Parte II del D. Lgs. 152/2006 (e s.m.i.), l'Assessorato dell'Industria ha predisposto il primo e il secondo rapporto di monitoraggio ambientale del **Piano Energetico Ambientale Regionale della Sardegna (PEARS)**, finalizzati a valutare lo stato di attuazione del Piano, nonché a tenere sotto controllo gli impatti sull'ambiente derivanti dalla sua attuazione. Il primo rapporto di monitoraggio è stato pubblicato dalla Regione nel Gennaio 2019, il secondo a Dicembre 2019 ed il terzo nei primi mesi del 2023, relativo all'annualità 2020.

Riguardo al raggiungimento degli obiettivi strategici prefissati dal Piano, il terzo rapporto di monitoraggio sottolinea che il PEARS ha promosso numerose azioni, che però in alcuni casi ancora non hanno determinato degli effetti misurabili, in quanto le rispettive azioni sono ancora in fase di realizzazione.

Rispetto all'Obiettivo strategico di sintesi per l'anno 2030, che prevede la riduzione delle emissioni di CO₂ associate ai consumi della Sardegna del 50% rispetto ai valori del 1990, come indicato nel Capitolo 4, si registra nel 2020 una riduzione delle emissioni pari al 31% circa rispetto al 1990; nel 2013 tale riduzione era pari al 16% mentre le riduzioni delle emissioni osservate nell'elaborazione dei BER al 2017 e al 2018 risultano pari rispettivamente al 18 e al 22%. Pertanto, si ritiene che, mantenendo tale ritmo di riduzione, l'Obiettivo sia raggiungibile entro il 2030. Il grado di raggiungimento degli obiettivi specifici è riassunto nella tabella sottostante.

Tabella 3 - Raggiungimento degli obiettivi indicati nel II Rapporto di Monitoraggio degli obiettivi del PEARS, novembre 2022.

Obiettivo Generale	Obiettivi Specifici	Grado di raggiungimento dell'obiettivo
OG1: Trasformazione del sistema energetico sardo verso una configurazione integrata e intelligente (Sardinian Smart Energy System)	OS1.1: Integrazione dei sistemi energetici elettrici, termici e della mobilità attraverso le tecnologie abilitanti dell'information and communication technology (ICT)	
	OS1.2: Sviluppo e integrazione delle tecnologie di accumulo energetico	
OG2: Sicurezza energetica	OS2.1: Aumento della flessibilità del sistema energetico elettrico	
	OS2.2: Promozione della generazione distribuita da fonte rinnovabile destinata all'autoconsumo	
	OS2.3: Metanizzazione della Regione Sardegna tramite l'utilizzo del GNL (Gas Naturale Liquefatto) quale vettore energetico fossile di transizione	
	OS2.4: Gestione della transizione energetica delle fonti fossili (Petrolio e Carbone)	
OG3: aumento dell'efficienza e del risparmio energetico	OS3.1: Efficiamento energetico nel settore elettrico, termico e dei trasporti	
	OS3.3: Adeguamento e sviluppo di reti integrate ed intelligenti nel settore elettrico, termico e dei trasporti	
OG4: promozione della ricerca e della partecipazione attiva in campo energetico	OS4.1: Promozione della ricerca e dell'innovazione in campo energetico	
	OS4.2: Potenziamento della "governance" del sistema energetico regionale	
	OS4.3: Promozione della consapevolezza in campo energetico garantendo la partecipazione attiva alla attuazione delle scelte di piano	
	OS4.4: Monitoraggio energetico	

2.5 Rapporto di coerenza della proposta in progetto

Il progetto risulta perfettamente coerente con le strategie internazionali ed europee sopracitate, in quanto prevede una produzione di energia da fonte inesauribile e rinnovabile e con emissioni nulle di CO₂ in atmosfera, con conseguenti benefici ambientali e con un sensibile contributo al raggiungimento degli obiettivi sostenuti dall'UE. In relazione alla tipologia di generazione, risulta in linea con gli obiettivi dichiarati nella SEN 2017, nel PNIEC e nel PNRR.

Per quanto gli aspetti normativi specifici, il progetto si inserisce coerentemente nel quadro del D.lgs 387/2003 e in particolare delle Linee Guida di cui al DM 30/09/2010 nel merito degli aspetti localizzativi, progettuali e procedurali.

Per quanto riguarda gli obiettivi al 2030 e al 2050 e, la proposta risulta coerente sia in termini di tipologia impiantistica, sia in termini di potenze e sia in generale rispetto alle aree vocate relativamente alla potenzialità della risorsa eolica presente sul territorio, in termini di producibilità attesa.

Secondo l'**Osservatorio FER** realizzato da **ANIE Rinnovabili**, associazione di ANIE Federazione, sulla base dei dati Gaudi di Terna, al termine del 3° trimestre del 2022 si registra per l'eolico un totale di nuova potenza installata nel 1° semestre 2022 pari a 123 MW. Per quanto riguarda le variazioni tendenziali (2022 vs 2021) nei mesi di aprile, maggio e giugno si è registrato un incremento di potenza installata (complessivamente del +118%). L'incremento registrato risulta incoraggiante, ma comunque da rafforzare in vista degli obiettivi al 2030, per i quali, secondo alcuni scenari, ci si è posti il traguardo di produrre da fonte eolica circa 41.5TWh/anno di elettricità, corrispondente al 22.2% del consumo interno lordo di energia elettrica previsto al 2030.

Per quanto riguarda gli aspetti localizzativi, l'impianto in progetto non ricade in alcuna area considerata non idonea dalla Regione Sardegna.

In sostanza, la pianificazione energetica regionale ribadisce quanto già affermato a livello nazionale, in termini di sostenibilità, sicurezza ed efficienza energetica, **e pertanto l'intervento è coerente con quanto riportato nel Piano.**

Inoltre, il PEARS ritiene fondamentale *“l'incremento della produzione di energia elettrica, il raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO₂; l'aumento dell'autonomia e della flessibilità del sistema elettrico che collaborano al raggiungimento dell'OG2 sulla sicurezza del sistema energetico regionale”* attraverso il principio di sostenibilità energetica, e la costruzione del nuovo impianto eolico risponde a questa esigenza, in quanto consentirà di migliorare la salvaguardia ambientale, derivata dalla scelta di localizzare gli impianti in aree paesaggisticamente compatibili e riducendo l'impatto sul territorio.

Pertanto, in riferimento all'ambito tematico in cui si inquadra, la proposta risulta perfettamente coerente con tutte le indicazioni programmatiche e pianificatorie di livello internazionale, europeo, nazionale e indirettamente con il PEARS, che da esse deriva e che obbligatoriamente ad esse si deve uniformare, nonché compatibile con le normative specifiche vigenti.

3 UBICAZIONE E PRINCIPALI CARATTERISTICHE DELL'AREA DI INTERVENTO E DEL PROGETTO

Si descrivono di seguito le principali caratteristiche dell'area di ubicazione e del progetto, al fine di inquadrare il contesto territoriale in cui ricade l'intervento proposto e le principali opere di cui è composto.

3.1 Ubicazione e caratteristiche generali dell'area di impianto.

Come anticipato il progetto prevede l'installazione di 7 aerogeneratori, ognuno di potenza nominale pari a 6 MW per una potenza di 42 MW, integrato con un sistema di accumulo con batterie agli ioni da 20 MW, per una potenza complessiva in immissione di 62 MW.

L'aerogeneratore previsto in progetto è il modello V162-6 MW della Vestas con altezza al mozzo pari a 125 metri e diametro del rotore pari a 162 metri per un'altezza totale pari a 206 metri.

Il sito di installazione degli aerogeneratori è ubicato nel territorio della Planargia, tra i centri abitati di Suni (OR) e Sindia (NU) dai quali gli aerogeneratori più prossimi distano rispettivamente 4,6 km e 2,4 km.

Il cavidotto MT interrato che connette l'impianto alla SE di utenza interessa i territori di Suni, Sindia e Macomer. La SE di utenza e la vicina SE di trasformazione 380/150 kV della RTN si collocano nel comune di Macomer alla località "Mura de Putzu".

Il layout d'impianto si sviluppa in un'area triangolare delimitata a Sud dalla Strada Statale n. 129 bis che collega Suni e Sindia, a Ovest dalla Strada Statale n. 292 che collega Suni con Pozzomaggiore e ad Est dal corso d'acqua Riu Mannu. In particolare, gli aerogeneratori denominati T02, T03, T04, T05 e T07 ricadono nel territorio comunale di Suni alle località "S'ena e Cheos", "e Ferralzos". I rimanenti aerogeneratori denominati T01 e T06 ricadono nel territorio comunale di Sindia alla località "Tiruddone" e "Sa Ghea e Matteu".

L'area di interesse si presenta come un altopiano, caratterizzato, quindi, da un'orografia dolce. Nella zona sono diffuse le aree a pascolo, anche arborato, che si alternano a fondi coltivati a seminativo e a uliveti piuttosto che a macchie e boschi. Le opere previste in progetto sono ubicate in terreni coltivati a seminativo e in aree a pascolo.

L'area di impianto è servita da un sistema di strade locali, le cui direttrici principali si raccordano alla viabilità principale, ovvero a Nord-Ovest con la Strada Statale n. 292 e a Sud con la Statale n. 219bis.

In avvicinamento alle turbine, sono presenti strade locali, spesso di solo accesso ai fondi, che consentono di raggiungere le singole posizioni.

La viabilità esistente, in special modo quella locale, necessita di puntuali adeguamenti per permettere, in fase di cantiere, l'accesso ed il transito ai mezzi di trasporto dei componenti degli aerogeneratori e alle auto-gru necessarie ai sollevamenti ed ai montaggi dei vari componenti degli aerogeneratori stessi.

Al fine di facilitare le operazioni di transito dei mezzi eccezionali e di limitare le opere di allargamento e sistemazione della viabilità esistente, i pezzi di maggior lunghezza ed ingombro, ossia le pale del rotore, saranno trasbordati e trasportati sulle piazzole di montaggio tramite un mezzo speciale chiamato blade-lifter. Il blade-lifter consente di trasportare le pale ancorandole ad un mozzo sollevabile e ruotabile all'occorrenza. Tale accortezza permetterà di contenere gli interventi sulla viabilità esistente (sia in termini di aree carrabili, sia in termini di aree da tenere libere da ostacoli) e, in particolare, consentirà il transito

dei mezzi con raggi di curvatura molto ridotti rispetto a quelli necessari in caso di trasporto con mezzi tradizionali.

Gli aerogeneratori saranno serviti da piste di nuova realizzazione che si dipartono dalle suddette strade esistenti.

In prossimità di ogni aerogeneratore è prevista la realizzazione di una piazzola di montaggio, una piazzola temporanea di stoccaggio e aree temporanee di manovra e di appoggio necessarie a consentire il montaggio del braccio della gru. Solo per l'aerogeneratore T04 non si prevede la realizzazione della piazzola di stoccaggio. In questo caso si intende far ricorso ad un montaggio "just in time", ovvero i componenti della macchina sono assemblati immediatamente dopo l'arrivo in piazzola.

Si specifica che al termine dei lavori di realizzazione del parco eolico, le piazzole di stoccaggio, le aree per il montaggio del braccio gru, gli allargamenti temporanei alla viabilità e l'area di cantiere saranno dismessi prevedendo la rinaturalizzazione delle aree e il ripristino allo stato ante operam.

Riguardo ai collegamenti elettrici, gli aerogeneratori saranno collegati tra di loro e alla cabina di raccolta mediante un cavidotto MT interrato "interno" all'area parco che percorre la viabilità esistente e quella di nuova realizzazione a meno di brevi tratti che attraversano fondi agricoli.

Dalla cabina di raccolta, prevista nelle vicinanze della SS129 bis, si diparte il cavidotto MT interrato "esterno" che si sviluppa totalmente su strada esistente e che giunge fino alla SE di utenza. In dettaglio il cavidotto MT esterno percorre un breve tratto della SS129bis per poi arrivare alla circonvallazione di Sindia; quindi, dopo aver superato la Provinciale 63, attraverso due strade locali (Sant'Albara e Monte Sant'Antonio) arriva alla SP 43 e, dopo aver interessato la strada vicinale Riu Mortu, giunge alla stazione elettrica di utenza all'interno della quale è prevista anche l'area di accumulo BESS.

In alcuni tratti il cavidotto MT è previsto posato tramite la tecnica della Trivellazione Orizzontale Controllata – TOC. In particolare, si prevede la posa in TOC in corrispondenza delle interferenze del tracciato del cavidotto con le aste del reticolo idrografico e in corrispondenza della linea ferroviaria turistica Macomer-Bosa.

La SE di utenza, come anticipato, si trova su un'area destinata a seminativo nel territorio di Macomer, a circa 200 m a Nord-Ovest rispetto alla futura Stazione Elettrica RTN 380/150 kV, ed è servita da una strada locale catastalmente non censita che si riallaccia alla vicinale Riu Mortu che ne consente il collegamento alla SP43.

Al suo interno, oltre che l'area destinata allo stallo di trasformazione 30/150 kV, è presente anche un'area destinata al sistema di accumulo denominato BESS - Battery Energy Storage System, dimensionato per 20 MW basato su tecnologia elettrochimica a ioni di litio, comprendente gli elementi di accumulo, il sistema di conversione DC/AC e il sistema di elevazione con trasformatore e quadro di interfaccia.

Il sistema di accumulo consente di ottenere un importantissimo vantaggio in relazione alla stabilità del sistema elettrico generale, soprattutto in virtù del grande sviluppo attuale della produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili non programmabili, quali l'eolico ed il fotovoltaico.

Il sistema di accumulo, infatti, fornisce soluzioni rapide e flessibili per il servizio di bilanciamento della rete grazie alla possibilità di regolazione rapida di frequenza.

La SE di utenza, infine, è collegata in antenna a 150 kV sulla sezione a 150 kV alla vicina futura Stazione Elettrica (SE) di trasformazione della RTN a 380/150 kV da inserire in entra-esce alla linea a 380 kV "Ittiri - Selargius".

Il cavidotto AT di collegamento tra la SE di Utenza e la SE 380/150 kV si sviluppa per circa 400 m su suolo agricolo.

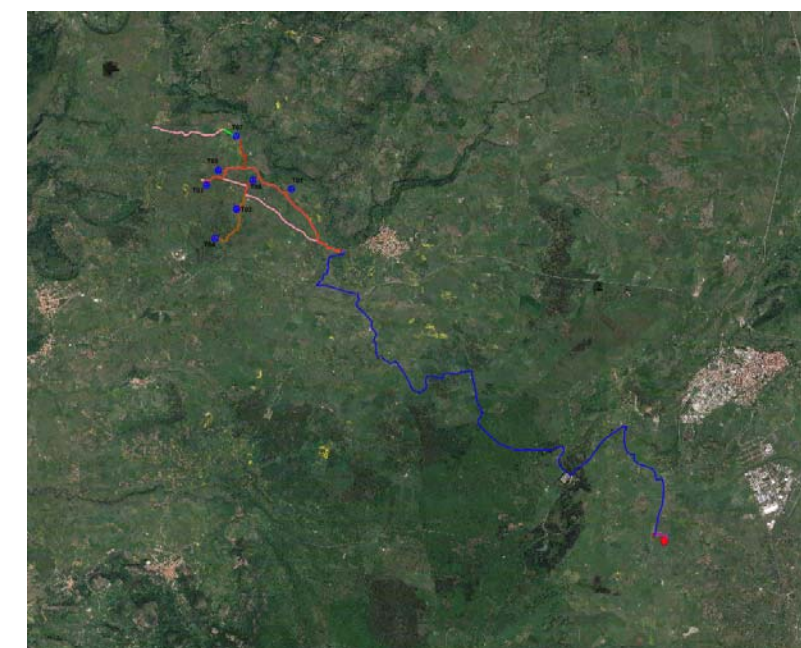


Figura 1: Inquadramento su ortofoto.



Figura 2: Seminativo ove è ubicato l'aerogeneratore T01.



Figura 3: area a pascolo ove è ubicato l'aerogeneratore T02



Figura 4: in basso a sinistra l'area a pascolo ove è ubicato l'aerogeneratore T03.



Figura 5: area a pascolo ove è ubicato l'aerogeneratore T04.



Figura 6: area a pascolo ove è ubicato l'aerogeneratore T05.



Figura 7: area a pascolo ove è ubicato l'aerogeneratore T06.



Figura 8: area a pascolo ove è ubicato l'aerogeneratore T07.



Figura 9: fondo a seminativo in cui si prevede la realizzazione della SE di utenza.

Dal punto di vista cartografico l'intervento si inquadra sui seguenti fogli IGM in scala 1:25000:

- 206 IV NE;
- 206 I NO;
- 206 I SO.

Rispetto alla cartografia dell'IGM in scala 1:50000, l'intervento si inquadra sui fogli:

- 497 Bosa;
- 498 Macomer.

Dal punto di vista catastale, la base degli aerogeneratori ricade sulle seguenti particelle:

- Comune di Suni (OR)
 - Aerogeneratore T02 foglio 9 p.Ila 54
 - Aerogeneratore T03 foglio 9 p.Ila 173
 - Aerogeneratore T04 foglio 17 p.Ila 103
 - Aerogeneratore T05 foglio 9 p.Ila 40
 - Aerogeneratore T07 foglio 9 p.Ila 8.
- Comune di Sindia (NU)
 - Aerogeneratore T01 foglio 3 p.Ila 91
 - Aerogeneratore T06 foglio 2 p.Ila 89.

Il cavidotto MT interno attraversa i seguenti fogli catastali:

- Comune di Suni (OR) foglio catastale n. 9;
- Comune di Sindia (NU) fogli catastali nn. 2, 3, 4, 5, 6, 7, 9.

Il cavidotto MT esterno attraversa i seguenti fogli catastali:

- Comune di Sindia (NU) fogli catastali nn. 7, 16, 17, 18, 30, 31, 36, 37, 38, 39, 41,
- Comune di Macomer (NU) fogli catastali nn. 32, 42, 43, 33, 44, 49, 50, 51, 54, 56.

Il cavidotto AT attraversa i seguenti fogli catastali:

- Comune di Macomer (NU) foglio catastale n. 56.

La SE di utenza e il BESS ricadono nel comune di Macomer (NU) al foglio catastale n.56.

La SE RTN 150/380 kV ricade nel comune di Macomer (NU) ai fogli catastali n. 55, 56.

L'elenco completo delle particelle interessate dalle opere e dalle relative fasce di asservimento è riportato nel Piano Particellare di Esproprio allegato al progetto.

3.2 Principali caratteristiche dell'impianto

L'impianto eolico di progetto è costituito da 7 aerogeneratori da 6 MW di potenza nominale, per una potenza di 42 MW, integrato con un sistema di accumulo con batterie agli ioni da 20 MW, per una potenza complessiva in immissione di 62 MW.

Nel dettaglio, il progetto prevede la realizzazione/installazione di:

- 7 aerogeneratori;
- 7 cabine di trasformazione poste all'interno della torre di ogni aerogeneratore;
- Opere di fondazione degli aerogeneratori;
- 7 piazzole di montaggio con adiacenti piazzole di stoccaggio;
- Opere temporanee per il montaggio del braccio gru;
- Un'area temporanea di cantiere;
- Nuova viabilità per una lunghezza complessiva di circa 3100 m;
- Viabilità esistente da adeguare su tratti complessivi di circa 10800 m;
- Allargamenti temporanei alla viabilità esistente;
- Un cavidotto interrato in media tensione interno all'area di impianto che percorre quasi totalmente tracciati stradali esistenti per una lunghezza complessiva di 9450 m;
- Una cabina di raccolta;
- Un cavidotto interrato in media tensione esterno all'area di impianto per il trasferimento dell'energia prodotta dalla cabina di raccolta alla stazione di trasformazione di utenza 30/150 kV; esso percorre un tracciato di lunghezza complessiva pari a circa 19250 m, interamente su strada esistente, calcolato a partire dalla cabina di raccolta.
- Una SE di utenza comprensiva area BESS da realizzarsi nel comune di Macomer, nelle vicinanze della futura stazione elettrica RTN 150/380 kV;
- Un cavidotto interrato AT a 150 kV lungo circa 415 m per il collegamento della SE di utenza con la futura stazione elettrica RTN 150/380 kV;
- Uno stallo AT a 150 kV per arrivo linea in cavo nella futura stazione elettrica RTN 380/150;
- Una stazione elettrica RTN 380/150 kV da realizzarsi nel comune di Macomer;
- Raccordi aerei 380 kV per il collegamento della futura stazione di trasformazione Terna RTN 380/150 kV alla linea elettrica aerea 380 kV esistente "Ittiri -Selargius".

L'energia elettrica viene prodotta da ogni singolo aerogeneratore a bassa tensione trasmessa attraverso una linea in cavo alla cabina MT/BT posta alla base della torre stessa, dove è trasformata a 30 kV. Le linee MT in cavo interrato collegheranno fra loro i gruppi di cabine MT/BT e quindi proseguiranno dapprima alle due cabine di raccolta ed in seguito verso la SE di utenza da realizzare nei pressi della futura stazione RTN 380/150 kV.

Per la realizzazione dell'impianto sono previste le seguenti opere ed infrastrutture:

- **Opere civili:** plinti di fondazione delle macchine eoliche; realizzazione delle piazzole degli aerogeneratori, ampliamento ed adeguamento della rete viaria esistente e realizzazione della viabilità interna all'impianto; realizzazione dei cavidotti

interrati per la posa dei cavi elettrici; realizzazione delle cabine di raccolta dell'energia elettrica prodotta; realizzazione della fondazione delle apparecchiature, edificio all'interno della SE di utenza, recinzione; realizzazione delle opere RTN; realizzazione dell'area temporanea di cantiere.

- **Opere impiantistiche:** installazione degli aerogeneratori con relative apparecchiature di elevazione/trasformazione dell'energia prodotta; esecuzione dei collegamenti elettrici, tramite cavidotti interrati, tra gli aerogeneratori, le cabine di raccolta, la stazione di trasformazione e la stazione RTN; realizzazione degli impianti di terra delle turbine, la cabina di raccolta e della stazione elettrica; realizzazione delle opere elettriche ed elettromeccaniche della stazione elettrica di trasformazione e delle infrastrutture di rete per la connessione, realizzazione delle opere elettriche del sistema BESS.

Al termine dei lavori di realizzazione del parco eolico, le piazzole di stoccaggio, le aree per il montaggio del braccio gru, l'area di cantiere e gli allargamenti temporanei saranno dismessi prevedendo la rinaturalizzazione delle aree ed il ripristino allo stato ante operam.

4 QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO – ANALISI DELLE TUTELE

Dopo aver relazionato circa strumenti strategici specifici dell'Ambito tematico in cui si inquadra il progetto, nel presente capitolo sarà accertata la conformità del progetto rispetto alle norme derivanti dalle principali fonti legislative in riferimento a vincoli paesaggistici, naturalistici, architettonici, archeologici, storico-culturali, idrogeologici ed ambientali in genere.

Gli strumenti presi in considerazione sono le leggi nazionali e regionali in materia di tutela dei beni culturali, ambientali e paesaggistici, il PPR della regione Sardegna, le Aree di tutela e i vincoli ambientali, Il Piano di Assetto idrogeologico (PAI), il Piano Stralcio delle Fasce Fluviali (P.S.F.F.), il Piano di Gestione del Rischio di Alluvioni (P.G.R.A.), il Piano Urbanistico Provinciale (P.U.P.), il Piano regionale delle Attività Estrattive (P.R.A.E), la Legge n.353/2000 sulle aree percorse dal fuoco, la perimetrazione delle aree della Rete Natura 2000 e IBA, gli strumenti urbanistici vigenti dei comuni interessati, la normativa sulla tutela della salute pubblica.

4.1 Paesaggio e patrimonio storico culturale

4.1.1 *Il Codice dei Beni Culturali*

Il "Codice dei beni culturali e del paesaggio emanato con Decreto Legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, in attuazione dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137", tutela sia i beni culturali, comprendenti le cose immobili e mobili che presentano interesse artistico, storico, archeologico, etnoantropologico, archivistico e bibliografico, sia quelli paesaggistici, costituenti espressione dei valori storici, culturali, naturali, morfologici ed estetici del territorio. Il decreto legislativo 42/2004 è stato successivamente aggiornato ed integrato dal DLgs 62/2008, dal DLgs 63/2008, e da successivi atti normativi. L'ultima modifica è stata introdotta dal DLgs 104/2017 che ha aggiornato l'art.26 del DLgs 42/2004 disciplinando il ruolo del Ministero dei beni e delle attività culturali e del turismo nel procedimento di VIA.

Dalle informazioni riportate nel Piano Paesaggistico Regionale e da quanto riportato sul geoportale regionale (cfr. elabb. ES.SUN01.PD.2.10.1.R00, ES.SUN01.PD.2.12.R00), emerge che:

- parte del sorvolo dell'aerogeneratore T04 interessa un'area boscata;
- Un breve tratto della strada di progetto che dalla T02 arriva alla T04 e che ricalca una pista esistente, nonché il cavidotto MT interno posato in corrispondenza della stessa strada, attraversano un'area boscata;
- La strada esistente prevista in adeguamento che, partendo dalla località Ferralzos arriva alla località Piena Porcalzos nelle vicinanze dell'area di cantiere, attraversa un'area boscata.
- Il cavidotto MT esterno interessa, nel tratto sito nelle vicinanze della Cinconvallazione di Sindia, le fasce di tutela di acque pubbliche quali il Riu Badu Iscanesu, il Su Riu s'Ulimu e il Riu su Curaggu.

Lo stesso cavidotto MT esterno, nei pressi della località Serra E Mesu, lungo la Strada Sant'Albare, interseca Riu Cobercadas. Ancora, sulla SP43 in corrispondenza della località Sa Ghea Su Porcu, attraversa la fascia di rispetto del

Riu Figuruggia. Infine, nei pressi delle opere di rete attraversa il Riu Mene.

- Il tratto di cavidotto MT esterno, interrato su strada esistente, che si sviluppa nelle vicinanze della località Sant'Antonio di Macomer attraversa un'area boscata.

In merito alle interferenze richiamate si riportano le seguenti considerazioni:

- per quanto riguarda l'interessamento del solo sorvolo dell'area boscata sarà richiesta l'autorizzazione paesaggistica;
- in riferimento alla porzione di strada di progetto che collega le posizioni T02 e T04 si fa presente che la stessa ricalca una pista già esistente a servizio di un fabbricato ivi presente. La realizzazione della strada, data l'orografia delle aree, non determinerà una modifica alla conformazione dei luoghi. Inoltre, poiché si sviluppa proprio su una pista già esistente, non comporterà, se non per casi puntuali, la rimozione di alberature, che eventualmente saranno ripiantumate nelle aree prossime. Si renderà invece necessario lo sfalcio delle alberature, per consentire il passaggio dei mezzi eccezionali legati al trasporto dei componenti delle turbine.
- In riferimento alla strada esistente in adeguamento si fa presente che gli interventi previsti sono puntuali e attengono alla regolarizzazione del piano viario piuttosto che ad adeguamenti della carreggiata atti a consentire il passaggio dei mezzi d'opera. Laddove si dovessero interessare alberature, le stesse saranno espianate per poter essere messe nuovamente a dimora al termine dei lavori. Si potrebbe inoltre, ravvisare la necessità di sfalcio delle alberature aggittanti, per consentire il passaggio dei mezzi eccezionali legati al trasporto dei componenti delle turbine.
- Per quanto riguarda l'interessamento del cavidotto interrato di acque pubbliche e delle relative fasce di tutela, piuttosto che di aree boscate, si fa presente che lo stesso sarà posato sempre su strada esistente senza avere alcun tipo di interferenza diretta con il bene soggetto a tutela. Nel caso di attraversamento dei corsi d'acqua, lo stesso sarà posato in TOC (Trivellazione Orizzontale Controllata). Tale tecnica consente di lasciare inalterato lo stato dei luoghi e permette di non interferire con il regime idraulico dell'asta attraversata, né con la fascia ripariale eventualmente presente in prossimità del corso d'acqua.

In ogni caso, si ricorda che ai sensi del DPR 31/2017, gli elettrodotti interrati rientrano tra le opere escluse dall'autorizzazione paesaggistica (punto A15 dell'allegato A "Interventi ed opere in aree vincolate esclusi dall'autorizzazione paesaggistica").



Figura 10: Cavidotto MT in TOC sulla SP63 a superamento dell'alveo torrentizio del Riu Badu Iscanesu



Figura 11: Cavidotto MT in TOC sulla Strada Sant'Albara a superamento dell'alveo torrentizio del Riu Su Coraggu



Figura 12: Cavidotto MT in TOC sulla Strada Sant'Albara a superamento dell'alveo torrentizio del Riu Cobercadas



Figura 13: Cavidotto MT in TOC nei pressi della stazione d'utenza a superamento dell'alveo torrentizio del riu Su Coraggiu

In riferimento ai beni di cui alla parte II del Codice dei beni culturali, si fa presente che, secondo quanto segnalato dal PPR, e riportato nella tavola di progetto ES.SUN01.PD.2.10.3, le opere a farsi non interferiscono con i beni segnalati dallo stesso Piano. Si evidenzia tuttavia che il cavidotto MT esterno interessa dei nuraghe e, nelle vicinanze della SE di utenza, una tomba dei giganti. In ogni caso, lo stesso cavidotto è previsto interrato su strada esistente e quindi non ha alcun tipo di interferenza diretta con beni presenti in affiancamento alle infrastrutture viarie interessate.

In definitiva, per quanto descritto, l'intervento risulta compatibile con le previsioni di tutela del Codice dei Beni Culturali per i beni paesaggistici segnalati.

4.1.2 Il PPR - Piano Paesaggistico Regionale della Regione Sardegna

Il Piano Paesaggistico Regionale (PPR) è il principale strumento di pianificazione territoriale regionale introdotto dall'art. 1 della L.R. n. 8/2004 "Norme urgenti di provvisoria salvaguardia per la pianificazione paesaggistica e la tutela del territorio regionale".

Il Piano identifica la fascia costiera come risorsa strategica e fondamentale per lo sviluppo sostenibile del territorio sardo e riconosce la necessità di ricorrere a forme di gestione integrata per garantirne un corretto sviluppo in grado di salvaguardare la biodiversità, l'unicità e l'integrità degli ecosistemi, nonché la capacità di attrazione che suscita a livello turistico.

Il Piano è attualmente in fase di rivisitazione per renderlo coerente con le disposizioni del Codice Urbani, tenendo conto dell'esigenza primaria di addivenire ad un modello condiviso col territorio che coniughi l'esigenza di sviluppo con la tutela e la valorizzazione del paesaggio.

Il PPR è approvato con Deliberazione della Giunta Regionale n° 36/7 del 5 settembre 2006 e pubblicato nel BURAS (Bollettino Ufficiale Regione Autonoma della Sardegna) Anno 58° - Numero 30.

Il 25 ottobre 2013, con atto n. 45/2, la Giunta regionale ha approvato in via preliminare, ai sensi dell'art.11 della L.R. 4/2009, l'aggiornamento e revisione del Piano Paesaggistico Regionale – primo ambito omogeneo, approvato in via definitiva con la deliberazione della Giunta Regionale n.36/7 del 5 settembre 2006.

La Delibera n.45/2 del 2013 ha lo scopo di approvare in via preliminare, ai sensi dell'art. 11 della L.R. n. 4/2009, l'aggiornamento e revisione del Piano Paesaggistico Regionale – primo ambito omogeneo, approvato in via definitiva con la deliberazione della Giunta regionale n. 36/7 del 5 settembre 2006.

Il PPR vigente rimane quello approvato nel 2006, in quanto la suddetta Delibera di approvazione di aggiornamento del Piano è stata abrogata dalla delibera n. 39/1 del 10 Ottobre 2014.

Il PPR individua 27 ambiti di paesaggio costieri, che delineano il paesaggio costiero e che aprono alle relazioni con gli ambiti di paesaggio interni in una prospettiva unitaria di conservazione attiva del paesaggio

L'area di progetto risulta essere posta a circa 2km dall'ambito paesaggistico N.11, della Planargia, pur non facendone parte. Il comune di Suni, dove ricade in parte l'area di progetto appartiene parzialmente all'ambito paesaggistico N.11.

A seguire si dettaglia il rapporto delle opere con le aree di tutela segnalate dal Piano, facendo riferimento ai tre assetti di riferimento individuati dal PPR.

Per quanto attiene **l'assetto territoriale ambientale regionale**, (cfr.elab. ES.SUN01.PD.2.10.1.R00) si fa presente quando di seguito riportato:

- gli aerogeneratori T01, T02, T06, T07 e le opere annesse, alcuni allargamenti temporanei, la cabina di raccolta nonché la SE di Utenza e una porzione della SE RTN 150/380 kV ricadono in colture erbacee specializzate;
- gli aerogeneratori T03, T04, T05 ricadono su praterie;
- l'area di sorvolo dell'aerogeneratore T04 interessa un'area boscata;
- un breve tratto della strada di progetto che dalla T02 arriva alla T04 e che ricalca una pista esistente, nonché il cavidotto MT interno posato in corrispondenza della stessa strada, attraversano un'area boscata;
- La strada esistente prevista in adeguamento che, partendo dalla località Ferralzos arriva alla località Piena Porcalzos nelle vicinanze dell'area di cantiere, attraversa un'area boscata.
- Il cavidotto MT esterno interessa, nel tratto sito nelle vicinanze della Cinconvallazione di Sindia, i corpi idrici del Riu Badu Iscanesu, del Su Riu s'Ulumu e del Riu su Curaggiu.
- Lo stesso cavidotto MT esterno, nei pressi della località Sa Serra E Mesu, lungo la Strada Sant'Albare, interseca Riu Cobercadas. Infine, nei pressi delle opere di rete attraversa il Riu Mene.
- Il tratto di cavidotto MT esterno, interrato su strada esistente, che si sviluppa nelle vicinanze della località Sant'Antonio di Macomer attraversa un'area boscata.

Gli impianti eolici sono dichiarati di pubblica utilità per legge (DL 77/2021, L 10/1991 e Dlgs 387/2003). Pertanto, l'intervento risulta compatibile con il regime di tutela previsto per le colture erbacee specializzate in quanto secondo l'art. 29 delle NTA, sono ammessi interventi di cui è dimostrata la rilevanza pubblica, a cui può essere ricondotto l'impianto di progetto.

Secondo quanto riportato dalle NTA del Piano, i boschi e le praterie rientrano nella definizione di aree seminaturali di cui all'art.25. In riferimento a quanto riportato all'art. 26, concernente le prescrizioni relative alle aree seminaturali si fa presente che il Piano vieta gli interventi di modificazione del suolo, le nuove edificazioni e gli interventi infrastrutturali che comportino alterazione permanente della copertura forestale. Si fa altresì presente che, nelle medesime aree, secondo l'art.21 delle NTA, possono essere realizzati interventi pubblici del sistema delle infrastrutture non delocalizzabili di cui all'art. 102 delle medesime Norme, tra i quali sono ricompresi gli impianti eolici. Pertanto, l'impianto eolico di progetto risulta compatibile con le previsioni del Piano. Inoltre, la realizzazione dello stesso non comporta alterazioni permanenti della copertura forestale, in quanto le opere insisteranno principalmente su aree a pascolo e le formazioni boschive non saranno direttamente interessate dalle opere come di seguito dettagliato:

- l'aerogeneratore T04 interessa l'area boscata solo per il sorvolo;
- il tratto di strada di progetto tra la T02 e la T04, attraversa un'area boscata ripercorrendo lo stesso percorso di una pista in terra battuta esistente a servizio di un fabbricato. Il tracciato quindi, che asseconderà l'attuale morfologia dei luoghi, prevede quindi la sola realizzazione della fondazione e della pavimentazione stradale in materiale arido permeabile. Il medesimo intervento non comporterà, quindi, se non per casi puntuali, la rimozione di alberature, che eventualmente saranno ripiantumate nelle aree prossime. Si renderà invece necessario lo sfalcio delle alberature, per consentire il passaggio dei mezzi eccezionali legati al trasporto dei componenti delle turbine;
- l'intervento previsto della strada esistente che dalla località Ferralzos arriva fino alla località Piena Porcalzos e che attraversa un'area boscata, consiste nella sola regolarizzazione del piano viario piuttosto che in adeguamenti della carreggiata atti a consentire il passaggio dei mezzi d'opera. Laddove si dovessero interessare alberature, le stesse saranno espianate per poter essere messe nuovamente a dimora al termine dei lavori. Anche in questo caso, si potrebbe ravvisare la necessità di sfalcio le alberature aggittanti, per consentire il passaggio dei mezzi eccezionali legati al trasporto dei componenti delle turbine.
- i tratti di cavidotto MT interrato attraversano aree boscate insistendo sempre sulla viabilità esistente o di progetto, quindi senza avere alcun tipo di interferenza con le alberature.

Per quanto riguarda l'interessamento da parte del cavidotto MT interrato di corsi d'acqua, anche pubblici, si fa presente che la posa dello stesso, previsto in TOC (trivellazione orizzontale controllata) per i singoli punti di interferenza, risulta compatibile con quanto previsto dalle NTA del Piano all'art.26 in quanto non si prevede la cementificazione degli alvei e delle sponde né l'eliminazione della vegetazione riparia. La tecnica utilizzata, infatti, consente di mantenere inalterato lo stato dei luoghi, senza interferire con il regime idraulico dell'asta attraversata, né danneggiare la vegetazione riparia eventualmente presente.

In riferimento all'**assetto territoriale insediativo regionale** (cfr. elab. ES.SUN01.PD.2.10.2.R00) si fa presente che le opere di progetto non interferiscono con alcun elemento del sistema delle infrastrutture segnalato dal Piano. Tuttavia, si fa presente che

- Il cavidotto MT esterno, in prossimità dell'abitato di Sindia, insiste per un tratto sulla strada SS129bis, definita dal Piano come strada a valenza paesaggistica di fruizione turistica;
- Sempre in prossimità dell'abitato di Sindia, il cavidotto MT esterno supera la linea ferroviaria Macomer-Bosa, "Ferrovia a specifica valenza paesaggistica e panoramica" utilizzata esclusivamente per i servizi turistici legati al Trenino Verde;
- Il cavidotto MT esterno, nel suo rimanente sviluppo interessa diverse viabilità definite dal Piano come strade locali.

A proposito di quanto richiamato si fa presente che la posa del cavidotto interrato risulta coerente con gli indirizzi e le prescrizioni previste per le infrastrutture coinvolte di cui all'art.103 delle NTA. Per quanto attiene il superamento della ferrovia lo stesso avverrà tramite la tecnica della TOC, la quale consente di evitare qualsiasi tipo di interferenze con l'infrastruttura.

In riferimento all'**assetto territoriale storico culturale regionale** (cfr. elab. ES.SUN01.PD.2.10.3.R00) si fa presente che nella porzione di territorio su cui insiste l'impianto sono presenti diversi beni puntuali di valenza storico-culturale, per lo più nuraghe, con i quali le opere non hanno alcun tipo di interferenza.

Il solo cavidotto MT esterno, nel suo percorso interessa le segnalazioni di diversi nuraghe e, nelle vicinanze della SE di utenza, di una tomba dei giganti. Tuttavia, la posa dello stesso cavidotto è previsto sempre su strada esistente, quindi non si ravvisa alcun tipo di interferenza diretta con i beni soggetti a tutela, la cui integrità non viene compromessa. Per tale ragione l'intervento risulta compatibile con quanto previsto dall'art.49 delle Norme di Piano.

Le opere di progetto non interferiscono con beni tutelati ai sensi dell'art. 143 del D.Lgs. 42/2004.

In definitiva, per quanto analizzato, è possibile affermare che le opere di progetto non si pongono in contrasto con gli indirizzi e le previsioni del Piano Paesaggistico Regionale.

4.2 Patrimonio floristico, faunistico e aree protette

4.2.1 Aree Naturali protette

La Legge Quadro sulle Aree Protette (394/91) classifica le aree naturali protette in:

- Parchi Nazionali. Aree al cui interno ricadono elementi di valore naturalistico di rilievo internazionale o nazionale, tale da richiedere l'intervento dello Stato per la loro protezione e conservazione. Sono istituiti dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio.
- Parchi naturali regionali e interregionali. Aree 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. Sono istituiti dalle Regioni.

- Riserve naturali. Aree al cui interno sopravvivono specie di flora e fauna di grande valore conservazionistico o ecosistemi di estrema importanza per la tutela della diversità biologica.

I Parchi Nazionali ricadenti in territorio sardo sono: il Parco Nazionale dell'Asinara, il Parco Nazionale Arcipelago di La Maddalena e il Parco Nazionale del Golfo di Orosei e del Gennargentu.

La Legge Regionale della Sardegna n.31 del 1989 disciplina il sistema regionale dei parchi, delle riserve, dei monumenti naturali, nonché delle altre aree di rilevanza naturalistica ed ambientale di rilevanza regionale. Tra i Parchi Regionali della Sardegna si citano il Parco naturale regionale di Porto Conte ed il Parco naturale regionale Molentargius-Saline

L'intervento ricade all'esterno di aree naturali protette, di cui la più prossima è la Riserva Naturale Valle del Temo circa 4,5 km dall'impianto di progetto (cfr. elab. ES.SUN01.PD.2.11.R00).

4.2.2 Rete Natura 2000

Con la Direttiva 92/43/CEE si è istituito il progetto Natura 2000 che l'Unione Europea sta portando avanti per "contribuire a salvaguardare la biodiversità mediante la conservazione di habitat naturali, nonché della flora e della fauna selvatiche nel territorio europeo degli Stati membri" al quale si applica il trattato U.E.

La rete ecologica Natura 2000 è la rete europea di aree contenenti habitat naturali e seminaturali, habitat di specie, specie di particolare valore biologico e a rischio di estinzione. La Direttiva Comunitaria 92/43/CEE, relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche (cosiddetta "Direttiva Habitat"), disciplina le procedure per la costituzione di tale rete.

Il recepimento della Direttiva è avvenuto in Italia nel 1997 attraverso il Regolamento D.P.R. 8 settembre 1997 n. 357. Entro il 2004, l'Italia, come gli altri Stati membri, si impegnava a designare le Zone Speciali di Conservazione (ZSC) che avrebbero costituito la Rete Natura 2000, individuandole tra i proposti Siti d'Importanza Comunitaria (SIC) la cui importanza sia stata riconosciuta e validata dalla Commissione e dagli stessi Stati membri mediante l'inserimento in un elenco definitivo.

In considerazione di questi aspetti e della necessità di rendere pubblico l'elenco delle Zone di protezione speciale e dei Siti di importanza comunitaria, individuati e proposti dalle regioni e dalle province autonome di Trento e Bolzano nell'ambito del citato progetto Bioitaly e trasmessi alla Commissione europea dal Ministero dell'ambiente, per permetterne la conoscenza, la valorizzazione e la tutela ai sensi delle direttive 79/409/CEE e 92/43/CEE, il Ministro dell'Ambiente emanò il DM 3 aprile 2000, periodicamente aggiornato con deliberazione della Conferenza Permanente per i rapporti tra lo Stato, le Regioni e le Province Autonome di Trento e Bolzano. L'ultima deliberazione risale al 24.7.2003 e costituisce la "Approvazione del 5° aggiornamento dell'Elenco Ufficiale delle Aree Naturali Protette", pubblicato nel Supplemento ordinario n. 144 alla Gazzetta Ufficiale n. 205 del 04.09.2003. L'Elenco raccoglie tutte le aree naturali protette, marine e terrestri, che rispondono ad alcuni criteri ed è periodicamente aggiornato a cura del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio.

Allo stesso tempo, in attesa di specifiche norme di salvaguardia per gli ambiti della Rete Natura 2000, la Direttiva prevedeva che "piani, programmi e progetti", non connessi e necessari alla tutela del sito ma

che incidono sulla tutela di habitat e specie del pSIC, siano sottoposti a specifica valutazione di tale incidenza. In Italia la procedura di valutazione di incidenza è regolata dal DPR 12 marzo 2003, n. 120 che ha modificato e integrato il DPR n.357/97. L'obbligo degli Stati membri a non vanificare il lavoro per il raggiungimento degli obiettivi della Direttiva è stato sancito più volte dalle sentenze della Corte di Giustizia dell'Unione Europea.

Con il DMA del 17 ottobre 2007, sono stati introdotti i criteri minimi per la conservazione delle ZPS. Tale decreto, alla lettera l) dell'articolo 5, vieta la "realizzazione di nuovi impianti eolici, fatti salvi gli impianti per i quali, alla data di emanazione del presente atto, sia stato avviato il procedimento di autorizzazione mediante deposito del progetto. Gli enti competenti dovranno valutare l'incidenza del progetto, tenuto conto del ciclo biologico delle specie per le quali il sito è stato designato, sentito l'INFS. Sono inoltre fatti salvi gli interventi di sostituzione e ammodernamento, anche tecnologico, che non comportino un aumento dell'impatto sul sito in relazione agli obiettivi di conservazione della ZPS, nonché gli impianti per autoproduzione con potenza complessiva non superiore a 20 kW".

La Rete Natura 2000 è costituita dall'insieme delle: Zone di Tipo A, comprendenti le Zone di Protezione Speciale (ZPS); Zone di Tipo B, comprendenti i Siti di Interesse Comunitario (SIC) e le Zone Speciali di Conservazione (ZSC); Zone di Tipo C, comprendenti le ZPS unitamente alle ZSC. La Rete Natura 2000 in Sardegna è attualmente formata da un totale di 128 siti, di cui 31 ZPS (siti di tipo "A"), 89 ZSC (siti di tipo "B"), 8 SIC in attesa dei Decreti Ministeriali di approvazione delle misure di conservazione. Tra le 31 ZPS, 10 siti sono di tipo "C", ossia aree per le quali i SIC/ZSC coincidono completamente con le ZPS.

L'intervento è esterno a siti SIC, ZSC e ZPS (cfr. elab. ES.SUN01.PD.2.11.R00). I siti Rete Natura 2000 più prossimi all'impianto sono la Zona di Protezione Speciale della Costa ed Entroterra di Bosa, Suni, e Montresta (ITB020037) che ricade a circa 2 km dall'aerogeneratore più vicino e il Sito di Interesse Comunitario dell'Altopiano di Campeda (ITB021101) che si pone a circa 3.7 km di distanza.

4.2.3 Aree IBA

Nel 1981 BirdLife International, il network mondiale di associazioni per la protezione della natura di cui la LIPU è partner per l'Italia, ha lanciato un grande progetto internazionale: il progetto IBA. Se a livello mondiale, le IBA oggi individuate sono circa 11000, sparse in 200 Paesi, in Italia, grazie al lavoro della Lipu, sono state classificate 172 IBA.

L'intervento ricade all'esterno di aree IBA collocandosi ad una distanza di circa 1,4 km dall'IBA "Costa tra Bosa ed Alghero" ad Ovest e 3,7 km dall'IBA dell'Altopiano di Campeda ad Est (cfr. elab. ES.SUN01.PD.2.11.R00)

4.2.4 Zone umide di interesse nazionale

La Convenzione sulle zone umide di importanza internazionale, soprattutto in quanto habitat per le specie di uccelli acquatici, è stata firmata a Ramsar, in Iran, il 2 febbraio 1971. La Convenzione di Ramsar è stata ratificata e resa esecutiva dall'Italia con il DPR 13

marzo 1976, n. 448 “Esecuzione della convenzione relativa alle zone umide d'importanza internazionale, soprattutto come habitat degli uccelli acquatici, firmata a Ramsar il 2 febbraio 1971”, e con il successivo DPR 11 febbraio 1987, n. 184.

L'intervento ricade all'esterno delle Zone Umide di interesse Nazionale.

4.3 Tutela del territorio e delle acque

4.3.1 Piano stralcio di Assetto Idrogeologico (PAI)

La Sardegna, ai sensi del D.Lgs. n. 152/2006 “Testo Unico in materia Ambientale”, costituisce un unico distretto idrografico; pertanto, è stata istituita un'unica Autorità di Bacino per l'insieme dei bacini idrografici regionali.

La L.R. n. 19/2006 ha disciplinato le funzioni ed i compiti assegnati all'Autorità di Bacino in materia di governo delle risorse idriche, di tutela delle acque dall'inquinamento e dell'assetto idrogeologico del territorio regionale. Il Piano di Assetto Idrogeologico (P.A.I.) è entrato in vigore con Decreto dell'Assessore ai Lavori Pubblici n. 3 del 21/02/2006. Ha lo scopo di individuare e perimetrare le aree a rischio idraulico e geomorfologico, definire le relative misure di salvaguardia, sulla base di quanto espresso dalla Legge n. 267 del 3 agosto 1998, e programmare le misure di mitigazione del rischio.

In relazione ai fenomeni di instabilità geomorfologica cartografati dal PAI, il parco eolico e parte del cavidotto MT ricadono in aree Rg0, ovvero non interessano aree soggette a rischio frana. Le medesime opere ricadono parimenti in aree non soggette a potenziali fenomeni franosi Hg0 (cfr. elab. ES.SUN01.PD.2.8.2.R00). La parte terminale del cavidotto MT e le opere di connessione alla RTN ricadono in una porzione di territorio in cui il PAI non fornisce alcuna perimetrazione.

In merito alla pericolosità idraulica, dalla cartografia di Piano emerge che il cavidotto MT esterno attraversa l'area a rischio idraulico relativa al corso d'acqua Riu Badu Iscanesu. Il cavidotto MT supererà l'area inondabile segnalata dal Piano in TOC (Trivellazione Orizzontale Controllata) con punti di ingresso e di uscita esterni all'area segnalata. Tale tecnica consente di non interferire con il regime idraulico dell'asta attraversata e con la vegetazione ripariale eventualmente presente, lasciando inalterato lo stato dei luoghi. L'intervento non si pone in contrasto con quanto previsto all'art. 30 delle NTA del Piano.

Le opere di progetto risultano interferenti con altre aste del reticolo idrografico. In dettaglio il cavidotto MT interseca nel suo sviluppo diversi corsi d'acqua con ordine Strahler 1 aventi, secondo quanto previsto dal Piano, fascia di rispetto pari a 10 m per lato. In tutti i casi, in corrispondenza delle aste il cavidotto MT sarà posato in TOC avente uno sviluppo minimo di 40 m.

In ultimo, si fa presente che la viabilità di progetto a servizio dell'aerogeneratore T01 interseca corsi d'acqua con ordine Strahler 1. Mediante lo studio idraulico (cfr. elab. ES.SUN01.PD.9.7.R00) è stata calcolata la portata con tempo di ritorno pari a 200 anni necessaria al dimensionamento dell'opera di attraversamento che sarà definita in fase di progettazione esecutiva.

Per quanto analizzato, le opere di progetto risultano compatibili con quanto previsto dalle Norme del PAI.

In riferimento alle aree alluvionate a seguito del fenomeno 'Cleopatra', avvenuto il 18/11/2013, si fa presente che le opere di progetto risultano distanti oltre 60 km dalle aree colpite da alluvione.

In definitiva, l'impianto di progetto risulta compatibile con il PAI dell'Autorità di Bacino della Sardegna.

4.3.2 Piano stralcio delle Fasce Fluviali (P.S.F.F.)

Il Piano Stralcio delle Fasce Fluviali è redatto ai sensi dell'art. 17, comma 6 della legge 19 maggio 1989 n. 183, quale Piano Stralcio del Piano di Bacino Regionale relativo ai settori funzionali individuati dall'art. 17, comma 3 della L. 18 maggio 1989, n.183.

Il Piano Stralcio delle Fasce Fluviali costituisce un approfondimento ed una integrazione necessaria al Piano di Assetto Idrogeologico (P.A.I.) in quanto è lo strumento per la delimitazione delle regioni fluviali funzionale a consentire, attraverso la programmazione di azioni (opere, vincoli, direttive), il conseguimento di un assetto fisico del corso d'acqua compatibile con la sicurezza idraulica, l'uso della risorsa idrica, l'uso del suolo (ai fini insediativi, agricoli ed industriali) e la salvaguardia delle componenti naturali ed ambientali” (Autorità di Bacino regionale della Sardegna, s.d.). Con Delibera n. 2 del 17.12.2015 del Comitato Istituzionale dell'Autorità di bacino della Regione Sardegna, il Piano è stato approvato in via definitiva per l'intero territorio regionale.

Il Piano definisce le fasce di inondabilità e le suddivide in aree ad alta, media e bassa probabilità di inondazione seguendo l'articolazione prevista in fase di salvaguardia dal citato D.L. 180/98. In particolare, sono definite le seguenti fasce:

- Fascia A: aree inondabili al verificarsi dell'evento di piena con portata al colmo di piena corrispondente a periodo di ritorno T=50 anni.
- Fascia B: aree esterne alle precedenti, inondabili al verificarsi dell'evento di piena con portata al colmo di piena corrispondente a periodo di ritorno T=200 anni.
- Fascia C: aree esterne alle precedenti, inondabili al verificarsi dell'evento con portata al colmo di piena corrispondente a periodo di ritorno T=500 anni e, nel caso siano più estese, comprendenti anche le aree storicamente inondate e quelle individuate mediante analisi geomorfologica.”

Dall'analisi della cartografia relativa al PSFF, si evince che il Piano non fornisce elementi e vincoli diversi dal PAI/PGRA, ai quali si rimanda.

4.3.3 Il Piano di Gestione del Rischio di Alluvioni (P.G.R.A.)

Il Piano di Gestione del Rischio di Alluvioni è uno strumento trasversale di raccordo tra diversi piani e progetti, di carattere pratico e operativo ma anche informativo, conoscitivo e divulgativo, per la gestione dei diversi aspetti organizzativi e pianificatori correlati con la gestione degli eventi alluvionali in senso lato”. Tra i suoi principali obiettivi ricade la riduzione delle conseguenze negative dovute alle alluvioni sulla salute dell'uomo e sul territorio (inclusi i beni, l'ambiente, le attività, ecc.). I documenti che lo compongono sono stati approvati con Deliberazione del Comitato Istituzionale n. 2 del 15/03/2016 e successivamente, in parte, aggiornati con la Deliberazione del Comitato Istituzionale n. 3 del 17/05/2017. Il Piano e le relative indicazioni cartografiche derivano dagli strumenti di pianificazioni idraulica e idrogeologica regionali già

esistenti, “in particolare il Piano stralcio di Assetto Idrogeologico (P.A.I.), integrato dalle informazioni derivate dal Piano stralcio delle fasce fluviali (P.S.F.F.), nonché dagli studi di compatibilità idraulica riferiti a tutto il territorio comunale o alle sole aree interessate”.

“Ai sensi della Direttiva 2007/60/CE, il primo ciclo di pianificazione del Piano di gestione del rischio di alluvioni si è concluso con l'approvazione avvenuta a marzo 2016.

In adempimento delle previsioni dell'art. 14 della Direttiva 2007/60/CE e dell'art. 12 dell'art. 12 del D.Lgs. 49/2019, con la Deliberazione del Comitato Istituzionale n. 14 del 21/12/2021 è stato approvato il Piano di gestione del rischio di alluvioni della Sardegna per il secondo ciclo di pianificazione.

Il Piano approvato recepisce le osservazioni pervenute nell'ambito del procedimento di verifica di assoggettabilità a VAS e quelle inerenti al Progetto di Piano approvato nel dicembre 2020.

Esso completa inoltre il procedimento di approvazione degli studi di cui all'allegato B della Deliberazione del Comitato Istituzionale n. 10 del 3/6/2021”.

La cartografia relativa al Rischio e al Pericolo da Alluvione presenta gli stessi contenuti già studiati nei Piani di Assetto Idrogeologico e Stralcio delle Fasce Fluviali (cfr. ES.SUN01.PD.2.8.3), ai quali si rimanda circa la compatibilità delle opere.

4.3.4 Vincolo Idrogeologico

Con il R.D.R. del 30 Dicembre 1923 n.3267 e con successivo regolamento di attuazione (R.D. 1126/1926), ha come principio cardine il preservare l'ambiente fisico e di conseguenza evitare eventuali utilizzi del territorio che possano comportare denudazione, innesco di fenomeni erosivi, perdita di stabilità, turbamento del regime delle acque, ecc. Ai sensi dell'art.1 sono sottoposti a vincolo per scopi idrogeologici i terreni di qualsiasi natura e destinazione che, per effetto di forme di utilizzazione contrastanti con le norme di cui agli art. 7, e 9 possono recare danno (perdite di stabilità, turbare i regimi delle acque); di conseguenza le autorizzazioni non vengono rilasciate laddove esistano situazioni di dissesto reale o quando l'intervento richiesto può riprodurre i danni di cui all'art. 1 R.D.L.

Dall'analisi cartografica risulta che una parte del cavidotto MT esterno previsto interrato su viabilità esistente nel territorio di Macomer ricade in un'area gravata da vincolo idrogeologico (cfr. elab. ES.SUN01.PD.2.9.R00).

Secondo l'art.45 delle NTA del Piano Paesaggistico Regionale le aree soggette a vincolo idrogeologico sono soggette alle prescrizioni di polizia forestale.

Tali prescrizioni sono state rese esecutive dal decreto assessoriale N.24/CFVA del 23/08/2006. All'art.56 del decreto si legge: Sono riconducibili agli interventi di trasformazione permanente previsti dall'articolo 7 del R.D.L.3267/23 e ai sensi della definizione di cui all'art. 3 le tipologie di lavori ed opere appresso elencate:

- a) Nel caso di trasformazione del bosco in altre qualità di colture.
- b) Nel caso di trasformazione di terreno saldo, nudo e o cespugliato in terreni sottoposti a periodica lavorazione:
 - Infrastrutture con scavi di dimensione rilevante (larghezza oltre tre metri e profondità superiore a 2 metri), (reti drenanti e fognarie intercomunali, posa in opera di tubi per trasporto gas etc.);

Poiché lo scavo per la realizzazione del cavidotto MT, da realizzare su viabilità esistente, sarà effettuato con una trincea di larghezza inferiore al metro e con profondità di circa 1,20 m, le opere di progetto non sono ricomprese tra gli interventi citati dal R.D.L. 3267/23 e dal successivo regolamento di attuazione (R.D. 1126/1926). In ogni caso si fa presente che, sarà richiesto lo svincolo all'autorità competente, ovvero al Corpo Forestale nonché alla Provincia di competenza.

4.3.5 Aree percorse dal fuoco

La Legge 21/11/2000 n. 353, "Legge-quadro in materia di incendi boschivi", che contiene divieti e prescrizioni derivanti dal verificarsi di incendi boschivi, prevede l'obbligo per i Comuni di censire le aree percorse da incendi, avvalendosi anche dei rilievi effettuati dal Corpo Forestale dello Stato, al fine di applicare i vincoli che limitano l'uso del suolo solo per quelle aree che sono individuate come boscate o destinate a pascolo. In dettaglio, la Legge 353/2000 definisce al comma 2 dell'art. 10 quanto segue: "Le zone boscate ed i pascoli i cui soprassuoli siano stati percorsi dal fuoco non possono avere una destinazione diversa da quella preesistente all'incendio per almeno quindici anni. È comunque consentita la costruzione di opere pubbliche necessarie alla salvaguardia della pubblica incolumità e dell'ambiente. [...] È inoltre vietata per dieci anni, sui predetti soprassuoli, la realizzazione di edifici nonché di strutture e infrastrutture finalizzate ad insediamenti civili ed attività produttive, fatti salvi i casi in cui per detta realizzazione sia stata già rilasciata, in data precedente l'incendio e sulla base degli strumenti urbanistici vigenti a tale data, la relativa autorizzazione o concessione".

In riferimento al censimento degli incendi fornito dal Corpo Forestale della Sardegna sul sito del Geoportale della Regione, relativo agli ultimi dieci anni, si fa presente che (cfr. elabb. ES.SUN01.PD.2.14.1_2.14.2.R00):

- una porzione del sorvolo dell'aerogeneratore T04 ricade in aree percorse da fuoco relativo all'anno 2021 che ha interessato pascoli e boschi;
- la viabilità esistente prevista in adeguamento, che parte dalla località Ferralzos e che arriva alla località Piena Porcalzos si pone in affiancamento di aree percorse dal fuoco riferite agli anni 2014, 2015, 2017, 2020 che hanno interessato boschi e altri tipi di soprassuolo
- Il cavidotto MT esterno, nel suo sviluppo su strada esistente, attraversa o si pone in affiancamento di diverse aree percorse dal fuoco, senza aver nessun tipo di interferenza con le aree segnalate
- la SE RTN 150/380 kV ricade parzialmente in un'area incendiata nel 2017 il cui soprassuolo non risulta essere né una superficie boscata né un pascolo. Infatti, come riportato, nel geoportale regionale il soprassuolo interessato è riportato come "altro", differenziandosi nello stesso portale regionale, dalle superfici destinate a pascolo e a bosco.

In merito a quanto descritto, si precisa che:

- sebbene la proiezione a terra del rotore dell'aerogeneratore T04, va di fatto a ricadere, anche se in parte, su area a pascolo/boscata, si ritiene che ugualmente non ci sia una violazione della norma citata in quanto sulle suddette aree non verrà realizzata nessuna infrastruttura e, la servitù di sorvolo, che verrà costituita sulle aree con i legittimi proprietari delle stesse, garantirà ancor più la non edificazione nell'area di proiezione a terra del rotore;

- gli interventi previsti sulla strada esistente consisteranno nella sola sistemazione puntuale del fondo stradale e in adeguamenti della carreggiata atti a consentire il passaggio dei mezzi d'opera;
- per il cavidotto MT esterno è prevista la posa su strada esistente; quindi, non interesserà le aree limitrofe interessate da incendi;
- l'incendio che interessa una porzione della Stazione Elettrica RTN 150/380 kV si riferisce ad un soprassuolo che non è segnalato come bosco o pascolo, per cui non sussiste il vincolo di inedificabilità previsto.

Sulla base dell'analisi svolta **il progetto non si pone in contrasto con quanto previsto dalla Legge 353/2000.**

4.3.6 Vincolo Sismico

Con Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20.03.2003 concernente "Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica", nelle more dell'espletamento degli adempimenti dell'art. 93 del D.Lgs n. 112/1998, sono approvati i "Criteri per l'individuazione delle zone sismiche – individuazione, formazione e aggiornamento degli elenchi delle medesime zone", nonché le connesse "Norme tecniche per il progetto, la valutazione e l'adeguamento sismico degli edifici", "Norme tecniche per il progetto sismico dei ponti" e "Norme tecniche per il progetto sismico delle opere di fondazione e sostegno dei terreni". Tali norme sono riportate come Allegati all'Ordinanza.

L'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3519 del 28.4.2006 approva i criteri generali per l'individuazione delle zone sismiche e la formazione ed aggiornamento degli elenchi ed anche la mappa della pericolosità sismica di riferimento a scala nazionale. In conformità all'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri 3274 del 2003 con la quale si stabiliscono i nuovi criteri per la classificazione sismica del territorio italiano, l'Isola è classificata come zona 4.

Tale tipologia di rischio si può quindi considerare di entità moderata.

In coerenza con la normativa applicabile è stata redatta una relazione di calcolo preliminare delle strutture che descrive e dimensiona le opere strutturali previste per il progetto dell'impianto eolico.

I dimensionamenti preliminari dovranno essere approfonditi in fase di progettazione esecutiva, effettuata a valle di indagini geologiche e geotecniche di dettaglio ed eseguita tenendo conto dei parametri della classe sismica di appartenenza.

4.3.7 Tutela acque e PTA

Il Piano di Tutela delle Acque della Regione Sardegna, approvato con Deliberazione della Giunta Regionale n.14/16 del 4 Aprile 2006, è stato redatto ai sensi dell'art.44 del D.Lgs. 152/99 e ss.mm.ii., dell'art. 2 della L.R. 14/2000 e della Direttiva 2000/60/CE e costituisce un piano di stralcio di settore del Piano di Bacino Regionale della Sardegna ai sensi dell'art. 17, comma 6-ter della legge n.183 del 1989 (e ss.mm.ii.). Lo scopo prioritario del PTA è la realizzazione di uno strumento conoscitivo, programmatico e dinamico volto ad azioni di monitoraggio, programmazione, individuazione di interventi, misure e vincoli, finalizzati alla tutela di aspetti quali-quantitativi delle risorse idriche presenti. Il PTA si prefigge i seguenti obiettivi:

- Raggiungimento e mantenimento degli obiettivi di qualità fissati dal D.Lgs. 152/99 per i diversi corpi idrici ed il raggiungimento dei livelli di qualità e quantità delle risorse idriche;
- Recupero e salvaguardia delle risorse naturali e dell'ambiente per lo sviluppo delle attività produttive, nello specifico quelle

turistiche, in quanto rappresentative di un forte potenziale economico;

- Raggiungimento dell'equilibrio tra fabbisogni idrici e disponibilità, per garantire un uso sostenibile della risorsa idrica, con accrescimento delle disponibilità idriche attraverso la promozione di misure tese alla conservazione, risparmio, riutilizzo e al riciclo delle risorse idriche;
- Lotta alla desertificazione.

Lo sviluppo e il raggiungimento di tali obiettivi vengono conseguiti mediante azioni ed interventi integrati, che nel PTA, si attuano attraverso le Unità Idrografiche Omogenee (U.I.O.), ossia unità territoriali elementari composte da uno o più bacini idrografici, attraverso le quali è stato possibile dividere il territorio regionale in aree omogenee. Le seguenti aree sono state ottenute prevalentemente a partire da bacini drenanti su corpi idrici significativi del primo ordine ed accorpando a quest'ultimi bacini minori, secondo le caratteristiche geomorfologiche, idrografiche e idrologiche. Secondo gli art. 3, 4 e 5 del D.Lgs. 152/99, attualmente rifluito nel D.Lgs. 152/06, il Piano individua e classifica i corpi idrici in relazione al grado di tutela da garantire alle acque superficiali e sotterranee e alle eventuali azioni di risanamento da predisporre per i singoli corpi idrici, definite all'interno dell'art. 44 del Piano di Tutela delle Acque.

Il Piano suddivide i corpi idrici in 5 categorie:

- Corsi d'acqua, naturali e artificiali;
- Laghi naturali e artificiali;
- Acque di transizione;
- Acque marino-costiere;

Vengono definiti "significativi", quei corpi idrici che soddisfano i seguenti criteri minimi definiti all'interno del T.U.:

- Dimensione del bacino afferente al corpo idrico;
- Superficie specchio liquido o capacità d'invaso.

Sono ritenuti, inoltre, da monitorare e classificare i corpi idrici:

- che per valori naturalistici e/o paesaggistici o per particolari utilizzazioni in atto, hanno
- rilevante interesse ambientale;
- che per il carico inquinante da essi convogliato, potrebbero aver un'influenza negativa sui
- corpi idrici significativi.

Infine, tra le aree richiedenti "specifiche misure di prevenzione dall'inquinamento e risanamento", il Piano individua:

- aree sensibili;
- zone vulnerabili da nitrati di origine agricola,
- zone vulnerabili da prodotti fitosanitari e altre zone vulnerabili;
- aree di salvaguardia delle acque superficiali e sotterranee destinate al consumo umano, per le quali è prevista una zona di tutela assoluta, una zona di rispetto e una zona di protezione;
- aree vulnerabili alla desertificazione
- altre aree di salvaguardia (elevato interesse ambientale e naturalistico), ossia siti interessati da attività minerarie dismesse, Parchi e Aree marine protette, i SIC (Siti di importanza comunitaria), le ZPS (Zone di protezione speciale), le opere di protezione faunistica e di cattura e le aree protette a vincolo di tutela paesistica.

Tenendo conto delle pressioni e degli impatti esercitati dall'attività antropica, il PTA valuta lo stato di compromissione dei corpi idrici, definendo a tale scopo, i "Centri di Pericolo" (CDP) ovvero tutte quelle

attività che generano, possono generare, o che trasmettono un impatto sui corpi idrici.

Il PTA prevede anche una fase di monitoraggio, articolata in una fase iniziale, il cui scopo è una classificazione dello stato di qualità ambientale dei corpi idrici, e un monitoraggio finalizzato a verificare il mantenimento dell'obiettivo di qualità "buono". A fronte di ciò la Regione ha realizzato una rete di controllo per la definizione dello stato ambientale dei corpi idrici monitorati, a cui ha seguito l'individuazione delle cause che hanno portato ad una degradazione delle condizioni quali-quantitative dei corpi idrici. Da queste valutazioni è stato possibile definire le "aree problema", ossia aree considerate problematiche in relazione alla tutela della qualità, al rispetto degli obiettivi ambientali e all'uso delle risorse.

La regione Sardegna ha individuato, nell'intero territorio regionale, il bacino unico regionale ai sensi della L. 183/89.

Nella redazione del PTA (art. 24 ed Allegato 4 del D.lgs. 152/99) per le finalità derivanti dall'esigenza di circoscrivere l'esame di approfondimento, riservandolo a porzioni omogenee di territorio, si è suddiviso l'intero territorio Regionale in 16 Unità Idrografiche Omogenee (U.I.O) costituite da uno o più bacini idrografici limitrofi, a cui sono state convenzionalmente assegnate le rispettive acque superficiali nonché le relative acque sotterranee e marine - costiere.

Le opere di progetto, secondo le Tavole 5/4 e 5/6 degli allegati del PTA, ricadono, cioè nelle Unità Idrografiche Omogenee del "Tirso" e del "Temo".

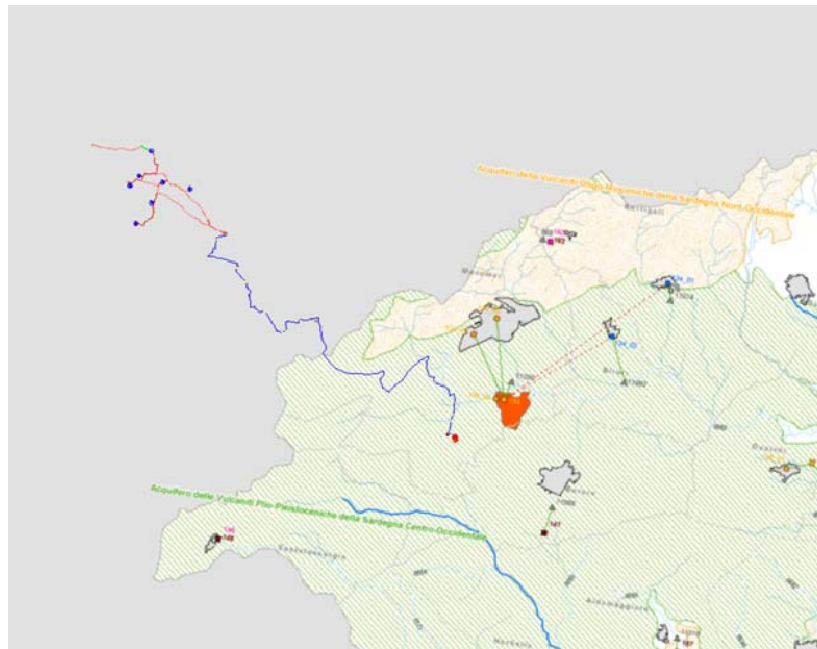


Figura 14: Inquadramento Layout di progetto rispetto alle Unità Idrografiche Omogenee (U.I.O) "Tirso" del PTA



Figura 15: Inquadramento Layout di progetto rispetto alle Unità Idrografiche Omogenee (U.I.O) - "Temo" del PTA

Dalle tavole richiamate si evince che l'impianto ricade nell'Acquifero delle Vulcaniti Plio-Pleistoceniche della Sardegna Centro-Occidentale e nell'Acquifero delle Vulcaniti Oligo-Mioceniche della Sardegna Nord-Occidentale. Tali complessi sono stati studiati nel dettaglio dal PTA, al fine di definirne i limiti areali. Si fa presente che il Piano non fornisce alcuna indicazione circa la compatibilità delle opere a farsi in relazione agli acquiferi citati.

Nella Tavola 7 del Piano di Tutela delle Acque vengono individuate le Aree sensibili. Ai sensi della Direttiva 271/91/CE e dell'Allegato 6 del D.Lgs. 152/99, viene considerato "area sensibile" un sistema idrico classificabile in uno dei seguenti gruppi:

- laghi naturali, nonché i corsi d'acqua ad essi afferenti per un tratto di 10 chilometri dalla linea di costa, altre acque dolci, estuari e acque del litorale già eutrofizzati o probabilmente esposti a prossima eutrofizzazione, in assenza di interventi protettivi specifici;
- acque dolci superficiali destinate alla produzione di acqua potabile che potrebbero contenere, in assenza di interventi, una concentrazione di nitrato superiore a 50 mg/L;
- aree che necessitano, per gli scarichi afferenti, di un trattamento supplementare al trattamento secondario al fine di conformarsi alle prescrizioni previste dal D.Lgs. 152/99;
- laghi posti ad un'altitudine sotto i 1.000 m sul livello del mare e aventi una superficie di specchio liquido almeno di 0,3 km²;
- zone umide individuate ai sensi della convenzione di Ramsar del 2 febbraio 1971, resa esecutiva con decreto del Presidente della Repubblica 13 marzo 1976, n. 448.

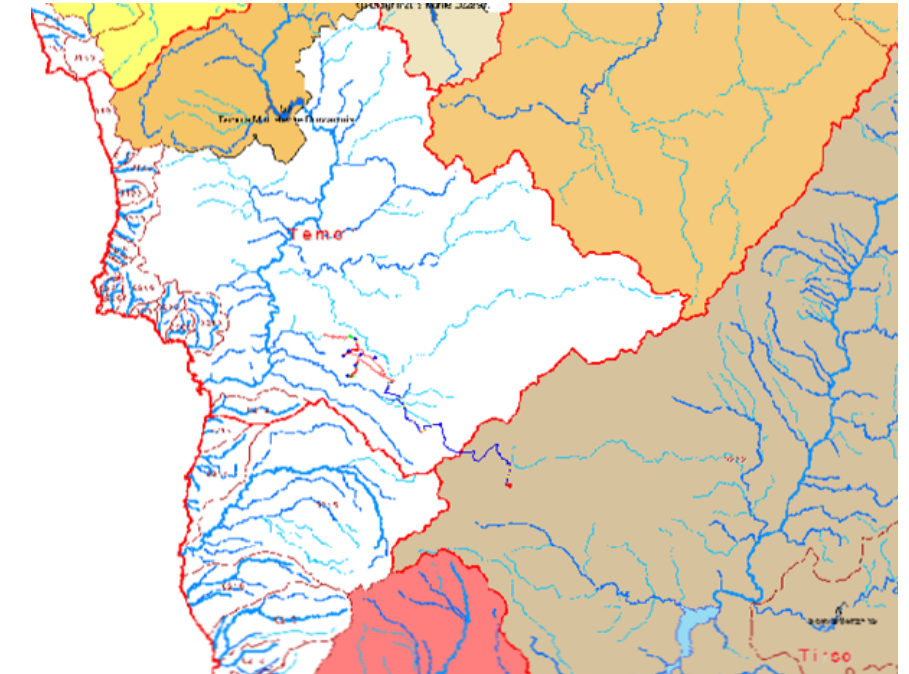


Figura 16: Inquadramento Layout di progetto rispetto Aree sensibili - del PTA

Dalla sovrapposizione delle opere di progetto con la tavola citata, si riscontra che le opere di progetto non interessano corpi sensibili segnalati dal Piano.

Dalla Tavola 8a "Vulnerabilità intrinseca degli Acquiferi Sedimentari Plio Quaternari" si evince che l'impianto di progetto è situato in un'area con vulnerabilità intrinseca alta.



Figura 17: Inquadramento Layout di progetto rispetto alla tavola - Vulnerabilità intrinseca degli Acquiferi Sedimentari Plio Quaternari- del PTA

Le Norme Tecniche di Attuazione del Piano non forniscono alcuna indicazione in merito alla compatibilità delle opere rispetto alla vulnerabilità dell'area.

In relazione alla perimetrazione delle zone vulnerabili da nitrati, così come segnalate dal Piano, si fa presente che le opere di progetto non ricadono in zone vulnerabili da nitrati.

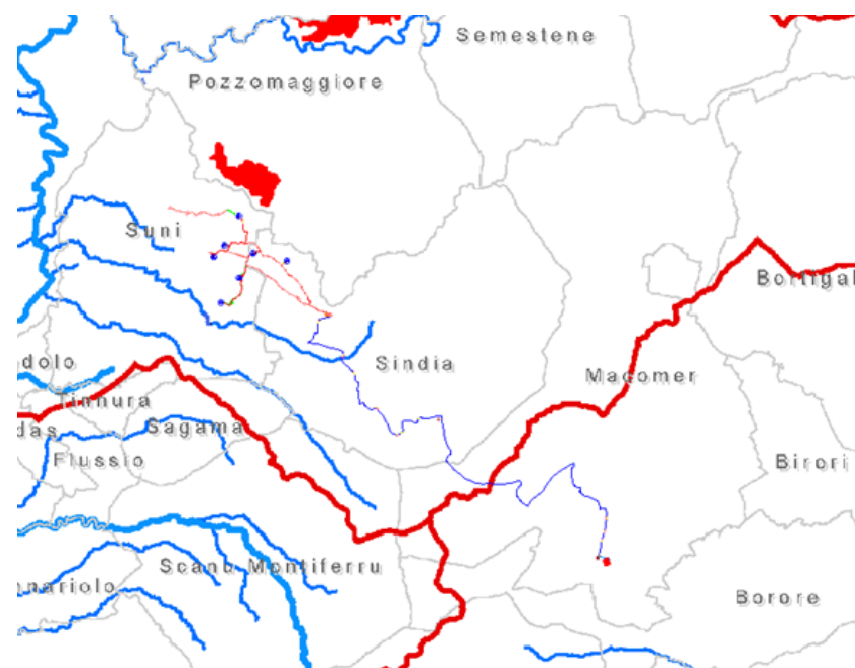


Figura 18: Inquadramento Layout di progetto rispetto alla tavola - Zone Vulnerabili da Nitrati- del PTA

In definitiva, da quanto emerso nelle tavole si evince che l'intervento non risulta in contrasto le previsioni del Piano.

Si fa presente che, da quanto emerge dalla lettura della Carta idrologica (cfr. elab. ES.SUN01.PD.2.6.R00) i cui contenuti sono presenti sul geoportale regionale, nelle aree prossime all'installazione delle turbine eoliche risultano cartografate diverse sorgenti, di cui la più vicina alle opere si colloca alla località Tiruddone nei pressi della WTG T05. A riguardo si fa presente che la sorgente si pone a circa 80 m dall'aerogeneratore di progetto. L'installazione eolica, che prevede la realizzazione di una fondazione di tipo diretto che si attesta a circa 3 m dal piano campagna, non avrà alcun tipo di interferenza con la sorgente o comunque con l'idrografia sotterranea. Infatti, secondo quanto riportato nella relazione geologica di progetto (cfr. elab. ES.SUN01.PD.04.R00), il livello di falda si attesta ad almeno 30 m dal piano campagna.

In ogni caso, l'intervento non comprometterà la vulnerabilità degli acquiferi e gli equilibri idraulici e idrogeologici, in quanto:

- La realizzazione e il funzionamento delle opere non determineranno lo sversamento di fanghi o reflui di alcuna tipologia;
- Non è prevista l'immissione sul suolo e nel sottosuolo di alcuna sostanza;

- Le uniche opere interraste sono le fondazioni e i cavidotti che per le loro caratteristiche costitutive non determineranno alcuna forma di contaminazione degli acquiferi;
- Le opere di progetto non comporteranno l'impermeabilizzazione dei suoli in considerazione delle dimensioni ridotte delle stesse e del fatto che si trattano di opere puntuali;
- la realizzazione delle opere non comporterà la modificazione del regime naturale delle acque
- Il progetto non comporterà la trasformazione dei terreni coperti da vegetazione spontanea.

In definitiva, la realizzazione e gestione dell'impianto eolico in progetto non necessita di prelievi o consumi idrici significativi, anzi ne riduce fortemente il bisogno rispetto alla conduzione agricola dei terreni, contribuendo al miglioramento dello stato di qualità dei corpi idrici e del bacino.

Inoltre, non altera in alcun modo il regime idrico né la qualità delle acque superficiali e profonde, e contribuisce a ridurre il carico organico derivante dalle pratiche agricole lasciando di fatto intatto e allo stato naturale il terreno per un periodo minimo di 25 anni.

Ai fini della tutela dei corpi idrici ricettori le acque meteoriche dei piazzali della Stazione di utenza saranno trattate con impianti progettati per un accumulo (con vasche prefabbricate) temporaneo delle acque di prima pioggia, con conseguente rilancio temporizzato e ritardato (48 ore circa) dal termine dell'evento meteorico attraverso una elettropompa di sollevamento al trattamento successivo (Disoleatore statico con filtro a coalescenza).

L'utilizzo di questi sistemi ha per obiettivo quello di ridurre l'inquinamento verso i corpi idrici superficiali e di attenuare i picchi di piena provocati dalle piogge (bombe d'acqua).

Pertanto, da quanto analizzato ed esposto, **la realizzazione dell'impianto eolico in progetto risulta pienamente compatibile con gli obiettivi e le tutele specificate nel PTA.**

4.3.8 Concessioni minerarie e PRAE

Dalle informazioni desunte dal webgis dell'UNMIG, l'intervento ricade all'esterno di aree interessate da concessioni minerarie, che risultano non interessare il territorio regionale

In ogni caso si produrrà apposita dichiarazione del progettista secondo il modello riportato sul sito del Ministero dello sviluppo economico – sezione UNMIG e che verrà inviata all'unità territoriale competente. Tale dichiarazione, unitamente alla comunicazione alla sezione UNMIG, equivale a pronuncia positiva da parte dell'amministrazione mineraria prevista dall'articolo 120 del Regio Decreto 1775/1993.

In Sardegna la pianificazione delle attività estrattive è stata introdotta nella normativa regionale dalla legge regionale n. 30 del 7 giugno 1989, che le attribuisce le finalità di strumento di programmazione del settore e di preciso riferimento operativo. La legge richiede al piano regionale delle attività estrattive, PRAE, di indicare gli obiettivi e le strategie del settore, i mezzi per il loro conseguimento, nonché l'individuazione delle aree da destinare ad attività estrattiva, in armonia ed in coordinazione con la tutela dell'ambiente e nel rispetto della pianificazione paesistica regionale.

Obiettivo specifico del PRAE è, in coerenza con il Piano Paesaggistico Regionale, il corretto uso delle risorse estrattive, in un quadro di

salvaguardia dell'ambiente e del territorio, al fine di soddisfare il fabbisogno regionale di materiali di cava per uso civile e industriale e valorizzare le risorse minerarie (prima categoria) e i lapidei di pregio (materiali seconda categoria uso ornamentale), in una prospettiva di adeguate ricadute socioeconomiche nella regione sarda.

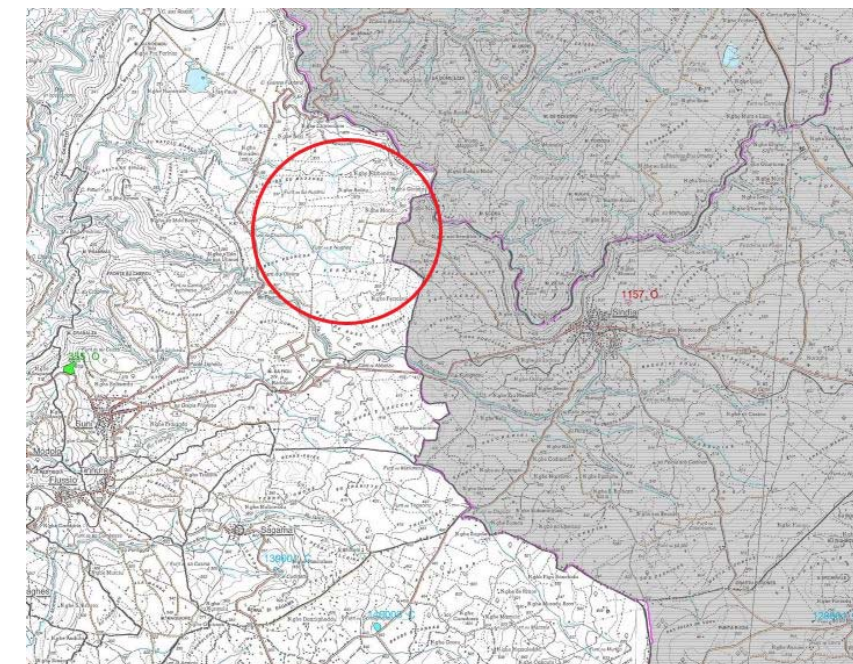


Figura 19: inquadramento area di progetto su PRAE. Provincia di Oristano.

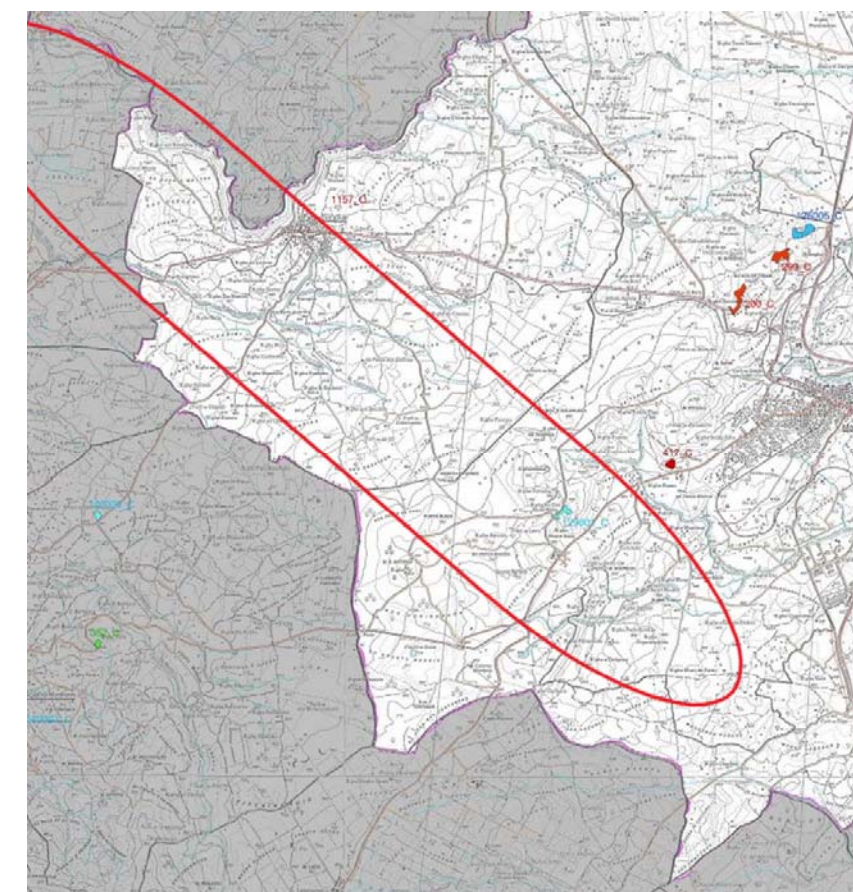


Figura 20: inquadramento area di progetto su PRAE, provincia di Nuoro. In azzurro un'area cava dismessa con stato dell'area parzialmente rinaturalizzato Cod.1290001_C.

Dalla sovrapposizione dell'impianto con la Tavola 1 del Piano relativa alla provincia di Nuoro e a quella di Oristano, si evince che l'area segnalata dal Piano più prossima alle opere è la cava dismessa con stato dell'area parzialmente rinaturalizzato Cod.1290001_C, che si pone a Ovest rispetto al centro urbano di Macomer e che non ha alcun tipo di interferenza con le opere previste in progetto.

Di conseguenza, dall'analisi effettuata si evince che **la realizzazione dell'impianto eolico risulta in linea con i limiti ed i vincoli del PRAE.**

4.3.9 Normativa sui rifiuti

A partire dal 29 aprile 2006, data di entrata in vigore del D.lgs. 3 aprile 2006, n. 152 recante "Norme in materia ambientale" la normativa nazionale sui rifiuti ha subito una profonda trasformazione. Le nuove regole sulla gestione dei rifiuti sono contenute, in particolare, nella "Parte quarta" del Decreto legislativo, composta da 89 articoli (dal 177 al 266) e 9 allegati (più 5 sulle bonifiche). Il provvedimento, emanato in attuazione della legge 15 dicembre 2004 n. 308 ("Delega al Governo per il riordino, il coordinamento e l'integrazione della legislazione in materia ambientale"), ha riformulato infatti l'intera legislazione interna sull'ambiente, e ha sancito - sul piano della disciplina dei rifiuti - l'espressa abrogazione del D.lgs. 22/1997 (cd. "Decreto Ronchi").

L'articolo 199 del D. Lgs. n. 152/2006 prevede che le Regioni, sentite le province interessate, d'intesa tra loro o singolarmente, provvedono alla valutazione della necessità dell'aggiornamento del piano almeno ogni sei anni, nonché alla programmazione degli interventi attuativi occorrenti.

Il Piano regionale di gestione dei rifiuti della Sardegna è costituito dalle seguenti sezioni:

- sezione rifiuti urbani;
- sezione rifiuti speciali;
- sezione protezione, decontaminazione, smaltimento e bonifica dell'ambiente ai fini della difesa dai pericoli derivanti dall'amianto;
- sezione bonifica siti inquinati.

In attuazione del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, la regione Puglia ha emanato la legge regionale 31 dicembre 2009 n. 36 "Norme per l'esercizio delle competenze in materia di gestione dei rifiuti".

I rifiuti provenienti dalle attività di cantiere verranno gestiti secondo le disposizioni normative nazionali e regionali vigenti; in particolare si dovrà tenere conto dell' Allegato alla Delib.G.R. n. 1/21 del 8.1.2021, Sezione rifiuti speciali. In relazione a tali temi si anticipa che il terreno di risulta dagli scavi sarà riutilizzato principalmente all'interno del cantiere previa verifica di assenza di contaminazione.

Durante l'esecuzione dei lavori e al termine degli stessi si prevederà un accurato monitoraggio delle aree attraversate dagli automezzi al fine di verificare se si è avuto lo sversamento di carburante e la contaminazione di alcune aree. In tal caso si provvederà allo smaltimento dei dispersi e alla bonifica dei siti secondo le prescrizioni dell'art.242 e segg. del D.Lgs 152/2006.

Durante la fase di esercizio, la manutenzione del moltiplicatore di giri e della centralina idraulica di comando, comporta la sostituzione, con cadenza all'incirca quinquennale, degli oli lubrificanti esausti ed il loro

conseguente smaltimento secondo quanto previsto dalla normativa vigente (conferimento al Consorzio Oli Usati). Presso l'impianto non sarà inoltre realizzato alcuno stoccaggio di oli minerali vergini da utilizzare per il ricambio né, tanto meno, di quelli esausti.

Altri componenti soggetti a periodica sostituzione sono le "batterie tampone" presenti all'interno degli aerogeneratori e nella cabina di centrale. All'atto della loro sostituzione le batterie verranno conferite, secondo quanto previsto dalla normativa vigente, al COBAT (Consorzio Obbligatorio Batterie al piombo esauste e rifiuti piombosi), senza alcuno stoccaggio in sito.

Stesso trattamento sarà riservato alle batterie del modulo BESS, anche se per esse è plausibile ed auspicabile pensare anche ad un trattamento alternativo presso le industrie chimiche per il recupero dei preziosi e rari elementi chimici in esse contenuti, quali il litio.

4.3.10 Gestione delle Terre e Rocce da Scavo

La realizzazione dell'impianto eolico di progetto determina la produzione di terre e rocce da scavo. Nel caso in esame si prevede il massimo riutilizzo del materiale scavato nello stesso sito di produzione conferendo a discarica le sole quantità eccedenti.

Ai fini dell'esclusione dall'ambito di applicazione della normativa sui rifiuti, le terre e rocce da scavo che si intende riutilizzare in sito devono essere conformi ai requisiti di cui all'articolo 185, comma 1, lettera c), del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152. Fermo restando quanto previsto dall'articolo 3, comma 2, del decreto-legge 25 gennaio 2012, n. 2, convertito, con modificazioni, dalla legge 24 marzo 2012, n. 28, la non contaminazione sarà verificata ai sensi dell'allegato 4 del DPR120/2017.

Poiché il progetto risulta essere sottoposto a procedura di valutazione di impatto ambientale, ai sensi del comma 3 dell'art. 24 del DPR120/2017, è stato redatto il "Piano Preliminare di Utilizzo in sito delle terre e rocce da scavo" (ES.SUN01.PD.06.R00) che riporta:

- La descrizione delle opere da realizzare comprese le modalità di scavo;
- L'inquadramento ambientale del sito;
- La proposta di piano di caratterizzazione delle terre e rocce da scavo da eseguire nella fase di progettazione esecutiva o prima dell'inizio dei lavori;
- Le volumetrie previste delle terre e rocce da scavo;
- Le modalità e le volumetrie delle terre e rocce da scavo da riutilizzare in sito.

Secondo le previsioni del piano preliminare di utilizzo, il terreno proveniente dagli scavi necessari alla realizzazione delle opere di progetto verrà utilizzato in gran parte per contribuire alla costruzione dell'impianto eolico e per l'esecuzione dei ripristini ambientali, fermo restando la necessità di accertare l'assenza di contaminazione. Verranno conferiti a discarica solo i terreni in esubero non riutilizzabili in sito. Verranno conferiti a discarica gli esuberanti di massicciata che deriveranno dalla dismissione dell'area di cantiere, dalle piazzole temporanee, dalle aree per il montaggio braccio gru, e che non verrà utilizzata per il ricarica delle strade di cantiere o comunali bianche. Sia per il terreno che per la massicciata, in luogo del conferimento in discarica si potrà anche prevedere il conferimento a centro di recupero. Le indagini ambientali per la caratterizzazione ambientale delle terre e rocce da scavo verranno eseguite in fase di progettazione esecutiva o prima dell'inizio dei lavori, come previsto al comma 3 dell'art. 24 del DPR 120/2017. Gli esiti delle attività eseguite ai sensi del comma 3 verranno trasmessi all'autorità competente e all'Agenzia di protezione ambientale territorialmente competente, prima dell'avvio dei lavori

(come previsto al comma 4 dell'art. 24 del DPR 120/2017). Qualora in fase di progettazione esecutiva o comunque prima dell'inizio dei lavori non venga accertata l'idoneità del materiale scavato all'utilizzo ai sensi dell'articolo 185, comma 1, lettera c), le terre e rocce verranno gestite come rifiuti ai sensi della Parte IV del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152.

4.4 **Piano Urbanistico Provinciale**

Il progetto in esame. Interessa i territori delle provincie di Nuoro e di Oristano.

Attraverso la L.R. n. 2 del 4 febbraio 2016, "Riordino del sistema delle autonomie locali della Sardegna", la Regione Sardegna ridistribuisce le competenze in materia di pianificazione territoriale, in particolare, secondo tale norma le provincie perdono la qualifica di soggetti della pianificazione e i Piani Urbanistici Provinciali non sono più riconosciuti come strumenti per l'uso e la tutela del territorio. A fronte di ciò, nella presente trattazione, non verranno discussi il Piano Provinciale di Nuoro e di Oristano.

4.5 **Pianificazione Comunale**

4.5.1 Strumentazione Urbanistica Comunale di Suni

Il comune di Suni, provincia di Nuoro, è dotato di Regolamento edilizio adottato con delibera n. 001 del 18/03/2002, approvato dal CO.RE.CO in seduta del 17/04/2002 Prot. 001358 e pubblicato nel Buras n. 17, parte terza, in data 14/05/2002. Esso costituisce parte integrante del Piano Urbanistico Comunale vigente ed è integrato dalle Norme di attuazione, dagli elaborati del Piano Urbanistico Comunale e dal Piano Regolatore dell'area di Sviluppo Industriale della Sardegna Centrale - Variante n. 1 - come da Determinazione del Direttore Generale Ass. EE.LL. Finanze e Urbanistica n. 237/U del 11 Marzo 1999.

Con Deliberazione del C.C. n. 13 del 03/06/2016 è stata approvata definitivamente la variante al Piano Urbanistico Comunale, la quale è stata dichiarata coerente con il quadro normativo sovraordinato con Determinazione n. 1907/DG prot. n. 37955 del 03/10/2016 del Direttore Generale della Pianificazione Urbanistica Territoriale e della Vigilanza Edilizia dell'Assessorato Regionale EE.LL., Finanze ed Urbanistica.

L'elaborato cartografico "Zonizzazione Modificata", allegato alla variante al PUC, riporta la suddivisione in zone e sottozone, ai sensi del Decreto dell'Assessore degli Enti Locali Finanze e Urbanistica del 20 Dicembre 1983, n. 2266/U. Tale suddivisione però è relativa unicamente al centro abitato, e non comprende le aree extraurbane, dove ricade l'intervento in progetto. Tuttavia, da verifica presso l'Ente è emerso che la zona all'interno della quale ricade l'impianto di progetto è classificata come zona agricola (cfr. elab. ES.SUN01.PD.2.15.R00).

Ai sensi dell'art. 12 comma 7 Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 la realizzazione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili sono ammessi in zona agricola, dunque il progetto in esame risulta compatibile con il Piano Comunale di Suni.

4.5.2 Strumentazione Urbanistica Comunale di Sindia

Il comune di Sindia, provincia di Nuoro, è dotato di un Piano Urbanistico Comunale (PUC) approvato con Delibera C.C. n.21 del 11/07/2008 (pubblicazione in B.U.R.A.S. n. 5 del 18/02/2011). Nel comune di Sindia ricadono gli aerogeneratori T01 e T06 e le relative opere annesse, la cabina di raccolta, l'area di cantiere e parte del cavidotto MT che si sviluppa totalmente su strada esistente. Dalla consultazione della "Tav. E1 Pianificazione del territorio comunale" di

Sindia si osserva come le opere di progetto ricadono in aree extraurbane, afferibili alla zona agricola (cfr. elab. ES.SUN01.PD.2.16.R00). Ai sensi dell'art. 12 comma 7 Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 la realizzazione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili sono ammessi in zona agricola, dunque il progetto in esame risulta compatibile con il Piano Comunale di Sindia.

Dalla medesima tavola di Piano si evince che il tratto di viabilità di progetto che serve la turbina T01 ed il cavidotto MT interrato posato sulla medesima viabilità ricadono in zona territoriale omogenea H3, ovvero nella fascia di rispetto di un'area archeologica e monumentale. A riguardo si precisa che l'opera a farsi è dichiarata di pubblica utilità ai sensi dell'art. 12 del D.Lgs. 387/2003 e dell'art.18 del D.L. 77/2021 convertito nella L. 108/2021. Per la medesima opera, come previsto nelle NTA del Piano richiamando l'art.49 delle Norme Tecniche di Attuazione del Piano Paesaggistico Regionale, si richiederà l'autorizzazione paesaggistica. Si fa inoltre presente che anche alla località Sette Chercos, il cavidotto interessa un'area H3. Tuttavia, nel punto considerato il cavidotto corre su strada esistente, senza aver alcuna interferenza con l'area di tutela.

Infine, si evidenzia che gli allargamenti temporanei alla viabilità esistente previsti in progetto in corrispondenza della SS129bis e una piccola porzione dell'area di cantiere, ricadono nella fascia di rispetto stradale H2. A riguardo si precisa che entrambe le opere richiamate hanno carattere temporaneo, limitato alla realizzazione dell'impianto eolico. Successivamente verrà ripristinato lo stato dei luoghi ante operam.

Per quanto analizzato la realizzazione delle opere di progetto non risulta in contrasto con le norme del Piano comunale.

4.5.3 Strumentazione Urbanistica Comunale di Macomer

Il Comune di Macomer, provincia di Nuoro, è dotato di Piano Urbanistico Comunale approvato con Deliberazioni di Consiglio Comunale n. 76 del 25 e 26/07/2000, n. 96 del 16/11/2000, n. 112 del 28/12/2000 (pubblicazione in B.U.R.A.S. n. 381 del 19/01/2001) e aggiornato con Delibera del Consiglio Comunale n.14 del 10/03/2021 (variante non sostanziale al PUC avente ad oggetto l'agglomerato industriale di Tossilo Bonu Trau). Il territorio di Macomer verrà interessato per il cavidotto MT interrato esterno, che si sviluppa sempre strada esistente, e per le opere di connessione alla RTN.

Come riscontrato dalla cartografia di Piano il cavidotto attraversa, nel suo percorso su strada esistente, le zone F, E2, E3, E5, E1 (cfr. elab. ES.SUN01.PD.2.17.R00).

Le opere di connessione alla RTN e il cavidotto AT si collocano invece in zona E1.

Ai sensi dell'art. 12 comma 7 Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 la realizzazione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili sono ammessi in zona agricola, dunque il progetto in esame risulta compatibile con il Piano Comunale di Macomer.

4.6 Tutela della salute

4.6.1 Inquinamento acustico

La legge n.349 dell'8 luglio 1986, all'art. 2, comma 14, prevedeva che il Ministro dell'ambiente, di concerto con il Ministro della sanità, proponesse al Presidente del Consiglio dei Ministri la fissazione dei limiti massimi di accettabilità delle concentrazioni e i limiti massimi di esposizione relativi ad inquinamenti di natura chimica, fisica, biologica e delle emissioni sonore relativamente all'ambiente esterno e abitativo di cui all'art. 4 della legge 23 dicembre 1978, n. 833

In recepimento di tale articolo, il DPCM 01/03/91 ha stabilito i limiti massimi dei livelli sonori equivalenti, fissati in relazione alla diversa destinazione d'uso del territorio, demandando ai comuni il compito di adottare la zonizzazione acustica.

Nelle more di approvazione dei piani di zonizzazione acustica da parte dei comuni, il DPCM 01/03/91 ha stabilito all'art. 6 i valori di pressione acustica da rispettare:

Tabella 1 - Limiti di accettabilità provvisori di cui all'art. 6 del DPCM 1/3/91 (LeqA in dB(A))

Zonizzazione	Limite diurno	Limite notturno
Tutto il territorio nazionale	70	60
Zona A (DM 1444/68) ⁽¹⁾	65	55
Zona B (DM 1444/68) ⁽³⁾	60	50
Zona esclusivamente industriale	70	70

La legge quadro n. 447 del 1995 definisce l'inquinamento acustico come l'introduzione di rumore nell'ambiente abitativo o nell'ambiente esterno. All'art. 4, tale legge stabilisce che le Regioni debbano provvedere, tramite leggi, alla definizione dei criteri in base ai quali i Comuni possano provvedere alla classificazione acustica del proprio territorio.

I valori limite di emissione, i valori limite assoluti di immissione, i valori di attenzione e di qualità validi per l'ambiente esterno dipendono dalla classificazione acustica del territorio che è di competenza dei comuni e che prevede l'istituzione di 6 zone, da quelle particolarmente protette (parchi, scuole, aree di interesse urbanistico) fino a quelle esclusivamente industriali, con livelli di rumore ammessi via via crescenti; tali limiti sono riportati nel DPCM del 14/11/1997.

Il DPCM 14/11/97 indica i valori limite di emissione, i valori limite assoluti di immissione, i valori di attenzione e di qualità validi per

¹ Zone di cui all'art. 2 del DM 2 aprile 1968 - **Zone territoriali omogenee**. Sono considerate zone territoriali omogenee, ai sensi e per gli effetti dell'art. 17 della legge 6 agosto 1967, n. 765:

- le parti del territorio interessate da agglomerati urbani che rivestano carattere storico, artistico e di particolare pregio ambientale o da porzioni di essi, comprese le aree circostanti, che possono considerarsi parte integrante, per tali caratteristiche, degli agglomerati stessi;
- le parti del territorio totalmente o parzialmente edificate, diverse dalle zone A); si considerano parzialmente edificate le zone in cui la superficie coperta degli edifici esistenti non sia inferiore al 12,5% (un ottavo) della superficie fondiaria della zona e nelle quali la densità territoriale sia superiore ad 1,5 mc/mq.

l'ambiente esterno, riportati nella tabella 16. Con l'entrata in vigore di tale Decreto, i limiti stabiliti dal DPCM 01/03/1991 vengono sostituiti da quelli riportati nella tabella a seguire; restano in vigore i limiti stabiliti all'art. 6 del DPCM 01/03/1991.

Tabella 2 - valori limite del DPCM 14/11/97 (LeqA in dB(A))

Classi di destinazione d'uso del territorio	Emissione		Immissione		Qualità	
	diurno (06.00- 22.00)	notturno (22.00- 06.00)	diurno (06.00- 22.00)	notturno (22.00- 06.00)	diurno (06.00- 22.00)	notturno (22.00- 06.00)
	I aree particolarmente protette	45	35	50	40	47
II aree prevalentemente residenziali	50	40	55	45	52	42
III aree di tipo misto	55	45	60	50	57	47
IV aree ad intensa attività umana	60	50	65	55	62	52
V aree prevalentemente industriali	65	55	70	60	67	57
VI aree esclusivamente industriali	65	65	70	70	70	70

Valori limite di emissione: il valore massimo di rumore che può essere emesso da una sorgente sonora, misurato in prossimità della sorgente stessa;
Valore limite di immissione: il valore massimo di rumore che può essere immesso da una o più sorgenti sonore nell'ambiente abitativo nell'ambiente esterno, misurato in prossimità dei ricettori;
Valori di qualità: i valori di rumore da conseguire nel breve, nel medio e nel lungo periodo con le tecnologie e le metodiche di risanamento disponibili, per realizzare gli obiettivi di tutela previsti dalla legge.

Recentemente è stato pubblicato il DM (MITE) 0106/2022 su G.U. n.139 del 16/06/2022 "Determinazione dei criteri per la misurazione del rumore emesso dagli impianti eolici e per il contenimento del relativo inquinamento acustico". Esso riprende in maniera pedissequa le linee guida ISPRA pubblicate nel 2012 per la valutazione del rumore degli impianti eolici e si riferisce esclusivamente al caso in cui è necessario valutare il disturbo di un impianto eolico esistente su specifico recettore.

I Comuni di Suni e Sindia non sono ancora dotati di Piano di Zonizzazione Acustica e pertanto vigono i limiti di immissione acustica assoluta validi per tutto il territorio nazionale (70 dB(A) diurni e 60 dB(A) notturni) con il rispetto dei limiti al differenziale di 5 dB(A) per il giorno e 3 dB(A) per la notte.

Per la determinazione dell'impatto acustico generato durante la fase di esercizio è stato effettuato il calcolo della pressione acustica indotta dagli aerogeneratori di progetto considerando anche il contributo degli impianti eolici esistenti ed in iter autorizzativo.

Lo studio della stima previsionale sull'impatto acustico è corredato dei risultati della campagna delle misure fonometriche eseguita sulle aree interessate dall'installazione degli aerogeneratori. L'indagine fonometrica è stata eseguita nel rispetto di quanto previsto dalla normativa di settore (DM 16 marzo 1998) in modo da poter definire il clima acustico preesistente (ante operam).

Sulla base del rumore residuo reale misurato è stata eseguita una valutazione comparativa tra lo scenario ante operam e post operam, oltre alla verifica dei limiti normativi, sia assoluti che differenziali.

I risultati ampiamente discussi nello studio allegato alla presente (rif. elab. ES.SUN01.SIA07.IA.01.R00) hanno dimostrato il rispetto dei limiti

di legge e l'assenza di criticità sotto il profilo dell'impatto acustico, come dettagliato a seguire.

LIMITI DI IMMISSIONE ASSOLUTA:

Lo studio effettuato ha mostrato che, con i dati rilevati e la conseguente elaborazione, il limite di immissione, è rispettato in tutte le condizioni e per tutto l'arco della giornata, in quanto:

- In accordo al DPCM 14/11/97 e al limite vigente sul territorio nazionale, il massimo livello equivalente di pressione sonora previsto nell'area in condizioni ≤ 5 m/s, è risultato essere pari a $Leq = 44,9$ dB(A) riscontrato per il periodo di riferimento diurno, presso il recettore individuato come D113 e pari a $Leq = 43,9$ dB(A) per il periodo di riferimento notturno presso lo stesso recettore, ambedue ben al di sotto dei rispettivi limiti di 70 e 60 dB(A) imposti per legge.
- Per condizioni di velocità del vento > 6 m/s, il massimo livello equivalente di pressione sonora previsto nell'area risulta essere pari a $Leq = 52,9$ dB(A) riscontrato per il periodo di riferimento diurno e $Leq = 50,8$ dB(A) per il periodo di riferimento notturno. Anche in questa circostanza, dunque, per ambedue i casi, i valori risultanti si attestano essere ampiamente al di sotto dei limiti di 70 e 60 dB(A) imposti per legge.
- Il valore massimo di immissione proveniente dalle sorgenti di progetto in condizioni di massima emissione sonora delle stesse è pari a 42,9 dB(A) sempre sul recettore D113, il valore cumulato con le altre sorgenti esistenti ed in ITER procedurale è pari a 46,0 dB(A) presso il recettore D011.

LIMITI AL DIFFERENZIALE:

Ponendosi nelle condizioni più penalizzanti e utilizzando i limiti imposti sia per il periodo notturno (3 dB(A)) che diurno (5 dB(A)), i risultati delle simulazioni portano alla seguente conclusione:

- sul recettore più esposto individuato come D113 risultano rispettati i limiti di legge in tutte le condizioni di immissione della sorgente, ovvero in tutte le condizioni di ventosità, e per tutto l'arco della giornata.
- Il differenziale massimo non supera il valore di 1,7 dB(A) in fascia diurna e di 2,2 dB(A) in fascia notturna.

L'impianto di progetto rispetta i limiti di pressione acustica stabiliti dalla normativa vigente validi per tutto il territorio nazionale per i Comuni sprovvisti di Piani di Zonizzazione Acustica.

Non si prevedono pertanto problematiche legate all'impatto acustico.

4.6.2 Inquinamento elettromagnetico

La normativa nazionale per la tutela della popolazione dagli effetti dei campi elettromagnetici disciplina separatamente le basse frequenze (es. elettrodotti) e le alte frequenze (es. impianti radiotelevisivi, stazioni radiobase, ponti radio).

Il 14 febbraio 2001 è stata approvata dalla Camera dei deputati la legge quadro sull'inquinamento elettromagnetico (L.36/01). In generale il sistema di protezione dagli effetti delle esposizioni agli inquinanti ambientali distingue tra:

- Effetti acuti (o di breve periodo), basati su una soglia, per cui si fissano limiti di esposizione che garantiscono – con margini cautelativi – la non insorgenza di tali effetti;
- Effetti cronici (o di lungo periodo), privi di soglia e di natura

probabilistica (all'aumentare dell'esposizione aumenta non l'entità ma la probabilità del danno), per cui si fissano livelli operativi di riferimento per prevenire o limitare il possibile danno complessivo.

È importante dunque distinguere il significato dei termini utilizzati nelle leggi (riportiamo nella tabella seguente le definizioni inserite nella legge quadro).

Tabella 3 – Definizioni di limiti di esposizione, di valori di attenzione e di obiettivi di qualità secondo la legge quadro.

Limiti di esposizione	Valori di CEM che non devono essere superati in alcuna condizione di esposizione, ai fini della tutela dagli effetti acuti.
Valori di attenzione	Valori di CEM che non devono essere superati negli ambienti abitativi, scolastici e nei luoghi adibiti a permanenze prolungate. Essi costituiscono la misura di cautela ai fini della protezione da possibili effetti di lungo periodo.
Obiettivi di qualità	Valori di CEM causati da singoli impianti o apparecchiature da conseguire nel breve, medio e lungo periodo, attraverso l'uso di tecnologie e metodi di risanamento disponibili. Sono finalizzati a consentire la minimizzazione dell'esposizione della popolazione e dei lavoratori ai CEM anche per la protezione da possibili effetti di lungo periodo.

La normativa di riferimento in Italia per le linee elettriche è il DPCM del 08/07/2003 (G.U. n. 200 del 29.08.2003) "Fissazione dei limiti massimi di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici generati alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti"; tale decreto, per effetto di quanto fissato dalla legge quadro sull'inquinamento elettromagnetico, stabilisce:

- I limiti di esposizione, i valori di attenzione e gli obiettivi di qualità per la tutela della salute della popolazione nei confronti dei campi elettromagnetici generati a frequenze non contemplate dal D.M. 381/98, ovvero i campi a bassa frequenza (ELF) e a frequenza industriale (50 Hz);
- I limiti di esposizione, i valori di attenzione e gli obiettivi di qualità per la tutela della salute dei lavoratori professionalmente esposti nei confronti dei campi elettromagnetici generati a frequenze comprese tra 0 Hz e 300 GHz (esposizione professionale ai campi elettromagnetici);
- Le fasce di rispetto per gli elettrodotti.

Relativamente alla definizione di limiti di esposizione, valori di attenzione e obiettivi di qualità per l'esposizione della popolazione ai campi di frequenza industriale (50 Hz) relativi agli elettrodotti, il DPCM 08/07/03 propone i valori descritti in tabella riportata a seguire, confrontati con la normativa europea.

Tabella 4 – Limiti di esposizione, limiti di attenzione e obiettivi di qualità del DPCM 08/07/03, confrontati con i livelli di riferimento della Raccomandazione 1999/512CE.

Normativa	Limiti previsti	Induzione magnetica B (μ T)	Intensità del campo elettrico E (V/m)
DPCM	Limite d'esposizione	100	5.000
	Limite d'attenzione	10	
	Obiettivo di qualità	3	
Racc. 1999/512/CE	Livelli di riferimento (ICNIRP1998, OMS)	100	5.000

Il valore di attenzione di 10 μ T si applica nelle aree di gioco per l'infanzia, negli ambienti abitativi, negli ambienti scolastici e in tutti i luoghi in cui possono essere presenti persone per almeno 4 ore al giorno. Tale valore è da intendersi come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore nelle normali condizioni di esercizio.

L'obiettivo di qualità di 3 μ T si applica ai nuovi elettrodotti nelle vicinanze dei sopraccitati ambienti e luoghi, nonché ai nuovi insediamenti ed edifici in fase di realizzazione in prossimità di linee e di installazioni elettriche già esistenti (valore inteso come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore nelle normali condizioni di esercizio). Da notare che questo valore corrisponde approssimativamente al livello di induzione prevedibile, per linee a pieno carico, alle distanze di rispetto stabilite dal vecchio DPCM 23/04/92.

Si ricorda che i limiti di esposizione fissati dalla legge sono di 100 μ T per lunghe esposizioni e di 1000 μ T per brevi esposizioni.

Per quanto riguarda la determinazione delle fasce di rispetto degli elettrodotti, il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, sentite le ARPA, ha approvato, con Decreto 29 Maggio 2008, "La metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto degli elettrodotti".

Tale metodologia, ai sensi dell'art. 6 comma 2 del D.P.C.M. 8 luglio 2003, ha lo scopo di fornire la procedura da adottarsi per la determinazione delle fasce di rispetto pertinenti alle linee elettriche aeree e interrate, esistenti e in progetto. I riferimenti contenuti in tale articolo implicano che le fasce di rispetto debbano attribuirsi ove sia applicabile l'obiettivo di qualità: "Nella progettazione di nuovi elettrodotti in corrispondenza di aree di gioco per l'infanzia, di ambienti abitativi, di ambienti scolastici e di luoghi adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore e nella progettazione di nuovi insediamenti e delle nuove aree di cui sopra in prossimità di linee ed installazioni elettriche già presenti nel territorio" (Art. 4).

Le opere elettriche di impianto sulle quali rivolgere l'attenzione al fine della valutazione dell'impatto:

elettrico e magnetico sono di seguito descritte:

- Il cavidotto in MT di collegamento tra gli aerogeneratori;
- I cavidotti in MT di collegamento tra i gruppi di aerogeneratori e la cabina di raccolta;
- La sezione in MT della cabina di raccolta;
- Il cavidotto in MT di collegamento tra la cabina di raccolta e la SE di utenza in progetto;
- Stallo di trasformazione 30/150 kV della SE di utenza in progetto;
- Sistema di accumulo di energia denominato BESS - Battery Energy Storage System in progetto all'interno della SE di utenza.

Per ogni componente è stata determinata la Distanza di Prima Approssimazione "DPA" in accordo al D.M. del 29/05/2008. Dalle analisi, dettagliate nella *Relazione tecnica specialistica sull'impatto elettromagnetico (elaborato SIA09.IE)*, si è desunto quanto segue:

- Per la stazione elettrica 30/150 kV, la distanza di prima approssimazione è stata valutata in ± 15 m per le sbarre in alta tensione (150 kV) e 7 m per le sbarre in media tensione (30 kV) dell'edificio utente. Si fa presente che tali DPA ricadono all'interno delle particelle catastali dell'area di stazione elettrica. **In particolare, all'interno delle aree summenzionate delimitate dalle DPA non risultano recettori sensibili ovvero aree di gioco per l'infanzia, ambienti abitativi, ambienti scolastici, luoghi adibiti a permanenza di persone per più di quattro ore giornaliere, come risulta evidente nell'elaborato ES.SUN01.SIA09.IE.02.3.R00.**
- Per il cavidotto del collegamento interno in media tensione del parco eolico la distanza di prima approssimazione non eccede il range di ± 2 m rispetto all'asse del cavidotto;
- Per il cavidotto del collegamento esterno in media tensione del parco eolico la distanza di prima approssimazione non eccede il range di ± 3 m rispetto all'asse del cavidotto.
- Il sistema di accumulo denominato BESS, rispetta i requisiti della normativa vigente (IEC 61000 compatibilità elettromagnetica) per quanto riguarda l'irradiazione elettromagnetica, pertanto non sono stati previsti calcoli dei campi elettrici e magnetici. Si fa presente che il sistema BESS sarà installato all'interno della SE di utenza di progetto il cui accesso è consentito solo al personale autorizzato.
- Per il cavidotto del collegamento tra la SE di utenza e la futura Stazione Elettrica (SE) di trasformazione della RTN a 380/150 in alta tensione la distanza di prima approssimazione non eccede il range di ± 3 m rispetto all'asse del cavidotto.

I valori di campo elettrico risultano rispettare i valori imposti dalla norma (<5000 V/m) in quanto le aree con valori superiori ricadono all'interno dell'edificio MT, all'interno della stazione elettrica e il cui accesso è consentito al solo personale autorizzato.

Tutte le aree summenzionate delimitate dalla DPA ricadono all'interno di aree nelle quali non risultano recettori sensibili ovvero aree di gioco per l'infanzia, ambienti abitativi, ambienti scolastici, luoghi adibiti a permanenza di persone per più di quattro ore giornaliere.

Si può quindi concludere che **la realizzazione delle opere elettriche relative al parco eolico in oggetto rispetta la normativa vigente.**

Per maggiori dettagli si rimanda alla relazione ES.SUN01.SIA09.IE.01.R00.

4.6.3 Sicurezza volo a bassa quota

Il regolamento ENAC per la costruzione e l'esercizio degli aeroporti al capitolo 4 paragrafo 11 riporta i requisiti per la segnalazione ed illuminazione degli ostacoli all'interno ed in prossimità del sedime aeroportuale, siti nell'area sottostante le superfici di delimitazione degli ostacoli.

Inoltre, stabilisce che tutti gli oggetti che si trovano al di fuori delle superfici di delimitazione degli ostacoli, con altezza sul livello del

terreno superiore o uguale a 100 m e a 45 m sull'acqua, devono essere trattati come ostacolo alla navigazione aerea.

A partire dal febbraio 2015 è entrata in vigore una nuova procedura ENAC per la verifica dei potenziali ostacoli e pericoli per la Navigazione Aerea. Alla lettera f della procedura sono elencate le Opere Speciali che possono costituire un pericolo per la navigazione aerea (aerogeneratori, impianti fotovoltaici, impianti a biomassa, etc...).

Secondo quanto indicato al punto 1 della lettera f:

"Gli aerogeneratori, costituiti spesso da manufatti di dimensioni ragguardevoli, specie in altezza, con elementi mobili e distribuiti su aree di territorio estese (differenziandosi così dalla tipologia degli ostacoli puntuali), sono una categoria atipica di ostacoli alla navigazione aerea che, ove ricadenti in prossimità di aeroporti o di sistemi di comunicazione/navigazione/radar (CNR), possono costituire elementi di disturbo per i piloti che li sorvolano e/o generare effetti di interferenza sul segnale radioelettrico dei sistemi aeronautici CNR, tali da degradarne le prestazioni e comprometterne l'operatività.

Per tale motivo questa tipologia di struttura dovrà essere sempre sottoposta all'iter valutativo di ENAC se:

- Posizionata entro 45 Km dal centro dell'ARP di un qualsiasi aeroporto;*
- Posizionata entro 16 km da apparati radar e in visibilità ottica degli stessi;*
- Interferente con le BRA (Building Restricted Areas) degli apparati di comunicazione navigazione ed in visibilità ottica degli stessi.*

Al di fuori delle condizioni di cui ai punti a, b, e c., dovranno essere sottoposti all'iter valutativo solo le strutture di altezza dal suolo (AGL), al top della pala, uguale o superiore a 100 m (45 m se sull'acqua)".

Dal punto di vista militare, si richiama la circolare dello Stato Maggiore Difesa n° 146/394/4422 del 09/08/2000 "Opere costruenti ostacolo alla navigazione aerea, segnaletica e rappresentazione cartografica". Secondo quanto riportato al punto 5 della circolare, ai fini della rappresentazione cartografica di cui si occupa il CIGA, sono d'interesse gli ostacoli verticali con altezza dal suolo uguale o superiore a 15 m quando posti fuori dai centri abitati. Al punto 4 la circolare stabilisce che gli ostacoli verticali quando situati fuori dai centri urbani con altezza dal suolo superiore a 150 m devono essere provvisti di segnaletica cromatica e luminosa.

Il progetto in esame prevede l'installazione di aerogeneratori aventi altezza al mozzo 125 m e altezza totale pari a 206 m. Gli aerogeneratori, inoltre, ricadono a circa 43km dall'aeroporto di Alghero. Pertanto, gli stessi dovranno essere opportunamente segnalati e sottoposti a valutazione da parte dell'ENAC (cfr. elab. ES.SUN01.PD.7.3.R00), che ha predisposto una sua procedura valutativa, e dell'Aeronautica Militare. In caso di approvazione del progetto, verranno comunicati all'ENAV e al CIGA le caratteristiche identificative degli ostacoli per la rappresentazione cartografica degli stessi.

La segnalazione cromatica e luminosa proposta per gli aerogeneratori di progetto è illustrata sull'elaborato della sezione 7 del progetto.

4.7 **Compatibilità con le Linee Guida Nazionali di cui al DM 10.09.2010**

Di seguito viene analizzata la conformità alle Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili emanate dal Ministero dello sviluppo economico con DM 10/09/2010, in relazione all'ubicazione rispetto alle aree non idonee di cui all'allegato 3 del Decreto.

In riferimento, alle aree e siti non idonei si fa presente che gli aerogeneratori non ricadono con la base torre (rif. elab. ES.SUN01.PD.2.1.R00) in:

- siti inseriti nella lista del patrimonio mondiale dell'UNESCO;
- con visuali la cui immagine è storicizzata e identifica i luoghi anche in termini di notorietà internazionale di attrattiva turistica oppure si pongono a distanze tali da non determinare interferenze percettive significative;
- zone situate in prossimità di parchi archeologici e in aree contermini ad emergenze di particolare interesse culturale, storico e/o religioso;
- aree naturali protette ai diversi livelli (nazionale, regionale, locale) istituite ai sensi della Legge n. 394/1991 ed inserite nell'Elenco Ufficiale delle Aree Naturali Protette, con particolare riferimento alle aree di riserva integrale e di riserva generale orientata di cui all'articolo 12, comma 2, lettere a) e b) della legge n. 394/1991;
- zone umide di importanza internazionale designate ai sensi della convenzione di Ramsar;
- aree incluse nella Rete Natura 2000 designate in base alla direttiva 92/43/CEE (Siti di importanza Comunitaria) ed alla direttiva 79/409/CEE (Zone di Protezione Speciale);
- Important Bird Area (IBA);
- aree che svolgono funzioni determinanti per la conservazione della biodiversità;
- aree caratterizzate da situazioni di dissesto e/o rischio idrogeologico perimetrate dal PAI;
- aree soggette a vincolo paesaggistico;
- aree agricole interessate da produzioni agricolo-alimentari di qualità (produzioni biologiche, produzioni D.O.P., I.G.P., S.T.G., D.O.C., D.O.C.G., produzioni tradizionali).

In definitiva, l'impianto di progetto risulta compatibile con quanto suggerito dalle Linee guida nazionali.

4.8 Compatibilità con la D.G.R. 59/90 del 27.11.2020

L'Allegato e" alla Delib. G.R. 59/90 del novembre 2020 contiene le "Indicazioni per la realizzazione di impianti eolici in Sardegna", con l'intento di produrre un testo coordinato sulla materia a seguito dell'abrogazione delle norme precedenti riguardanti lo stesso tema. Il documento individua sia i "vincoli e distanze da considerare nell'installazione di impianti eolici", sia le buone pratiche di progettazione.

In riferimento a quanto previsto dalla DGR 59/90 si fa presente che le basi torri non ricadono nelle aree non idonee segnalate nell'Allegato d" alla Delibera, così come si può evincere dalla tavola di progetto ES.SUN01.PD.2.2.R00 in cui viene riportata la tavola dell'Allegato d) della stessa Delibera

In merito alle distanze da considerare per l'installazione degli impianti, si fa presente che

- gli aerogeneratori si pongono a oltre 500 m dall'edificato urbano più prossimo. Infatti, il centro urbano più vicino è Sindia che dista circa 2.6 km dall'impianto (cfr. elab. ES.SUN01.SIA14.RD.03.R00);
- gli aerogeneratori si pongono ad una distanza da una strada provinciale o statale o da una linea ferroviaria superiore alla somma dell'altezza dell'aerogeneratore al mozzo e del raggio del rotore, più un ulteriore 10%, ovvero a 227m. Infatti, l'infrastruttura segnalata più prossima all'impianto è la linea ferroviaria che dista 590 m dall'aerogeneratore T04 (cfr. elab. ES.SUN01.SIA14.RD.03.R00);
- il cavidotto AT interrato e le Stazioni Elettriche previste in progetto si pongono ad una distanza superiore al 1000 m (circa 2.9 km) rispetto al centro urbano di Macomer.
- le opere previste tengono conto dei vincoli relativi ai beni paesaggistici presenti sul territorio, come argomentato nei paragrafi relativi alla compatibilità delle opere con il Codice dei Beni culturali e con il PPR, a cui si rimanda.
- tutti i cavidotti MT e AT previsti in progetto sono interrati ad una profondità superiore ad 1 m e seguono quasi totalmente le strade di progetto e quelle esistenti. I campi elettromagnetici indotti dal cavo risultano essere conformi ai limiti di legge. Nelle distanze di prima approssimazione calcolate non sono presenti recettori sensibili (cfr. elab. ES.SUN01.SIA09.IE.01);
- tra le turbine viene garantita un'interdistanza di 5D lungo la direzione del vento predominante e di 3D in quella ad essa perpendicolare (cfr. elabb. ES.SUN01.PD.9.3.R00, ES.SUN01.SIA14.RD.01.R00);
- gli aerogeneratori si pongono ad una distanza superiore di 300 m rispetto alle abitazioni, ovvero fabbricati aventi categoria catastale A e rispetto ai fabbricati rurali strumentali, con categoria catastale D10 (cfr. elabb. Sezione SIA06.IR).

In definitiva, l'impianto di progetto risulta compatibile con quanto Previsto dalle Linee guida di cui alla D.G.R.59/90.

5 SINTESI COERENZA DEL PROGETTO AI PRINCIPALI STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE

5.1 Tabella di sintesi della verifica di coerenza del progetto con il PPR

VERIFICA PIANO PAESAGGISTICO REGIONALE					
ASSETTO	Vincolo Paesaggistico Ulteriore contesto Paesaggistico	INTERFERENZA PROGETTO		RIFERIMENTO TAVOLA	NOTE
Assetto ambientale	Beni paesaggistici ambientali ex art. 142 D.lgs. N°42/2004 e succ. mod. – Componenti di paesaggio con valenza ambientale	<input checked="" type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	ES.SUN01.PD.2.10.1.R00 ES.SUN01.PD.2.12.R00	<ul style="list-style-type: none"> gli aerogeneratori T01, T02, T06, T07 e le opere annesse, alcuni allargamenti temporanei, la cabina di raccolta nonché la SE di Utenza e una porzione della SE RTN 150/380 kV ricadono in colture erbacee specializzate; gli aerogeneratori T03, T04, T05 ricadono su praterie; l'area di sorvolo dell'aerogeneratore T04 interessa un'area boscata; un breve tratto della strada di progetto che dalla T02 arriva alla T04 e che ricalca una pista esistente, nonché il cavidotto MT interno posato in corrispondenza della stessa strada, attraversano un'area boscata; La strada esistente prevista in adeguamento che, partendo dalla località Ferralzos arriva alla località Piena Porcalzos nelle vicinanze dell'area di cantiere, attraversa un'area boscata. Il cavidotto MT esterno interessa, nel tratto sito nelle vicinanze della Cinconvallazione di Sindia, i corpi idrici del Riu Badu Iscanesu, del Su Riu s'Ulimu e del Riu su Curaggiu. Lo stesso cavidotto MT esterno, nei pressi della località Sa Serra E Mesu, lungo la Strada Sant'Albare, interseca Riu Cobercadas. Infine, nei pressi delle opere di rete attraversa il Riu Mene. Il tratto di cavidotto MT esterno, interrato su strada esistente, che si sviluppa nelle vicinanze della località Sant'Antonio di Macomer attraversa un'area boscata. Circa la compatibilità degli interventi vedasi il paragrafo 4.1.2
	Beni paesaggistici ambientale ex art.143 D.Lgs n.42/2004	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	ES.SUN01.PD.2.13.R00	
	Aree recupero ambientale	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE		
Assetto insediativo	Edificato urbano, Edificato in zona agricola, Insediamenti turistici, Insediamenti produttivi, Aree speciali (servizi), Sistema delle infrastrutture	<input checked="" type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	ES.SUN01.PD.2.10.2.R00	<ul style="list-style-type: none"> Il cavidotto MT esterno, in prossimità dell'abitato di Sindia, insiste per un tratto sulla strada SS129bis, definita dal Piano come strada a valenza paesaggistica di fruizione turistica; Sempre in prossimità dell'abitato di Sindia, il cavidotto MT esterno supera la linea ferroviaria Macomer-Bosa, "Ferrovia a specifica valenza paesaggistica e panoramica" utilizzata esclusivamente per i servizi turistici legati al Trenino Verde; Il cavidotto MT esterno, nel suo rimanente sviluppo interessa diverse viabilità definite dal Piano come strade locali. Circa la compatibilità degli interventi vedasi il paragrafo 4.1.2
Assetto storico culturale	Beni Paesaggistici; Beni Identitari; Proposte di insussistenza del vincolo; Ulteriori elementi; Beni culturali, Beni culturali archeologici	<input checked="" type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	ES.SUN01.PD.2.10.3.R00	<ul style="list-style-type: none"> Il cavidotto MT esterno, nel suo percorso su strada esistente interessa le segnalazioni di diversi nuraghe e di una tomba dei giganti. Circa la compatibilità degli interventi vedasi il paragrafo 4.1.2

5.2 Tabella di sintesi della verifica di coerenza del progetto con la Pianificazione Comunale

VERIFICA PIANIFICAZIONE COMUNALE – DESTINAZIONE URBANISTICA					
COMUNE	OPERE	ZONIZZAZIONE URBANISTICA e VERIFICA COMPATIBILITA'		RIFERIMENTO TAVOLA	NOTE
SUNI	Aerogeneratori T02, T03, T04, T05 e relative opere annesse	Zona agricola	Compatibile ai sensi dell'art. 12 comma 7 Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.	ES.SUN01.PD.2.15.R00	
SINDIA	Aerogeneratori T01 e T06 e le relative opere annesse, la cabina di raccolta, l'area di cantiere e parte del cavidotto MT	H3 - Area archeologica monumentale H2 - Fascia di rispetto stradale-fluviale E - Zona Agricola	Compatibile ai sensi dell'art. 12 comma 7 Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.	ES.SUN01.PD.2.16.R00	Autorizzazione paesaggistica per l'area archeologica monumentale H3
MACOMER	Cavidotto MT, cavidotto AT, opere di connessione alle RTN	F, E2, E3, E5, E1	Compatibile ai sensi dell'art. 12 comma 7 Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.	ES.SUN01.PD.2.17.R00	