

PROPONENTE
Repower Renewable Spa
Via Lavaredo, 44
30174 Mestre (VE)

PROJECT MANAGER : Dott.Giuseppe Caricato

REPOWER
L'energia che ti serve.

PROGETTAZIONE



Sinergo Spa - via Ca' Bembo 152
30030 - Maeme di Martellago - Venezia - Italy
tel 041.3642511 - fax 041.640481
sinergospa.com - info@sinergospa.com
Numero di commessa interno progettazione: 20041



Progettista :
Ing. Nicola Forte

Tenproject Srl - via De Gasperi 61
82018 S.Giorgio del Sannio (BN)
t +39 0824 337144 - f +39 0824 49315
tenproject.it - info@tenproject.it

N° COMMESSA

1417

NUOVO PARCO EOLICO "LATIANO "
PROVINCIA DI BRINDISI
COMUNI DI LATIANO - MESAGNE - TORRE SANTA SUSANNA

PROGETTO DEFINITIVO PER AUTORIZZAZIONE



ELABORATO

STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE
QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO

CODICE ELABORATO

SIA01

NOME FILE

1417-PD_A_SIA01_REL_r00

REV.	DATA	DESCRIZIONE REVISIONE	REDDATTO	VERIFICA	APPROVAZIONE
00	03/2021	PRIMA EMISSIONE	GAS	NF	GC

INDICE

1	INTRODUZIONE.....	3
1.1	Lo Studio di Impatto Ambientale (SIA).....	3
1.1	4
1.2	Impianto metodologico della Parte Prima dello SIA.....	4
1.3	Ambito tematico del progetto.....	5
1.4	Aspetti autorizzativi e procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA).....	6
1.5	Considerazioni preliminari sulla compatibilità del progetto con le tutele vigenti _ Elenco autorizzazioni, pareri e atti di assenso necessari.....	7
2	UBICAZIONE E PRINCIPALI CARATTERISTICHE DELL'AREA DI INTERVENTO E DEL PROGETTO.....	11
2.1	Ubicazione e caratteristiche generali dell'area di impianto.....	11
2.2	Principali caratteristiche dell'impianto.....	12
3	AMBITO TEMATICO DEL PROGETTO_ STRATEGIE, PROGRAMMI E PIANI PER L'ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI E IL CLIMA.....	14
3.1	Ambito Tematico del progetto _ Strategie e accordi internazionali per l'energia e il clima.....	14
3.1.1	<i>Gli Accordi Internazionali</i>	14
3.1.2	<i>Il Protocollo di Kyoto</i>	14
3.1.3	<i>L'accordo di Parigi sul Clima</i>	15
3.2	Ambito Tematico del progetto _ Strategie e strumenti operativi dell'Unione Europea per l'energia e il clima.....	15
3.2.1	<i>Winter Package</i>	16
3.2.2	<i>Strategie dell'Unione Europea rispetto all'Accordo globale sul Clima (Parigi 2015)</i>	16
3.2.3	<i>Pacchetto Clima-Energia 20-20-20</i>	17
3.2.4	<i>Quadro per le politiche dell'energia e del clima al 2030</i>	17
3.2.5	<i>Direttiva Energie Rinnovabili</i>	17
3.2.6	<i>Azioni Future nel campo delle Energie Rinnovabili</i>	18
3.2.7	<i>Il Green New Deal Europeo COM(2019)640</i>	18
3.2.8	<i>Rapporto di coerenza della proposta in progetto</i>	19
3.3	Ambito Tematico del progetto _ Strategie e strumenti di programmazione energetica dello Stato Italiano.....	20
3.3.1	<i>Piano Energetico Nazionale</i>	20
3.3.2	<i>Conferenza Nazionale sull'Energia e l'Ambiente</i>	20
3.3.3	<i>Legge n. 239 del 23 agosto 2004</i>	21
3.3.4	<i>Strategia Energetica Nazionale (SEN) 2017</i>	21
3.3.5	<i>Atti normativi di recepimento delle Direttive Europee</i>	21
3.3.6	<i>Il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima</i>	22
3.3.7	<i>Il Green New Deal italiano, la pandemia e il PNRR</i>	23
3.3.8	<i>Normativa specifica in materia energetica</i>	24
3.3.9	<i>Rapporto di coerenza della proposta in progetto</i>	26
3.4	Ambito Tematico del progetto _ Strategie e strumenti di programmazione energetica della Regione Puglia.....	26
3.4.1	<i>Il Piano Energetico Ambientale Regionale della Puglia</i>	26
3.4.2	<i>Rapporto di coerenza della proposta in progetto</i>	27

4	QUADRO PROGRAMMATICO/PIANIFICATORIO DI RIFERIMENTO: ANALISI DELLE TUTELE.....	28
4.1	Pianificazione Ordinaria Generale _ Strumenti di Governo del Territorio.....	28
4.1.1	<i>La Legge Quadro Regionale n. 20 del 07/10/2001</i>	28
4.1.2	<i>Il Documento Regionale di Assetto Generale (DRAG)</i>	28
4.1.3	<i>Il Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR)</i>	29
4.1.4	<i>Il Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTCP)</i>	29
4.1.5	<i>La Pianificazione urbanistica del Comune di Latiano</i>	33
4.1.6	<i>La Pianificazione urbanistica del Comune di Mesagne</i>	33
4.1.7	<i>La Pianificazione urbanistica del Comune Torre Santa Susanna</i>	33
4.1.8	<i>Note su altri strumenti di pianificazione con valenza territoriale a scala regionale</i>	34
4.2	Pianificazione Ordinaria Separata _ Strumenti di tutela delle aree naturali protette.....	34
4.2.1	<i>Il sistema delle aree naturali protette</i>	34
4.3	Pianificazione Ordinaria Separata _ strumenti di tutela paesaggistica a prevalente contenuto vincolistico.....	35
4.3.1	<i>Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio _ D.lgs 42/2004</i>	35
4.3.2	<i>Il Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR)</i>	37
4.4	Pianificazione Ordinaria Separata _ Strumenti di settore sovraordinati e operativi, di tutela del suolo, delle acque, del patrimonio forestale e dell'aria.....	42
4.4.1	<i>Vincolo Idrogeologico RDL n. 3267/1923</i>	42
4.4.2	<i>Piano Stralcio di assetto Idrogeologico (PAI)</i>	42
4.4.1	<i>Note in merito ad altri strumenti normativi</i>	44

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1.1	Corografia su base IGM 1:25000 con individuazione della centrale eolica (ellisse rossa), del tracciato del cavidotto interrato interno (in rosso) e esterno (in blu) di collegamento alla SE TERNA (cerchio blu) 380/150 kV "Latiano".....	9
Figura 1.2	Vista del Canale Galesano (o delle Torri) interno a un'area di notevole interesse pubblico.....	10
Figura 1.3	Vista della strada che collega la masseria Le Torri al Canale Galesano.....	10
Figura 1.4	San Pietro in Crepacore e Masseria Le Torri.....	10
Figura 1.5	Canale Galesano.....	10
Figura 1.6	paesaggio dal Limitone dei Greci (SP 51 Oria-Cellino S. Marco) verso Torre Santa Susanna.....	10
Figura 1.7	Area di progetto vista dall'ingresso della Masseria Le torri.....	10
Figura 1.8	Uliveti che si estendono in maniera pressoché costante il territorio e si dispongono lungo le strade.....	10
Figura 1.9	impianti fotovoltaici lungo la SP 51 "Limitone dei Greci", strada di interesse paesaggistico.....	10
Figura 4.1	Attraversamento del cavidotto esterno su "Canale Reale";.....	38
Figura 4.2	Attraversamento del cavidotto esterno su "Canale Reale" (controcampo).....	38

Figura 4.3 innesto strada di servizio Aerogeneratore A05 lungo una strada di interesse paesaggistico	38
Figura 4.4 tracciato del cavidotto interno interrato e allargamento temporaneo lungo la strada di interesse paesaggistico SP 69.	39
Figura 4.5 punto di attraversamento della SP 69 da parte del cavidotto interno e a destra, un'area da adibire temporaneamente a servizio del cantiere, che sarà smantellata e ripristinata a fine lavori.....	39

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 3.1 - Target 2012 e 2020 in migliaia di tonnellate di CO2 equivalente	20
Tabella 3.2 - Obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili <i>Fonte: D.M. 15/3/2012, Tabella A</i>	22
Tabella 3.3 - Definizione degli obiettivi del PNIEC al 2030	22

1 INTRODUZIONE

Oggetto dello Studio di Impatto Ambientale è la verifica della compatibilità ambientale del progetto proposto dalla Società Repower Renewable SpA, relativo a un impianto di produzione di energia da fonte eolica costituito da 6 (sei) aerogeneratori della potenza di 6 MW ciascuno, per una potenza di 36 MW, comprensivo di un sistema di accumulo con batterie agli ioni di litio di potenza pari a 12,5 MW, per una potenza complessiva di 48,5 MW, da installare nel comune di Torre Santa Susanna (BR) e Mesagne (BR) in località "Galesano" e con opere di connessione ricadenti anche nel comune di Latiano (BR).

I 6 aerogeneratori sono modello Vestas V150 – Altezza al mozzo 125 metri – Diametro 150 metri – Potenza unitaria 6,00 MW _ H massima 200 m.

Precisamente il sito è ubicato a nord-est del centro abitato di Torre Santa Susanna, dal quale l'aerogeneratore più vicino dista circa 3,8 km, a sud-est del comune di Latiano, dal quale l'aerogeneratore più vicino dista circa 2,6 km, e a sud-ovest del comune di Mesagne, dal quale l'aerogeneratore più vicino dista circa 3,6 km.

Gli aerogeneratori sono collegati tra di loro mediante un cavidotto in media tensione interrato (detto "cavidotto interno") che collega l'impianto alla cabina di raccolta di progetto prevista nei pressi dell'aerogeneratore denominato A01.

Dalla cabina di raccolta è prevista la posa di un cavidotto interrato (detto "cavidotto esterno") per il collegamento dell'impianto alla sottostazione di trasformazione 30/150 kV di progetto (in breve SE di utenza), prevista in agro di Latiano, e consegna in antenna a 150 kV sulla sezione 150 kV della futura Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) della RTN 380/150 kV da inserire in entra-esce alla linea 380 kV "Brindisi – Taranto N2".

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 12,5 MW con soluzione containerizzata, composto sostanzialmente da:

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

Il cavidotto esterno segue per la quasi totalità strade esistenti.

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 due aree logistiche 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).

Il progetto segue l'iter di Autorizzazione Unica, così come disciplinato dall'Art. 12 del D.lvo 387/03 e dal 03 e dalle successive Linee Guida Nazionali di cui al D.M. 10 settembre 2010 (GU n. 219 del 18/09/2010) *"Linee guida per il procedimento di cui all'articolo 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili nonché linee guida tecniche per gli impianti stessi"*.

Il progetto è soggetto a Valutazione di Impatto Ambientale di competenza Statale (Art. 7 bis comma 2 del Codice dell'Ambiente), in quanto in relazione alla tipologia di intervento e alla potenza nominale installata risulta ricompreso nell'Allegato II alla Parte Seconda del D.lgs 152/2006 e ss.mm.ii.e specificamente al comma 2 *"Impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 30 MW"*.

Poiché l'intervento è ubicato al di fuori del perimetro di parchi e aree naturali protette, di aree della Rete Natura 2000 e di aree IBA e ZPS, e di Zone Umide individuate ai sensi della Convenzione di RAMSAR, ai sensi della normativa nazionale e regionale **non è soggetto a Valutazione di Incidenza** (DPR 357/97 e successive modifiche ed integrazioni); tuttavia per completezza è stato predisposto un apposito Studio Naturalistico in cui sono stati comunque indagati gli effetti indiretti dell'opera sulle componenti biotiche e abiotiche dei Siti Protetti presenti in Area Vasta.

Il proponente intende ottenere il Provvedimento Unico Ambientale, così come previsto dall'Art. 27 comma 1 del D.lgs 152/2006 e ss.mm.ii, secondo cui

"...il proponente può richiedere all'autorità competente che il provvedimento di VIA sia rilasciato nell'ambito di un provvedimento unico comprensivo di ogni autorizzazione, intesa, parere, concerto, nulla osta, o atto di assenso in materia ambientale, richiesto dalla normativa vigente per la realizzazione e l'esercizio del progetto".

A tal fine, il proponente presenterà un'istanza ai sensi dell'articolo 23, avendo cura che l'avviso al pubblico di cui all'articolo 24, comma 2, rechi altresì specifica indicazione di ogni autorizzazione, intesa, parere, concerto, nulla osta, o atti di assenso in materia ambientale richiesti, nonché la documentazione e gli elaborati progettuali previsti dalle normative di settore per consentire la compiuta istruttoria tecnico-amministrativa finalizzata al rilascio di tutti i titoli ambientali e in particolare, secondo il comma 2 del medesimo art. 27.

- L'Autorizzazione Paesaggistica prevista dall'Art 146 del Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio;
- I Pareri da parte delle strutture territorialmente competenti dei Piani Stralcio di Assetto Idrogeologico;
- Gli atti d'assenso degli Enti richiamati in apposito elenco.

1.1 Lo Studio di Impatto Ambientale (SIA)

Poiché l'intervento è soggetto alle procedure di Valutazione di Impatto Ambientale, secondo l'art. 5 comma 1 lettera i) del D.lgs 152/2006 e ss.mm.ii., **lo Studio di Impatto Ambientale** è il documento che integra gli elaborati progettuali ai fini del procedimento ed è stato predisposto secondo le indicazioni e i contenuti di cui all'Art. 22 e all'allegato VII alla Parte Seconda del Codice dell'Ambiente e in ossequio a quanto richiesto dalla normativa regionale e nazionale in materia ambientale.

Lo Studio di Impatto Ambientale illustra le caratteristiche salienti del proposto impianto eolico, analizza i possibili effetti ambientali derivanti dalla sua realizzazione, il quadro delle relazioni che si stabiliscono tra l'opera e il contesto territoriale e paesaggistico; individua le soluzioni tecniche mirate alla mitigazione degli effetti negativi sull'ambiente.

Come previsto dal D.lgs. 152/2006 lo SIA comprende:

- Un regesto dei principali strumenti di programmazione, di governo del territorio e di tutela ambientale e paesaggistica, rispetto a cui è stata coerentemente elaborata la proposta progettuale;
- La descrizione del progetto, comprendente informazioni relative alla sua ubicazione e concezione, alle sue dimensioni e ad altre sue caratteristiche pertinenti;
- La descrizione dei probabili effetti significativi del progetto sull'ambiente, sia in fase di realizzazione che in fase di esercizio e di dismissione;
- La descrizione delle misure previste per evitare, prevenire o ridurre e, possibilmente, compensare i probabili impatti ambientali significativi e negativi;
- La descrizione delle alternative ragionevoli prese in esame dal proponente, adeguate al progetto ed alle sue caratteristiche specifiche, compresa l'alternativa zero, con indicazione delle ragioni principali alla base dell'opzione scelta, prendendo in considerazione gli impatti ambientali;
- Il progetto di monitoraggio dei potenziali impatti ambientali significativi e negativi derivanti dalla realizzazione e dall'esercizio del progetto, che include le responsabilità e le risorse necessarie per la realizzazione e la gestione del monitoraggio;
- Le informazioni supplementari di cui all'allegato VII relativa alle caratteristiche peculiari di un progetto specifico o di una tipologia di progetto e dei fattori ambientali che possono subire un pregiudizio.

In relazione al progetto in esame, lo Studio di Impatto Ambientale è stato articolato in quattro parti:

- PARTE PRIMA, nella quale vengono descritte le principali caratteristiche del progetto e dell'area in cui è ubicato ed elencati i principali strumenti di programmazione, pianificazione territoriale ed ambientale vigenti, viene verificata la coerenza dell'opera e la compatibilità dell'intervento con specifiche norme e prescrizioni;
- PARTE SECONDA, nella quale, partendo da una lettura e da un'analisi delle caratteristiche precipue del contesto, vengono descritte le opere di progetto e le loro caratteristiche fisiche e tecniche, nonché le ragionevoli alternative considerate, con l'obiettivo di determinare i potenziali fattori di impatto sulle componenti biotiche e abiotiche;
- PARTE TERZA, nella quale, partendo da una lettura e analisi delle caratteristiche precipue del contesto, 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 potenziali negativi; viene precisata l'azione di monitoraggio dei potenziali impatti ambientali significativi e negativi derivanti dalla realizzazione e dall'esercizio dell'intervento proposto;
- PARTE QUARTA, ovvero la cosiddetta SINTESI NON TECNICA delle informazioni contenute nelle 3 Parti precedenti, predisposta al fine di consentirne un'agevole comprensione da parte del pubblico ed un'agevole riproduzione.

Per agevolare le consultazioni, le parti di cui si compone lo Studio di Impatto Ambientale, sono organizzate in fascicoli separati in cui vengono riportati una premessa comune e delle informazioni di carattere generale riferite al progetto, al fine di evitare continui rimandi ai diversi aspetti di analisi.

La descrizione dei caratteri del contesto ambientale e paesaggistico è diffusamente trattata nel Quadro di Riferimento Ambientale

Data la complessità degli argomenti trattati, la progettazione e lo Studio di Impatto Ambientale, coordinati dalla Tenproject srl, sono stati elaborati con approccio multidisciplinare, avvalendosi di studi specialistici a firma di esperti (§ Sezione A - Relazioni Generali allegate al progetto).

La relazione seguente costituisce la Parte Prima dello Studio di Impatto Ambientale e si concentra principalmente sulla descrizione dell'ubicazione del progetto (le cui opere saranno sinteticamente descritte di seguito e in dettaglio nella Parte Seconda dello SIA) **con particolare riferimento ai principali strumenti di**

programmazione, alla pianificazione generale e settoriale e alle tutele e vincoli che agiscono sulle aree oggetto di intervento, rispetto a cui si sono operate le scelte insediative e progettuali.

1.2 Impianto metodologico della Parte Prima dello SIA.

Con l'entrata in vigore del D.lgs 104/2017, si è attuata una profonda rivisitazione del "Codice dell'Ambiente _ Norme in materia ambientale", di cui al D.lgs 152/2006 e ss.mm.ii.

Fino all'entrata in vigore del D.lgs 104/2017, per la definizione dei contenuti dello Studio di Impatto Ambientale (lo SIA) si è fatto riferimento al D.P.C.M. 27/12/1988 "Norme tecniche per la redazione degli studi di impatto ambientale e la formulazione del giudizio di compatibilità di cui all'art. 6, L. 8 luglio 1986, n. 349, adottate ai sensi dell'art. 3 del D.P.C.M. 10 agosto 1988, n. 377".

Il DPCM 27/12/1988, **oggi definitivamente abrogato dal D.lgs 104/2017**, ha rappresentato il principale riferimento metodologico, rispetto al quale per oltre 30 anni si è impostato lo SIA articolandolo nei previsti 3 quadri: Programmatico, Progettuale e Ambientale.

Il Codice dell'Ambiente, nella sua versione vigente adeguata al D.lgs 104/2017, indica all'Art. 22 i contenuti minimi dello Studio di Impatto Ambientale e fa esplicito rimando all'Allegato VII alla Parte Seconda "Contenuti dello Studio di Impatto Ambientale di cui all'art. 22".

Il D.lgs 104/2017 ha semplificato e compresso il cosiddetto *Quadro Programmatico*, richiamando il riferimento al quadro pianificatorio esclusivamente al comma 1 lettera a) dell'Allegato VII, con particolare riguardo all'ubicazione del progetto e alle norme di tutela e vincoli vigenti che ne regolano la trasformazione.

" *Allegato VII _ Contenuti dello Studio di Impatto Ambientale di cui all'art. 22*

1. Descrizione del progetto, comprese in particolare:

a) la descrizione dell'ubicazione del progetto, anche in riferimento alle tutele e ai vincoli presenti.

Omissis".

Tuttavia il D.lgs ha per oggetto tutte le tipologie di attività per le quali si ritiene che la realizzazione possa comportare potenziali impatti significativi sull'ambiente, di tipo positivo, negativo o neutro e in ogni caso lascia al proponente la definizione e la trattazione di tutti gli elementi utili alla comprensione del progetto e alla costruzione e formulazione del Giudizio di Compatibilità Ambientale.

Per questo motivo, in riferimento all'ambito tematico in cui si inquadra l'intervento in progetto, ovvero la produzione di energia da fonti rinnovabili, si ritiene opportuno richiamare i principali atti di programmazione specifica di settore a scala internazionale e nazionale e verificare il rapporto di coerenza dell'opera.

Questo perché per la verifica e valutazione del potenziale impatto ambientale e nella formulazione del Giudizio di Compatibilità

Ambientale, appare a nostro avviso fondamentale considerare come tale attività rappresenti un'azione strategica e essenziale al fine del contrasto ai cambiamenti climatici e fondamentale per la riduzione in atmosfera di gas climalteranti e nocivi, in forza dei trattati internazionali e della legislazione europea aventi carattere vincolante e degli atti nazionali susseguenti.

La metodologia di lavoro di questo studio, assunta ai fini della delimitazione dell'ambito di indagine, si è pertanto fondata sulle tre seguenti attività:

- delimitazione dell'ambito tematico di lavoro, avente ad oggetto l'individuazione delle categorie di temi rispetto alle quali indagare i rapporti con la pianificazione e programmazione;
- delimitazione dell'ambito documentale di lavoro, avente ad oggetto la scelta degli strumenti di pianificazione e programmazione che costituiscono il "quadro pianificatorio di riferimento";
- delimitazione dell'ambito operativo di lavoro, riguardante la individuazione di quei rapporti Opera > Atti di pianificazione/programmazione da indagare all'interno del presente studio e di quelli affrontati nei restanti aspetti dello SIA.

La prima attività è diretta a specificare quali siano, in relazione alle caratteristiche dell'opera in progetto e segnatamente agli elementi progettuali derivanti dalla sua lettura ambientale, gli ambiti tematici rispetto ai quali si sviluppano quelle relazioni tra opera progettata ed atti pianificatori e programmatori rispetto alle quali il quadro in esame debba fornire gli elementi conoscitivi.

La seconda attività si sostanzia nella selezione e identificazione del complesso di strumenti che, con riferimento ai suddetti ambiti tematici, risultano rilevanti ai fini della rappresentazione delle relazioni opera progettata – atti di pianificazione/programmazione, **con particolare riguardo alle Fonti Normative di rango Primario**, e segnatamente ai trattati internazionali e alle fonti di diritto dell'Unione Europea dotati di efficacia vincolante, nella specie di Regolamenti e Direttive;

La terza attività, delimitazione dell'ambito operativo di lavoro, ha riguardato gli strumenti di pianificazione rientranti all'interno del "quadro pianificatorio di riferimento" ed ha avuto ad oggetto l'individuazione delle tipologie di pianificazione e programmazione derivanti da ulteriori Fonti Primarie (leggi Ordinarie, Leggi Regionali, atti aventi forza di legge quali Decreti ministeriali e decreti legislativi) all'interno delle quali sono inquadrabili le iniziative proposte.

Tale programmazione/pianificazione può essere distinta in "ordinaria generale" e "ordinaria separata" la quale a sua volta può essere distinta, in ragione delle finalità di governo, in pianificazione "a prevalente contenuto operativo" e "a prevalente contenuto vincolistico".

La *pianificazione generale* è relativa al governo del territorio nei tre sistemi in cui questo si articola (ambientale, insediativo-funzionale e relazionale).

La *pianificazione separata* ha ad oggetto il governo di alcuni ambiti tematici specifici del territorio, e in essa quella a *prevalente contenuto vincolistico* si identifica con la pianificazione ambientale, ossia quella finalizzata alla tutela dei beni ambientali e del patrimonio culturale.

Tale complessità di tipologie di pianificazione origina quindi un altrettanto complesso insieme di rapporti Opera – Piani, i quali sono in primo luogo distinguibili in:

- **“Rapporti di coerenza”**, aventi attinenza con gli obiettivi perseguiti dagli strumenti pianificatori;
- **“Rapporti di conformità”**, aventi attinenza con l'apparato normativo dei Piani e del regime di tutela definito dal sistema dei vincoli e dalla disciplina di tutela ambientale.

Muovendo da tale classificazione dei rapporti Opera – Piani, appare evidente come la trattazione dei rapporti di conformità riguardanti legislazioni che normano effetti misurabili e direttamente connessi a fenomeni potenzialmente determinati dalle azioni di progetto, **come ad esempio la normativa sull'inquinamento elettromagnetico, sull'impatto acustico o sulla pubblica incolumità rispetto agli effetti sismici, sulla gestione delle terre e rocce da scavo**, possa trovare più pertinente trattazione all'interno di quelle parti dello Studio di Impatto Ambientale nelle quali detti fenomeni sono indagati.

In altre parole si ritiene che svolgere la trattazione di detta tipologia di strumenti normativi, che fissa anche limiti precisi in termini di parametri numerici e limiti quantitativi ammissibili, all'interno di questa parte dello SIA (ossia in modo avulso dall'esame dei termini in cui l'opera in progetto concorre alla determinazione di quei fenomeni e fattori di impatto la cui regolamentazione è oggetto di tali piani e norme specifiche), non arrechi alcun beneficio alla comprensione sia del rapporto Opera – Piani, sia del fenomeno o fattore al quale questo si riferisce.

In ragione di tali considerazioni si è quindi scelto di condurre la trattazione delle normative con specifica valenza ambientale all'interno dei capitoli relativi alle componenti ambientali alla cui regolamentazione tali normative sono riferite (acqua, aria, suolo, ambiente acustico).

In definitiva, la Parte Prima dello SIA **fornisce gli elementi conoscitivi** dei principali atti programmatici e strategici che regolano l'ambito tematico in cui l'intervento si inquadra, **indaga** gli strumenti di pianificazione territoriale e settoriale vigenti e **specifica** l'insieme dei condizionamenti e vincoli di cui si è tenuto conto per la redazione del progetto, con specifico riguardo all'area in cui l'intervento si inserisce.

In particolare, lo Studio:

- **documenta** le relazioni esistenti tra l'impianto in progetto e gli atti di programmazione e pianificazione vigenti derivanti dalle Fonti di rango primario (con particolare riferimento ai trattati internazionali e alle Leggi dell'Unione Europea aventi carattere vincolante, nella specie di Direttive e Regolamenti, e ai

recepimenti dello Stato Italiano) e **descrive** i relativi rapporti di coerenza;

- **verifica** la coerenza delle opere con le previsioni e gli obiettivi degli strumenti Primari di governo del territorio _ urbanistici, paesistici, territoriali e di settore vigenti _ (Pianificazione Ordinaria Generale e Ordinaria Separata), anche in merito ai limiti imposti alla trasformazione del territorio e alla regolamentazione specifica degli interventi ammissibili;
- **accerta la conformità** del progetto con le norme derivanti dalle principali fonti legislative di rango primario (Leggi Ordinarie, Leggi Regionali, altri atti aventi forza di legge quali Decreti Ministeriali e Decreti Legislativi) in riferimento a vincoli paesaggistici, naturalistici, architettonici, archeologici, storico-culturali, demaniali ed idrogeologici, servitù ed altre limitazioni alla proprietà).

In relazione al secondo e terzo punto, è opportuno richiamare che gli atti di pianificazione e programmazione territoriale e settoriale e le normative avente carattere conformativo e vincolante, costituiscono parametri di riferimento che concorrono alla costruzione e formulazione del Giudizio di Compatibilità Ambientale, posto che lo stesso, come acclarato anche in sede giurisdizionale, non ha ad oggetto la conformità dell'opera agli strumenti di pianificazione, ai vincoli, alle servitù ed alla normativa tecnica che ne regolano la realizzazione, bensì esclusivamente la sostenibilità per l'ambiente di una determinata opera, a prescindere dalla conformità a tali atti.

1.3 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 ai capitoli 3 e 4).

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.

E' opportuno premettere 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, 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.

Il raggiungimento degli obiettivi ambientali al 2030 e l'interesse complessivo di incremento delle fonti rinnovabili anche ai fini della sicurezza e del contenimento dei prezzi dell'energia, presuppongono non solo di stimolare nuova produzione, ma anche di non perdere quella esistente e anzi, laddove possibile, di incrementarne l'efficienza;

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”.

La SEN 2017 è tuttora vigente, per quanto il Governo, a fine dicembre 2018 ha varato la proposta di un **Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC)**, presentato alla Commissione Europea, che nel giugno del 2019 ha formulato le proprie valutazioni e raccomandazioni sulle proposte di Piano presentate dagli Stati membri dell'Unione, valutando nel complesso positivamente la proposta italiana.

A seguito di una proficua fase di consultazione con tutti gli stakeholders e i Ministeri coinvolti, le Regioni e le Associazioni degli Enti Locali il 18 dicembre 2019 hanno infine espresso un parere positivo a seguito del recepimento di diversi e significativi suggerimenti si è dato avvio alla fase di VAS.

A ottobre 2020 la Commissione europea ha reso note le valutazioni sui 27 PNIEC pervenuti.

Per quanto riguarda l'Italia, secondo la Commissione Europea, le misure proposte nel PNIEC appaiono in linea con gli obiettivi previsti per le FER, mentre ha sollevato alcune perplessità sul tema della riduzione dei consumi e dell'efficienza energetica.

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.

Al momento, 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.

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, di fatto fortemente sostenute e incentivate, sono di diversa natura, ai fini del raggiungimento degli obiettivi della transizione energetica.

Ai fini dei meccanismi incentivanti, 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".

Un enorme problema è il tema delle autorizzazioni degli impianti, in considerazione del fatto che i procedimenti di VIA e autorizzativi, si concludono in percentuale altissime con preavvisi di diniego espressi da parte del MIBACT e difficilmente superabili se non attraverso contenziosi; questo ha determinato che parecchie aste previste dai decreti di incentivazione, abbiano dato risultati molto deludenti.

Infatti, gli esiti della seconda procedura pubblicati il 28 maggio 2020 dal GSE, hanno confermato i timori della vigilia, ovvero il netto mismatch tra contingentati messi a disposizione nelle procedure d'asta per i nuovi impianti e per i rifacimenti e i pochi progetti autorizzati pronti per la cantierizzazione.

Il risultato deludente nelle aste degli impianti utility scale eolici e fotovoltaici, su cui il nostro Paese ha basato il suo Piano Nazionale Energia e Clima al 2030, fa presagire il forte rischio che il DM FER1 si riveli una grande opportunità mancata a meno che il neo Ministero della Transizione energetica, istituito nel 2021 dal Governo Draghi, non attui una vera svolta per garantire procedure snelle e criteri di valutazione che possano davvero tenere conto sia del paesaggio che dei benefici ambientali degli impianti FER.

In generale 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 se 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...)».

1.4 Aspetti autorizzativi e procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA)

Come premesso, il progetto segue l'iter di Autorizzazione Unica, così come disciplinato dall'Art. 12 del D.lvo 387/03 e dalle successive Linee Guida Nazionali emanate nel dicembre 2010 dal D.M. 10 settembre 2010 n. 219 "Linee guida per il procedimento di cui all'articolo 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili nonché linee guida tecniche per gli impianti stessi";

Per ciò che riguarda gli aspetti ambientali, come premesso il progetto è soggetto a Valutazione di Impatto Ambientale di competenza Statale (Art. 7 bis comma 2 del Codice dell'Ambiente).

In relazione alla tipologia di generazione elettrica da fonte eolica e alla potenza pari a 48,5 MW di cui 12,5 di accumulo, è infatti ricompreso nell'Allegato II alla Parte Seconda del D.lgs 152/2006 e ss.mm.ii., che elenca opere da assoggettare a VIA di competenza statale e specificamente al comma 2:

"Impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 30 MW".

Per quanto riguarda gli aspetti di valutazione degli effetti sull'ambiente, già nel 1977 la Comunità Europea, nel secondo programma d'azione, ha indicato tra gli obiettivi di un'azione ambientale preventiva, la necessità di predisporre regole per analizzare la rilevanza dell'impatto sulle risorse ambientali della realizzazione dei progetti di trasformazione del territorio.

Questo impegno è stato tradotto nella direttiva 85/337/CEE del 27 giugno 1985 concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, poi modificata dalla direttiva 97/11/CE del 3 marzo 1997 e 35/2003 del 26/05/2003.

Ulteriore evoluzione si è avuta con l'adozione della direttiva 2001/42/CE del 21 luglio 2001, concernente la valutazione degli effetti di determinati piani e programmi sull'ambiente, con la quale è stata introdotta la procedura di valutazione ambientale strategica, che ha come obiettivo quello "di garantire un elevato livello di protezione dell'ambiente e di contribuire all'integrazione di considerazioni ambientali all'atto dell'elaborazione e dell'adozione di piani e programmi, al fine di promuovere lo sviluppo sostenibile".

Il recepimento delle direttive comunitarie è avvenuto con l'introduzione nella normativa nazionale del D. Lgs. 152/2006 del 3 aprile 2006 recante "Norme in materia ambientale", come modificato dal D. Lgs. 4/2008 del 16 gennaio 2008 "Ulteriori disposizioni correttive ed integrative del D. Lgs. 152/2006".

Ulteriore e significativa evoluzione si è avuta con il D. lgs. 104/2017 del 16/06/2017 che introduce il procedimento autorizzatorio unico, in attuazione della Direttiva 2014/52/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 16/04/2014 che modifica la Direttiva 2011/92/UE concernente la Valutazione di Impatto Ambientale.

Il D.lgs 104/2017 e la sua trasposizione nel D.lgs 152/2006 attuano gli obiettivi di rafforzare la qualità della procedura di valutazione d'impatto ambientale, di allineare tale procedura ai principi della regolamentazione intelligente (*smart regulation*), di rafforzare la coerenza e le sinergie con altre normative e politiche dell'Unione, di garantire il miglioramento della protezione ambientale e l'accesso del pubblico alle informazioni attraverso la disponibilità delle stesse anche in formato elettronico.

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.

Importantissime novazioni e semplificazioni metodologiche e normative in materia di VIA, sono state introdotte 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.

Sono state inoltre previste alcune semplificazioni procedurali in materia di energie rinnovabili e infrastrutture di ricarica di veicoli elettrici ed 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.**

Le disposizioni introdotte si applicano alle istanze presentate a partire dal 14 ottobre 2020.

Tra le novità introdotte dall'art. 50 della L. 120/2020 rispetto alla disciplina previgente si segnalano:

- le modalità di pubblicazione della documentazione di progetto e dello SIA sarà a carico dell'ente procedente, mentre la consultazione esclusivamente attraverso il portale telematico;
- la riduzione dei termini in varie fasi del procedimento (sia per la verifica di assoggettabilità a VIA che per la VIA);
- la semplificazione di alcuni momenti decisionali;
- ai fini del rilascio della VIA, la possibilità per il richiedente di presentare sia il progetto di fattibilità sia, dove possibile, il progetto definitivo;
- la previsione di poteri sostitutivi in caso di inerzia nella conclusione del procedimento di verifica di assoggettabilità a VIA che di VIA;

- la previsione, che alla conferenza di servizi decisoria, partecipino tutte le amministrazioni interessate al rilascio del provvedimento di VIA e dei titoli abilitativi ambientali richiesti dal proponente e necessari per la realizzazione dell'opera;
- l'allungamento dei tempi per la consultazione del pubblico per i progetti proposti da altri Stati membri con effetti significativi sull'ambiente.

È stata inserita inoltre una disposizione che prevede l'emanazione, con uno o più decreti del Ministero dell'Ambiente, delle norme tecniche per la redazione degli studi di impatto ambientale.

Nel caso di procedimenti statali su progetti e opere necessarie alla realizzazione del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), la Commissione Tecnica PNIEC, si esprime entro 170 giorni dalla pubblicazione dell'istanza (e della relativa documentazione) sul sito del Ministero dell'Ambiente, predisponendo il provvedimento di VIA; Nei successivi 30 giorni, il Direttore Generale del Ministero dell'Ambiente adotta il provvedimento di VIA.

Usufruendo delle misure tese a razionalizzare e semplificare il procedimento di VIA, come premesso **il proponente intende ottenere il Provvedimento Unico Ambientale**, così come previsto dall'Art. 27 comma 1 del D.lgs 152/2006 e ss.mm.ii, secondo cui

“...il proponente può richiedere all'autorità competente che il provvedimento di VIA sia rilasciato nell'ambito di un provvedimento unico comprensivo di ogni autorizzazione, intesa, parere, concerto, nulla osta, o atto di assenso in materia ambientale, richiesto dalla normativa vigente per la realizzazione e l'esercizio del progetto”.

A tal fine, il proponente presenterà un'istanza ai sensi dell'articolo 23, avendo cura che l'avviso al pubblico di cui all'articolo 24, comma 2, rechi altresì specifica indicazione di ogni autorizzazione, intesa, parere, concerto, nulla osta, o atti di assenso in materia ambientale richiesti, nonché la documentazione e gli elaborati progettuali previsti dalle normative di settore per consentire la compiuta istruttoria tecnico-amministrativa finalizzata al rilascio di tutti i titoli ambientali e in particolare, e in particolare secondo il comma 2 del medesimo art. 27:

- L'Autorizzazione Paesaggistica prevista dall'Art 146 del Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio;
- I Pareri da parte delle strutture territorialmente competenti dei Piani Stralcio di Assetto Idrogeologico;
- Gli atti d'assenso degli Enti richiamati in apposito elenco.

I pareri necessari saranno acquisiti all'interno del procedimento di VIA secondo quanto previsto al Titolo III della Parte Seconda del Codice dell'Ambiente, che fa esplicito riferimento alla L. 241/90 e al ricorso all'istituto della Conferenza di Servizi.

1.5 Considerazioni preliminari sulla compatibilità del progetto con le tutele vigenti _ Elenco autorizzazioni, pareri e atti di assenso necessari

Prima di entrare nel merito della descrizione dell'area di ubicazione e alla disamina del progetto e delle sue interazioni con il contesto programmatico e pianificatorio di riferimento, **è opportuno anticipare alcune considerazioni in merito alla coerenza localizzativa e alla compatibilità normativa della proposta, che come si vedrà risultano sostanzialmente confermate dalla verifica effettuata.**

In merito alle aree e siti non idonei per le FER, la Regione Puglia in recepimento del DM 10/09/2010 ha individuato le cosiddette aree non idonee alla realizzazione di impianti FER; a tal proposito è opportuno richiamare che:

Gli aerogeneratori non ricadono in aree inidonee così come individuate dalla Regione Puglia ai sensi dell'art. 17 del DM 09/2010 con il RR 24/2010 e le integrazioni introdotte dalle Linee Guida 4.4.1 Parte Seconda del PPTR in merito alla localizzazione degli impianti da fonti rinnovabili;

In particolare gli aerogeneratori non interessano:

- i siti inseriti nella lista del patrimonio mondiale dell'UNESCO;
- le aree ed i beni di notevole interesse culturale di cui alla Parte Seconda del D.Lgs. n. 42 del 2004, nonché gli immobili e le aree dichiarati di notevole interesse pubblico ai sensi dell'art. 136 dello stesso decreto legislativo;
- le zone all'interno di cono visuali la cui immagine è storicizzata e identifica i luoghi anche in termini di notorietà internazionale di attrattiva turistica;
- le zone situate in prossimità di parchi archeologici e nelle aree contermini ad emergenze di particolare interesse culturale, storico e/o religioso;
- le 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 ed equivalenti a livello regionale;
- le zone umide di importanza internazionale designate ai sensi della convenzione di Ramsar;
- le 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);
- le Important Bird Areas (I.B.A.);
- le aree non comprese in quelle di cui ai punti precedenti ma che svolgono funzioni determinanti per la conservazione della

biodiversità (fasce di rispetto o aree contigue delle aree naturali protette);

- le istituende aree naturali protette oggetto di proposta del Governo ovvero di disegno di legge regionale approvato dalla Giunta; aree di connessione e continuità ecologico-funzionale tra i vari sistemi naturali e seminaturali; aree di riproduzione, alimentazione e transito di specie faunistiche protette; aree in cui è accertata la presenza di specie animali e vegetali soggette a tutela dalle Convenzioni internazionali, specie rare, endemiche, vulnerabili, a rischio di estinzione;
- le 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) e/o di particolare pregio rispetto al contesto paesaggistico-culturale, in coerenza e per le finalità di cui all' art. 12, comma 7, del decreto legislativo n. 387 del 2003 anche con riferimento alle aree, se previste dalla programmazione regionale, caratterizzate da un'elevata capacità d'uso del suolo;
- le aree caratterizzate da situazioni di dissesto e/o rischio idrogeologico perimetrate nei Piani di Assetto Idrogeologico (P.A.I.) adottati dalle competenti Autorità di Bacino ai sensi del D.L. n. 180/1998 e s.m.i.; per completezza di informazione, per le specifiche interazioni delle opere accessorie e connesse all'impianto con le aree soggette a tutela dal PAI e per la verifica di compatibilità delle stesse con le norme vigenti, si rimanda al precedente paragrafo 3.4:
- zone individuate ai sensi dell'art. 142 del D.Lgs. n. 42 del 2004 valutando la sussistenza di particolari caratteristiche che le rendano incompatibili con la realizzazione degli impianti.

Per ciò che riguarda i Beni Paesaggistici e culturali oggetto di tutela del D.Lgs 42/2004 e del Piano Paesaggistico Territoriale Regionale della Puglia (PPTR) e per gli Ulteriori Contesti Paesaggistici individuati dal medesimo PTPR ai sensi dell'art. 143 del Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio, si considera quanto segue:

- L'impianto nel suo complesso non interessa aree dichiarate di notevole interesse pubblico ai sensi dell'art. 136 del Codice;
- Gli aerogeneratori e le relative piazzole di montaggio ed esercizio sono ubicati in aree che non interessano Beni Paesaggistici;
- Potenziali interferenze si rilevano esclusivamente per brevi tratti dell'elettrodotto interrato interno ed esterno di collegamento tra gli aerogeneratori e del parco eolico alla RTN; le interferenze, che saranno esplicitate di seguito nel Capitolo 4, sono nel complesso relative ad un solo Bene Paesaggistico (corso d'acqua) e Ulteriori Contesti Paesaggistici (formazioni arbustive e strade di interesse paesaggistico).

Le interferenze sopra citate saranno realizzate sempre in interrato lungo viabilità esistente o utilizzando la tecnica della Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC) che consente di bypassare le aree oggetto di tutela senza introdurre modifiche morfologiche o alterazioni dell'aspetto esteriore di luoghi.

Questa modalità e la condizione per cui gli attraversamenti avvengono lungo viabilità esistente, rende il progetto compatibile con le norme del PPTR (Piano Paesaggistico Territoriale della Regione Puglia)

In definitiva, il progetto risulta compatibile con le norme di tutela vigenti ed è localizzato in aree non ricomprese tra quelle considerate "inidonee" e individuate con RR n. 24/2010 della Regione Puglia in adempimento ai disposto del DM 09/2010.

Il RR 24/2010, consente le opere di allacciamento alla rete anche nelle aree cosiddette inidonee alla realizzazione di impianti.

Si riporta il contenuto dell'art. 4, comma 1 del Regolamento regionale n. 24/2010:

"Nelle aree e nei siti elencati nell'Allegato 3 non è consentita la localizzazione delle specifiche tipologie di impianti da fonti energetiche rinnovabili indicate per ciascuna area e sito.

La realizzazione delle sole opere di connessione relative ad impianti esterni alle aree e siti non idonei è consentita previa acquisizione degli eventuali pareri previsti per legge".

A tal riguardo, le norme del PPTR confermano che le opere di allacciamento alla rete sono consentite, laddove interrate e localizzate lungo viabilità esistente o se realizzate con TOC.

Come si dirà nei paragrafi e nelle schede di interferenza dedicate, le modalità di realizzazione rendono le opere interferenti compatibili con le istanze di tutela, non essendo infatti prevista alcuna alterazione morfologica e dell'aspetto esteriore dei luoghi, né interazioni con l'alveo fluviale e del regime idraulico.

Rispetto alle Ulteriori Aree individuate dal PTPR e alle componenti dei Sistemi di Paesaggio (Naturale, Agrario e Insediativo), gli aerogeneratori ricadono in areali per i quali le Norme Tecniche di Attuazione consentono l'ubicazione di impianto eolici di grande dimensione.

Nei tratti di cavidotto interrato lungo viabilità esistente già richiamati e interferenti con le aree di protezione dei corsi d'acqua e delle fasce ripariali, gli interventi, date le modalità realizzative sono compatibili con le Norme specifiche.

In relazione ad altri vincoli vigenti, si segnalano interferenze dell'elettrodotto interrato, relative al reticolo idrografico principale e secondario e con un'area ad Alta Pericolosità Idraulica identificata dal Piano Stralcio di Assetto Idrogeomorfologico dell'Adb Puglia.

Non si rilevano altre interferenze particolari del progetto con aree soggette a tutele e a vincoli specifici.

In relazione alle interferenze sopra richiamate, nell'ambito del Provvedimento Unico in materia Ambientale di cui all'art. 27 del Codice dell'Ambiente, saranno richiesti:

- L'Autorizzazione Paesaggistica ai sensi dell'Art. 146 el D.lgs 42/2004 da parte del MIBAC;
- I Pareri da parte delle strutture territorialmente competenti dei Piani Stralcio di Assetto Idrogeologico.

Il progetto rientra comunque tra gli interventi di grande impegno territoriale, così come definite al Punto 4 dell'Allegato Tecnico del DPCM 12/12/2005 (*opere di carattere areale del tipo Impianti per la produzione energetica, di termovalorizzazione, di stoccaggio*), per i quali va comunque verificata la compatibilità paesaggistica;

In merito alla compatibilità delle opere si evidenzia come la proposta progettuale sia stata sviluppata in modo da sostenere e valorizzare al massimo il rapporto tra le opere di progetto e il territorio, da limitare il più possibile i potenziali impatti ambientali e paesaggistici e da garantire pertanto la sostenibilità complessiva dell'intervento.

Gli aerogeneratori sono stati ubicati tenendo conto delle migliori condizioni anemologiche che favoriscono la maggiore efficienza produttiva e al tempo stesso seguendo tutte le indicazioni metodologiche e prescrittive del DM 30 settembre 2010 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili" e degli allegati "Criteri per il corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio degli impianti da fonti di energia rinnovabili".

In merito alle modalità realizzative, il progetto risulta compatibile con le norme di tutela paesaggistica di Beni Paesaggistici e Ulteriori Contesti Paesaggistici, in quanto come richiamato, le interferenze dirette sono limitate ad attraversamenti dell'elettrodotto interrato, nei tratti critici realizzati con l'utilizzo della TOC (Trivellazione Orizzontale Controllata) opere che non producono modifiche della morfologia e né dell'aspetto esteriore dei luoghi.

La compatibilità paesaggistica dell'intervento deriva sia dai criteri insediativi e compositivi adottati, e sia soprattutto in considerazione della temporaneità di alcune opere che saranno dismesse a fine cantiere, dei ripristini previsti a fine lavori e della reversibilità dell'impatto paesaggistico a seguito della totale dismissione delle opere che sarà eseguita alla fine della vita utile dell'impianto (stimata in 25 anni).

le interferenze dell'intervento risultano pertanto indirette e reversibili a medio termine e si riferiscono esclusivamente all'impatto potenziale di tipo percettivo rispetto a beni paesaggistici o ulteriori aree ubicate in aree contermini.

Di seguito si riportano alcuni stralci cartografici (con riferimento all'ubicazione dell'impianto) e alcune immagini dell'area di intervento.

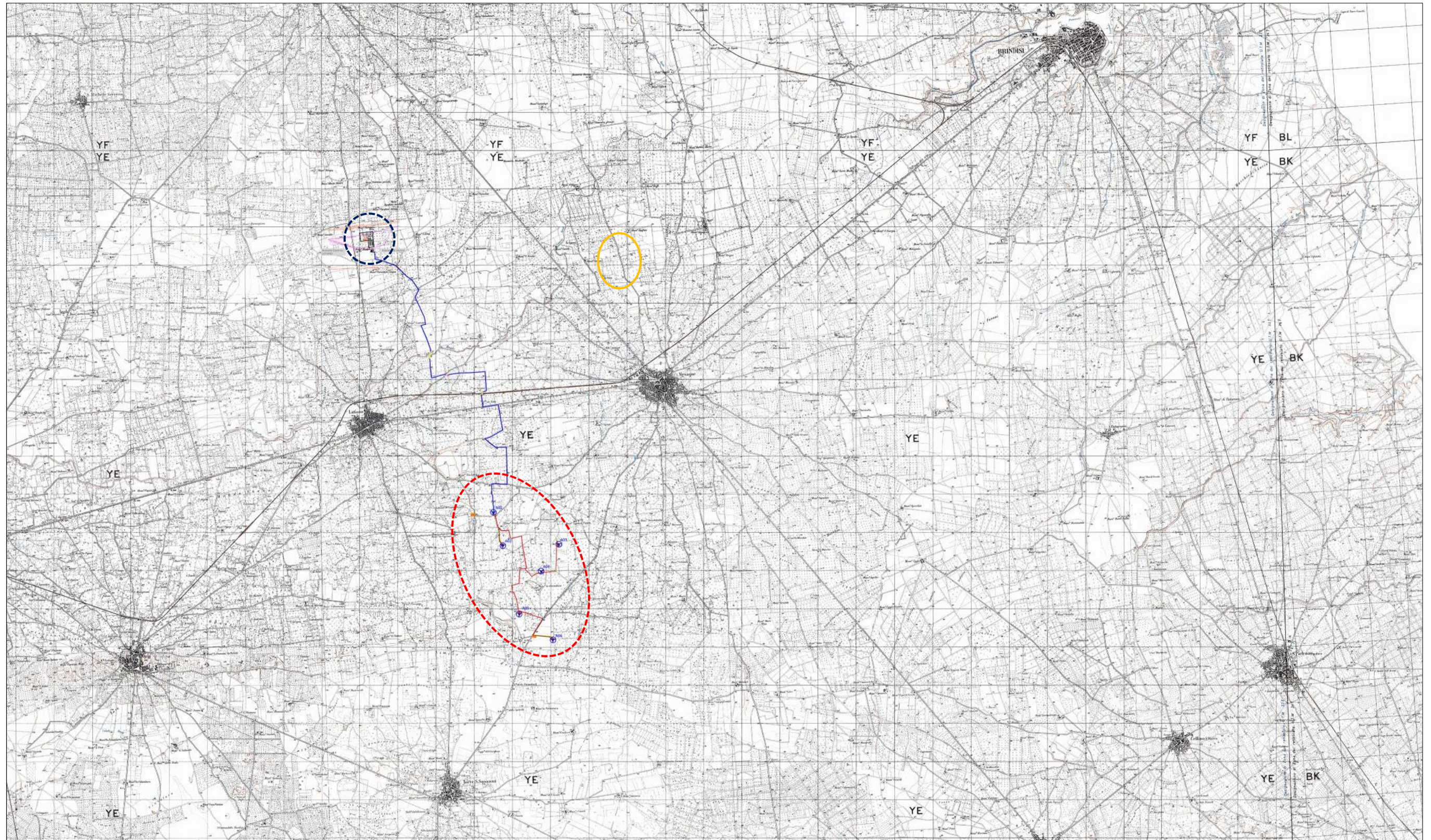


Figura 1.1 Corografia su base IGM 1:25000 con individuazione della centrale eolica (ellisse rossa), del tracciato del cavidotto interrato interno (in rosso) e esterno (in blu) di collegamento alla SE TERNA (cerchio blu) 380/150 kV "Latiano".

IMMAGINI DELL'AREA INTERESSATA DAL PROGETTO



Figura 1.2 Vista del Canale Galesano (o delle Torri) interno a un'area di notevole interesse pubblico



Figura 1.3 Vista della strada che collega la masseria Le Torri al Canale Galesano



Figura 1.4 San Pietro in Crepacore e Masseria Le Torri



Figura 1.5 Canale Galesano

IMMAGINI DELL'AREA INTERESSATA DAL PROGETTO



Figura 1.6 paesaggio dal Limitone dei Greci (SP 51 Oria-Cellino S. Marco) verso Torre Santa Susanna

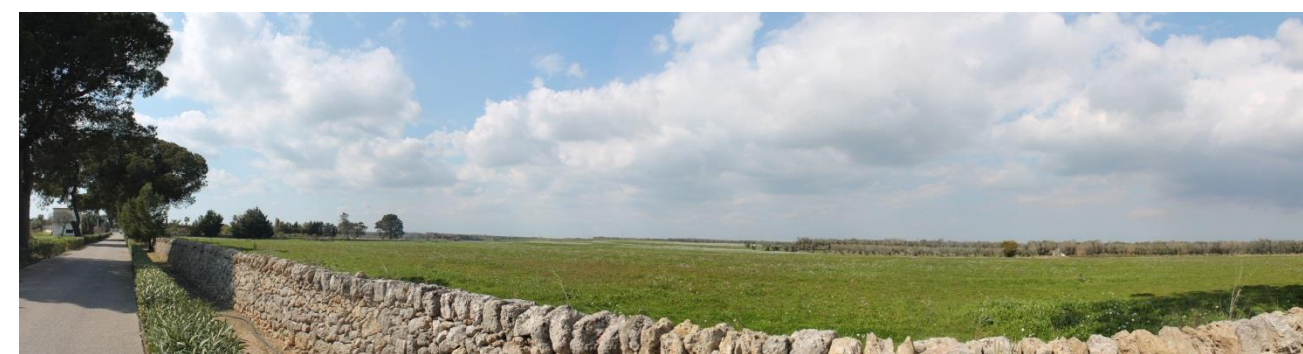


Figura 1.7 Area di progetto vista dall'ingresso della Masseria Le torri



Figura 1.8 Uliveti che si estendono in maniera pressoché costante il territorio e si dispongono lungo le strade



Figura 1.9 impianti fotovoltaici lungo la SP 51 "Limitone dei Greci", strada di interesse paesaggistico

2 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.

2.1 Ubicazione e caratteristiche generali dell'area di impianto.

Il Progetto ricade in Regione Puglia, provincia di Brindisi e le opere interessano i comuni di Latiano, Mesagne e Torre Santa Susanna.

Il parco aerogeneratori si dispone al limiti dei confini comunali dei comuni di Latiano, Mesagne e Torre Santa Susanna.

Catastalmente l'area si inquadra tra i fogli nn. 72 e 84 del comune di Mesagne e i fogli nn. 9, 13, 18 e 19 del comune di Torre Santa Susanna.

In particolare, rispetto alla localizzazione delle diverse opere:

- gli aerogeneratori A01 e A02 e relative opere civili e elettriche sono ubicati nell'estrema parte sud occidentale del confine di Mesagne;
- 4 aerogeneratori (A03, A04, A05 e A06 e relative opere civili ed elettriche), sono nell'estrema parte nord orientale del comune di Torre Santa Susanna;
- l'elettrodotta interrato esterno di collegamento tra il parco aerogeneratori e la Futura stazione terna "Latiano", di lunghezza complessiva pari a ca. 11 km, attraversa lungo strade esistenti per circa 6,1 km il comune di Mesagne e per la restante parte il comune di Latiano;
- la stazione utente e il gruppo di accumulo, ricadono a circa 3,7 km a nord del centro abitato di Latiano.
- La stazione di futura realizzazione a cui l'impianto si collega ricade immediatamente a nord della stazione di utenza e si dispone interamente in comune di Latiano e al confine con il comune di San Vito dei Normanni, da cui dista circa 5,5 km.
- Il Cavidotto interno di collegamento tra gli aerogeneratori, si dispone lungo viabilità esistente e di progetto, interessandole in allineamento per circa 6.54 km, di cui 2,2 km ricadenti in comune di Mesagne e 4,4 in comune di Torre santa Susanna.

Il parco aerogeneratori, ricade all'interno di un'ampia area prevalentemente coltivata a uliveti frammista a seminativi e vigneti, di forma vagamente trapezoidale e delimitata a nord dalla SP 73 (Latiano_Mesagne), a est dalla SP 69 (Mesagne _ Torre Santa Susanna) a sud dalla SP 51 (Oria _ Cellino San Marco) e a ovest dalla SP 70 (Latiano _ Torre Santa Susanna).

Gli aerogeneratori si attestano su un'area prevalentemente pianeggiante, ad un'altitudine media di circa 90 m slm, che digrada dolcemente in direzione sia verso il mare adriatico (a N, NE, E, SE) e sia verso il mare Jonio (S, SO); verso ovest viceversa morfologicamente il terreno si solleva dolcemente fino a raggiungere la murgia brindisina e tarantina.

Il territorio è solcato da paleo alvei morfologicamente poco incisi ed è contrassegnato dalle tipiche forme carsiche della zona (doline, lame, puli).

Di particolare interesse e molto prossima all'area di intervento, è la Località le Torri, nel comune di Torre S. Susanna, che presenta una natura carsica caratterizzata dal fenomeno delle "risorgive", acque che riemergono dal suolo attraverso fenditure calcaree dopo un lungo percorso sotterraneo.

La zona occupa un avvallamento naturale, posto a 1 km a Nord-Ovest della Chiesa di Crepacore e della Masseria Le Torri, ove si trova la palude da cui ha origine il Canale Langegna o di Galesano.

Questo si snoda in tre ampie curvature e talvolta si trasforma in un vero e proprio corso d'acqua; in passato doveva costituire un'importante fonte di approvvigionamento d'acqua per l'uomo e per gli animali che popolavano nel Medioevo la Foresta Oritana.

La parte a nord di Latiano, è attraversata dal Canale Reale che è uno dei rari corsi d'acqua e l'unico rilevante presenti nel Salento.

È lungo 48 chilometri; la sua sorgente è situata nel territorio del comune di Latiano ed è circondata da un Canneto.

Attraversa i comuni di Latiano – Oria – Francavilla – Latiano – San Vito dei Normanni – Carovigno dove raggiunge il mar Adriatico in località Iazzo San Giovanni, nei pressi della Riserva Naturale Statale Torre Guaceto.

Il primo tratto nel territorio di Latiano è alimentato da acque limpide la cui portata negli ultimi anni è aumentata ed è causa di allagamenti stagionali dovuti prevalentemente all'aumento dell'intensità delle piogge stagionali; il Canale proprio per la sua eccezionalità raccoglie le acque dei depuratori presenti lungo il percorso (Francavilla Fontana, Ceglie Messapico e la stessa Latiano) per cui risulta un corso d'acqua "perenne".

Fino alla fine del XIX secolo, è documentata la presenza di un'estesa foresta, la cosiddetta "Foresta Oritana" che prendeva il nome da Oria, che ha rivestito per secoli il ruolo di principale centro di potere dell'entroterra e principale presidio di governo e di organizzazione territoriale della zona (sulla costa adriatica ovviamente Brindisi e Otranto e sullo Jonio Taranto, erano i principali centri di controllo dell'organizzazione territoriale costiera).

Questa porzione di Salento, significativa dal punto di vista storico, oltre che naturalistico e paesaggistico, era, in origine, quasi tutta ricoperta da folta boscaglia, da macchie che si alternavano con vaste praterie, e comprendeva uno spazio molto esteso.

I confini della Foresta Oritana erano delimitati dalle città di Taranto, Martina Franca, Ceglie Messapica, Carovigno, Mesagne, S. Vito dei Normanni, Lecce, Nardò e Francavilla Fontana, e per secoli è stata caratterizzata da una forte antropizzazione, data dalle civiltà messapica, greca e romana e dalla costituzione, in epoca alto – medievale, di casali poi abbandonati nel XV secolo.

La Foresta Oritana, per la presenza di risorgive, per fertilità di suolo, ricchezze e varietà di produzioni naturali, è stata, sempre, una delle aree più popolate della Terra d'Otranto, come ricorda il prof. Cosimo De Giorgi quando scrive: "*Non vi è, forse, in tutta la Provincia di Lecce, un luogo dove si notano tante case rustiche, ville, cascine e fattorie sopra una superficie di 30 chilometri quadrati, quante se ne veggono nella Foresta Oritana, nella zona compresa tra Oria – Francavilla e Latiano*" (In La Provincia di Lecce, I, pg. 280).

Oggi le forme di naturalità residua sono molto ridotte, se si eccettuano alcuni lembi di bosco, di prati pascolo e di macchia mediterranea; l'aspetto vegetazionale si arricchisce procedendo verso la murgia brindisina e tarantina e verso la valle d'Itria.

Le principali aree boscate si riferiscono al Bosco di Lucci e al Bosco di Santa Teresa, entrambi SIC, che fanno parte di una Riserva Naturale Orientata Regionale; la distanza minima dagli aerogeneratori di progetto è pari a ca 8 km.

In area vasta si ritrova il SIC Bosco di Curtu Petrizzi da cui l'impianto dista circa 12,5 km.

Esistono anche molti uliveti secolari cespugliati e selvatici che hanno quasi assunto l'aspetto di una macchia molto fitta.

Purtroppo nella zona sono presenti anche le tracce dell'eradicamento di uliveti secolari e anche di più recente impianto, a causa del devastante effetto provocato dalla xilella.

In riferimento al PPTR, l'area interessata dall'intervento nell'ambito territoriale "La piana brindisina" e in particolare interessa la Figura territoriale "Campagna irrigua della piana brindisina", (§. allegato 5.9 del PPTR).

L'ambito confina a sud con l'ambito del "Tavoliere Salentino".

L'Ambito de "La piana brindisina" è costituita da un uniforme bassopiano irriguo in cui si alternano superfici a seminativo, vigneto, oliveto e colture orticole, caratterizzato da una intensa antropizzazione agricola; dal punto di vista idrografico, i corsi d'acqua della piana sono caratterizzati dalla regirmentazione a seguito di ricorrenti interventi di bonifica o sistemazione idraulica.

La porzione del "Tavoliere Salentino" in cui si estende il buffer dell'impianto nei 20 km di distanza presenta un paesaggio con morfologia pianeggiante caratterizzato da un mosaico variegato di vigneti, uliveti, seminativi e colture orticole, con presenza di zone a pascolo.

Tra i valori patrimoniali caratterizzanti la Piana Brindisina si deve segnalare la presenza di habitat comunitari e prioritari ai sensi della Direttiva Habitat 92/43/CEE e di specie di rilevanza conservazionistica; i boschi di Lucci e Santa Teresa ne costituiscono significativi relitti della originaria copertura boschiva dell'area e rivestono notevole interesse biogeografico in relazione alla diffusione della quercia da sughero.

Il paesaggio di queste aree è caratterizzato per buona parte da terreni con una ricca produzione agricola di qualità (vite e olivo) di cui permangono tracce delle colture tradizionali in alcuni palmenti e trappeti e la coltivazione della vite è organizzata in molti casi secondo le tecniche più tradizionali con impianti ad alberello e nel caso di impianti più moderni, testimonianza di importanti e recenti investimenti, da coltivazioni a spalliera.

L'oliveto presente si alterna con le aree coltivate a vigneto e quelle a seminativi; a completare lo scenario paesaggistico rurale, sono censibili un gran numero di masserie dai caratteri architettonici storicizzati e riconducibili a tecniche e morfologie proprie della Terra d'Otranto e che ancora oggi si configurano come il centro di aggregazione delle funzioni legate alla conduzione della grande proprietà fondiaria.

La zona è caratterizzata dalla presenza di centri urbani di medio piccole dimensioni e molto compatti, che si attestano a distanze reciproche difficilmente superiori ai 10/12 km e sono serviti da una fittissima viabilità di collegamento intercomunale.

Le distanze minime delle torri eoliche dai centri abitati ricadenti nell'ambito distanziale di 20 km da ciascun aerogeneratore sono:

Da Latiano, distanza minima 2,6 km;

Da Mesagne, distanza minima 3,6 km;

Da Torre Santa Susanna, distanza minima 3,8 km;

Da Erchie, distanza minima 6,3 km;

Da Oria, distanza minima 9 km;

Da Francavilla Fontana, distanza minima 12,7 km;

Da San Michele Salentino, distanza minima 14,5 km;

Da San Vito dei Normanni, distanza minima 13,2 km;

Da Brindisi, distanza minima 16 km;

Da San Pietro Vernotico, distanza minima 18,2 km;

Da Cellino San Marco, distanza minima 15,6 km;

Da San Donaci, distanza minima 13 km;

Da San Pancrazio Salentino, distanza minima 9,9 km;

Da Brindisi, distanza minima ca. 16 km.

L'agro rurale è disseminato di masserie ed è innervato da una fitta e ramificata rete di strade comunali e interpoderali.

Dal punto di vista insediativo, il territorio è molto ricco e presenta testimonianze archeologiche di notevole interesse.

La ricognizione dei beni nelle aree contermini mostra una notevole densità di beni paesaggistici e culturali che definisce un contesto paesaggistico in cui elementi di naturalità come i boschi, i corsi d'acqua e le caratteristiche geomorfologiche sono integrati con la stratificazione storica dell'insediamento umano.

Il passaggio tra i due ambiti territoriali del Salento brindisino e leccese è definito da un salto di quota determinato da un'increspatura morfologica corrispondente alla paleoduna estesa ad arco compresa da Oria a San Donaci, parallela e/o coincidente all'attuale SP 51_BR "Limitone e dei Greci"; il "limitone" è un'ipotetica linea di demarcazione su cui ancora si discute a livello storico e di localizzazione, segnata da un muro di pietre a secco – detto anche "Paritone" – o secondo alcuni da un fossato, che sin dal VII secolo dopo Cristo serviva a delimitare i territori dominati dai bizantini sulla fascia adriatica, per gli antichi romani il mar del nord, da quelli longobardi che si affacciavano sullo Jonio.

Il "Limitone dei Greci" si configura come un elemento di strutturazione dei paesaggi antichi, e in particolare di quelli di età romana, intorno al quale si concentrano significative evidenze archeologiche: tre dei vincoli archeologici di seguito indicati, le aree rischio archeologico censite dal PPTR per l'area in esame, nonché i numerosi siti archeologici noti da bibliografia ricadono lungo quest'asse.

L'arteria è dunque caratterizzata dalla frequentazione antropica, senza soluzione di continuità, sin dall'epoca messapica a cui è riferibile la fondazione della città di Oria come testimoniato già da Erodoto e Strabone e confermato dagli ingenti dati archeologici emersi negli ultimi anni tra i quali si rammentano quelli in Piazza Cattedrale (D.M. 12/06/1997), il Santuario di epoca messapica di Monte Papalucio (D.M. 15.10.1985 -Istituito ai sensi della L. 1089/ 1939).

Si richiamano, inoltre i paradigmatici insediamenti di Malvindi - Campofreddo (D.M. 20.07.1988) con l'attestazione di impianti termali riconducibili all'epoca romana di cui si conserva buona parte dell'elevato che meriterebbe essere indagato e maggiormente valorizzato; l'insediamento di San Pietro in Crepacore, prossimo all'area di impianto, l'insediamento rurale di età romana e tardo antica e chiesa di S. Miserino in loc. Masseria Monticello (D.M. 07.02.1998 - D.D.G. 12.10.2000) attualmente oggetto di un investimento e di alcuni lavori di messa in sicurezza e conservazione finanziati dal superiore Ministero; il Parco Archeologico di Muro Tenente (D.M. 06.08.1981) che da oltre un ventennio è al centro di ingenti investimenti e, sforzi scientifici anche internazionali e interventi di valorizzazione; e la vasta area, non ancora indagata, dell'insediamento di Muro Maurizio - Masseria Muro (D.M. 28.05.1991).

2.2 Principali caratteristiche dell'impianto.

Come premesso nell'introduzione del capitolo 1, l'impianto di produzione di energia da fonte eolica è costituito da 6 (sei) aerogeneratori della potenza di 6 MW ciascuno, per una potenza di 36 MW, comprensivo di un sistema di accumulo con batterie agli ioni di litio di potenza pari a 12,5 MW, per una potenza complessiva di 48,5 MW,

Gli aerogeneratori scelti per l'impianto sono del tipo Vestas V150, e presentano le seguenti caratteristiche dimensionali:

- Diametro pale : 150 m
- Raggio pale : 75 m
- Altezza al mozzo : 125 m
- Altezza complessiva : 200 m

Gli aerogeneratori sono collegati tra di loro mediante un cavidotto in media tensione interrato (detto "cavidotto interno") che collega l'impianto alla cabina di raccolta di progetto prevista nei pressi dell'aerogeneratore denominato A01.

Dalla cabina di raccolta è prevista la posa di un cavidotto interrato (detto "cavidotto esterno") per il collegamento dell'impianto alla sottostazione di trasformazione 30/150 kV di progetto (in breve SE di utenza), prevista in agro di Latiano, e consegna in antenna a 150 kV sulla sezione 150 kV della futura Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) della RTN 380/150 kV da inserire in entra-esce alla linea 380 kV "Brindisi – Taranto N2".

Il cavidotto esterno segue per la quasi totalità strade esistenti.

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 due aree logistiche 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).

La stazione di futura realizzazione a cui l'impianto si collega ricade immediatamente a nord della stazione di utenza e si dispone interamente in comune di Latiano e al confine con il comune di San Vito dei Normanni, da cui dista circa 5,5 km.

Il Cavidotto interno di collegamento tra gli aerogeneratori, si dispone lungo viabilità esistente e di progetto, interessandole in allineamento per circa 6,54 km, di cui 2,2 km ricadenti in comune di Mesagne e 4,4 in comune di Torre Santa Susanna.

Il cavidotto esterno si allineerà lungi viabilità esistente per una lunghezza pari a circa 11 km di cui 6,1 in comune di Mesagne e 5,3 km in comune di Latiano.

Le piazzole di montaggio occuperanno ciascuna una superficie pari a 2,500 mq ciascuna, le aree di stoccaggio pale e componenti circa 1100 mq ciascuna, le aree necessarie per il montaggio gru circa 950 mq ciascuna, mentre le aree di servizio del cantiere avranno una superficie pari a 7600 mq e 4650 mq, posizionate rispettivamente a nord e sud dell'impianto.

A fine cantiere rimarranno le sole aree di montaggio, per una superficie complessiva pari a 15000 mq, mentre l'area complessiva necessaria per piazzole di stoccaggio, aree cantiere e bracci gru, di superficie complessiva pari a 25500 mq, saranno interamente smantellate e sarà ripristinato lo stato ante operam.

Analogamente saranno smantellati e ripristinati i circa 2500 mq relativi agli allargamenti temporanei necessari per alcuni raccordi della viabilità necessari per il transito dei mezzi di cantiere.

Per quanto riguarda la viabilità, saranno adeguati circa 3,5 km di strade esistenti e realizzati circa 2,2 km di nuova viabilità suddivisa in 6 bracci distinti, necessari per il raggiungimento delle piazzole degli aerogeneratori.

Considerando dunque i ripristini e la larghezza stradale pari a 5 m comprese banchine, in esercizio la superficie di nuovo suolo occupato sarà complessivamente pari a circa 2,6 ha distinta in 6 ambiti corrispondenti ai singoli aerogeneratori e opere di servizio.

In sintesi, il progetto prevede la realizzazione/installazione di:

- 6 aerogeneratori;
- 6 cabine di trasformazione poste all'interno della torre di ogni aerogeneratore;
- Opere di fondazione degli aerogeneratori ;
- 6 piazzole di montaggio di circa 2500 mq ciascuna;
- 6 piazzole temporanee di stoccaggio di circa 1100 mq ciascuna;
- Opere temporanee per il montaggio del braccio gru di superficie pari a circa 950 mq ciascuna;
- N.2 aree temporanee di cantiere e manovra rispettivamente di 7600 e 4650 mq;
- Nuova viabilità per una lunghezza complessiva di circa 2,2 km;
- Viabilità esistente da adeguare per una lunghezza complessiva di 3,5km;
- Allargamenti temporanei per circa 2500 mq di superficie complessiva;
- Una cabina di raccolta dell'energia prodotta da realizzare in prossimità dell'aerogeneratore A01;

- Un cavidotto interrato interno, interrato lungo viabilità esistente o di progetto, in media tensione per il trasferimento dell'energia prodotta dagli aerogeneratori alla cabina di raccolta, di lunghezza complessiva pari 6,54 km (lunghezza scavo lungo viabilità);
- Un cavidotto interrato esterno in media tensione per il trasferimento dell'energia prodotta dai gruppi di aerogeneratori alla stazione di trasformazione di utenza 30/150 kV (lunghezza scavo 11,05 km di cui circa 6,1 km in comune di Mesagne e 5,3 km in comune di Latiano);
- Una stazione elettrica di trasformazione 30/150 kV da realizzarsi nel comune di Latiano";
- 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 12,5 MW con soluzione containerizzata, composto sostanzialmente da:

- a) 8 Container metallici Batterie HC ISO con relativi sistemi di comande controllo;
- b) 4 Container metallici PCS HC ISO per le unità inverter completi di quadri servizi ausiliari e relativi pannelli di controllo e trasformazione BT/MT.

In sintesi, le aree occupate per la realizzazione del progetto sono:

- N° 6 Piazzole di montaggio per un totale di 15.000 mq complessivi;
- N° 6 piazzole di stoccaggio pari a complessivi 6600 mq;
- n° 2 aree per la logistica di cantiere, di superficie complessiva pari a 12.350 mq;
- circa 11000 mq di nuova viabilità, considerando una larghezza di 5 m per circa 2,2 km di lunghezza;
- l'area della stazione di Utenza occuperà una superficie pari a circa 5.500 mq compresi marciapiede esterni;
- In corrispondenza di ciascun aerogeneratore, saranno realizzati scavi per pali e plinti di fondazione pari a circa 2000 mc, occupando un'area di circa 500 mq per Aerogeneratore;
- A fine lavori, tra piazzole di montaggio e stazione utente, saranno occupati circa 20000 mq (2 ha) mentre saranno smantellati e ripristinati circa 25500 mq corrispondenti a piazzole di stoccaggio, bracci gru, aree di cantiere e allargamenti temporanei.

A fine cantiere, al netto della viabilità, si procederà al ripristino alle condizioni ante operam di oltre il 50% delle superfici occupate durante i lavori.

3 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.

Si partirà in questo capitolo dalla programmazione specifica dell'**ambito** in cui si inquadra il progetto – **Clima e Energia da Fonti Rinnovabili** _ descrivendo le relazioni e i rapporti di coerenza esistenti con gli atti di programmazione e pianificazione vigenti derivanti dalle Fonti di rango primario (con particolare riferimento ai trattati internazionali e alle Leggi dell'Unione Europea aventi carattere vincolante, nella specie di Direttive e Regolamenti, e ai recepimenti dello Stato Italiano).

A seguire, nel Capitolo 4 saranno presi in considerazione le previsioni e gli obiettivi degli strumenti Primari di governo del territorio _ urbanistici, paesistici, territoriali e di settore vigenti _ (Pianificazione Ordinaria Generale e Ordinaria Separata), anche in merito ai limiti imposti alla trasformazione del territorio e alla regolamentazione specifica degli interventi ammissibili;

3.1 Ambito Tematico del progetto _ Strategie e accordi internazionali per l'energia e il clima

3.1.1 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.

Recentemente è stato siglato 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.

3.1.2 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).

3.1.3 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 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.

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.

3.2 Ambito Tematico del progetto _ 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 nel contempo 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.**

3.2.1 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.

3.2.2 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 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.

3.2.3 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.

3.2.4 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 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.

3.2.5 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.

3.2.6 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.**

E' 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 contingentati 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.

3.2.7 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** durante la riunione del Consiglio europeo del dicembre 2019, in occasione della quale hanno approvato l'obiettivo della **neutralità climatica entro il**

Nel dicembre 2020 il Consiglio europeo ha approvato un nuovo **obiettivo UE vincolante** di riduzione interna netta delle emissioni di gas a effetto serra di **almeno il 55% entro il 2030** rispetto ai livelli del 1990.

Si tratta di un aumento di 15 punti percentuali rispetto all'obiettivo per il 2030 che era stato concordato nel 2014.

I leader dell'UE hanno invitato il Consiglio e il Parlamento a tenere conto di questo nuovo obiettivo nella proposta di **legge europea sul clima** e ad adottare quest'ultima rapidamente.

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, la punto 2.1.2 della strategia, vengono delineate le principali linee programmatiche.

2.1.2. Garantire l'approvvigionamento di energia pulita, economica e sicura

Un'ulteriore decarbonizzazione del sistema energetico è fondamentale per conseguire gli obiettivi 2030 e 2050 in materia di clima.

La produzione e l'uso dell'energia nei diversi settori economici rappresentano oltre il 75 % delle emissioni di gas a effetto serra dell'UE.

La priorità deve essere data all'efficienza energetica.

Occorre sviluppare un settore dell'energia basato in larga misura su fonti rinnovabili, con la contestuale rapida eliminazione del carbone e la decarbonizzazione del gas.

Nel contempo, l'approvvigionamento energetico dell'UE deve essere sicuro e a prezzi accessibili per i consumatori e le imprese.

A tal fine è essenziale garantire che il mercato europeo dell'energia sia pienamente integrato, interconnesso e digitalizzato, nel rispetto della neutralità tecnologica.

Gli Stati membri avevano l'obbligo di redigere e presentare i rispettivi piani nazionali per l'energia e il clima entro la fine del 2019.

In linea con il regolamento sulla governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima, i piani in questione dovrebbero prevedere contributi nazionali ambiziosi al conseguimento degli obiettivi dell'UE.

La Commissione, come premesso, a ottobre 2020 ha reso note le valutazioni sui 27 PNIEC pervenuti.

Bene le rinnovabili e le emissioni, meno bene l'efficienza.

E' quanto emerge dalla valutazione dei Piani nazionali per l'energia e il clima degli Stati membri Ue, che considerando le misure esistenti e programmate raggiungeranno al 2030 nel loro insieme una quota Fer compresa tra il 33,1 e il 33,7%, rispetto al target al momento fissato nel 32%.

Le analisi preliminari di Eurostat indicano peraltro che al 2020 l'obiettivo della Ue per le rinnovabili (20%) sarà superato di almeno 2,5 punti percentuali.

Quanto alle emissioni di gas-serra, la valutazione dei PNIEC - contenuta in una comunicazione - mostra alla fine del decennio una riduzione del 41% rispetto al 1990, contro un target del 40%.

Il punto dolente è però l'efficienza energetica, che a fronte di un obiettivo di riduzione dei consumi del 32,5% al 2030 non supererà il 29,7% per l'energia primaria e il 29,4% per quella finale, con scostamenti del, rispettivamente, 2,8 e 3,1%.

Per colmare il divario, annuncia Bruxelles, saranno adottate nuove misure, in particolare la Renovation Wave per l'edilizia e il riesame e l'eventuale revisione della stessa direttiva sull'efficienza.

Ciò contribuirà al processo per rendere più ambiziosi gli obiettivi 2030 in materia di clima, in relazione al quale entro il giugno 2021 la Commissione riesaminerà e, se necessario, proporrà di rivedere la pertinente normativa in materia di energia.

L'aggiornamento dei piani nazionali per l'energia e il clima da parte degli Stati membri, il cui avvio è previsto nel 2023, dovrebbe tener conto dei nuovi obiettivi in materia di clima.

La Commissione continuerà ad assicurare che tutta la legislazione pertinente sia applicata rigorosamente.

La transizione verso l'energia pulita dovrebbe coinvolgere i consumatori e andare a loro beneficio.

Le fonti di energia rinnovabili avranno un ruolo essenziale, come pure l'aumento della produzione eolica offshore, grazie alla cooperazione regionale tra gli Stati membri.

L'integrazione intelligente delle energie rinnovabili, l'efficienza energetica e altre soluzioni sostenibili in tutti i settori contribuiranno a conseguire la decarbonizzazione al minor costo possibile.

La rapida diminuzione del costo delle energie rinnovabili, unita a una migliore definizione delle politiche di sostegno, ha già ridotto l'impatto delle energie rinnovabili sulle bollette energetiche delle famiglie.

Entro la metà del 2020 la Commissione presenterà misure atte a favorire l'integrazione intelligente.

Contestualmente sarà facilitata la decarbonizzazione del settore del gas, anche migliorando il sostegno allo sviluppo di gas decarbonizzati grazie a una progettazione lungimirante di un mercato competitivo del

gas decarbonizzato e a misure per affrontare il problema delle emissioni di metano connesse all'energia.

È necessario affrontare il rischio della povertà energetica per le famiglie che non possono permettersi i servizi energetici fondamentali in modo da garantire un tenore di vita dignitoso.

Programmi efficaci, quali i regimi di finanziamento alle famiglie per la ristrutturazione delle abitazioni, possono ridurre le bollette energetiche tutelando l'ambiente.

Nel 2020 la Commissione pubblicherà orientamenti per aiutare gli Stati membri ad affrontare il problema della povertà energetica.

La transizione verso la neutralità climatica richiede inoltre infrastrutture intelligenti.

Una maggiore cooperazione transfrontaliera e regionale contribuirà a conseguire i benefici della transizione verso l'energia pulita a prezzi accessibili.

Dovrà essere riesaminato il quadro normativo per le infrastrutture energetiche, compreso il regolamento TEN-E12, per assicurare la coerenza con l'obiettivo della neutralità climatica.

Il quadro rivisto dovrà promuovere la diffusione delle tecnologie e infrastrutture innovative, quali le reti intelligenti, le reti a idrogeno o la cattura, lo stoccaggio e l'utilizzo del carbonio e lo stoccaggio di energia, consentendo inoltre un'integrazione settoriale.

Alcune infrastrutture e risorse esistenti dovranno essere ammodernate per rimanere idonee allo scopo e resilienti ai cambiamenti climatici.

3.2.8 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.

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

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.

3.3 Ambito Tematico del progetto _ 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 (per un totale di circa 50.000 GWh), la tipologia delle strutture e delle reti di trasporto sono quelli principali.

Sul fronte delle fonti energetiche rinnovabili, soltanto nella seconda metà del trascorso decennio, 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 dovranno essere ridotte 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).

	1990 TOTALE (Mt CO ₂ eq)	2005 TOTALE (Mt CO ₂ eq)	2012 TARGET % anno base 1990	2012 TARGET (Mt CO ₂ eq)	2020 TARGET % anno base 1990	2020 TARGET (Mt CO ₂ eq)
Francia	562	569	0	562,3	-14,9	448
Germania	1231	1022	-21	972,9	-31,6	842
Regno Unito	775	692	-12,5	678	-27	565
Italia	519	588	-6,5	485	-5,1	492
UE 15	4269	4310	-8,1	3925	-16,1	3581
UE 27	5800	5299	-8,1	5340	-21,9	4527

Tabella 3.1 - Target 2012 e 2020 in migliaia di tonnellate di CO2 equivalente

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 17,5%.

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.

3.3.1 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.

3.3.2 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.

3.3.3 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 commisurate 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).

3.3.4 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.

3.3.5 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 Puglia, a fronte di un valore iniziale di riferimento pari al 3%, il decreto prevedeva di raggiungere nel 2020 l’obiettivo del 14,2% di energia prodotta con fonti rinnovabili.

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

Tabella 3.2 - Obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili Fonte: D.M. 15/3/2012, Tabella A

3.3.6 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.

Nel corso del 2019, inoltre, è stata svolta un’ampia consultazione pubblica ed è stata eseguita la Valutazione ambientale strategica del Piano.

A novembre 2019, il Governo ha illustrato le linee generali del Piano alla Commissione attività produttive della Camera dei Deputati.

Infine, il Piano è stato oggetto di proficuo confronto con le Regioni e le Associazioni degli Enti Locali, le quali, il 18 dicembre 2019, hanno infine espresso un parere positivo a seguito del recepimento di diversi e significativi suggerimenti.

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%.

E’ 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 – con la diffusione di misure di riqualificazione energetica e l’installazione di pompe di calore, alimentate da energia rinnovabile – (previsti – 5,7 Mtep nel 2030 rispetto allo scenario attuale) e nel campo dei trasporti, tramite politiche di incremento della mobilità collettiva e della cosiddetta “smart mobility” (ad esempio, entro il 2022 almeno il 30% dei nuovi veicoli acquistati dalle pubbliche amministrazioni, autobus compresi, devono essere, a scelta, elettrici, ibridi, a metano o a idrogeno), oltre che del trasporto su ferro invece che su gomma.

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 15,69 GW al 2025 e di 18,4 GW 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

Tabella 3.3 - Definizione degli obiettivi del PNIEC al 2030

Ai fini dei meccanismi incentivanti, verranno stabiliti strumenti ad hoc per le tecnologie ancora lontane dalla competitività economica nel contesto italiano ovvero con significativo potenziale di innovazione, e saranno attivate procedure calibrate sulle relative specificità.

L'utilizzo di strumenti tariffari sarà valutato considerando lo stato di sviluppo, la capacità di riduzione dei costi, il potenziale sfruttabile, il possibile contributo al raggiungimento del target, la compatibilità con il contenimento dei costi in bolletta, il miglioramento delle prestazioni ambientali e la concomitanza di altri obiettivi.

In alternativa, e sempreché il potenziale sfruttabile sia interessante, saranno valutati strumenti quali il contributo all'investimento, anche ricorrendo a specifici fondi europei, compresi quelli per la ricerca e l'innovazione.

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 dalla 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.

Sulla bontà dei rilievi sull'accoglimento o meno delle raccomandazioni europee, invece, non resta che monitorare la graduale implementazione delle misure contemplate nel Piano.

3.3.7 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 siano 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.

Ma nei documenti di lavoro preliminari della Commissione si fa riferimento all'Ilva di Taranto e al **bacino carbonifero del Sulcis**, in Sardegna.

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**.

Nel discorso sullo Stato dell'Unione del 16 settembre, la presidente della Commissione europea Ursula von der Leyen si è dimostrata molto motivata in merito.

➤ 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.

L'ha annunciato la stessa Von Der Leyen a settembre, specificando anche i "progetti faro" su cui focalizzare gli investimenti:

energie pulite, idrogeno, ristrutturazioni edilizie e punti di ricarica per veicoli elettrici.

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, che traccia gli obiettivi, le riforme e gli investimenti che l'Italia vuole realizzare con i fondi europei di **Next Generation EU**, può contare secondo l'ultima versione messa a punto dal Governo precedente e dall'attuale Governo Draghi, su un budget complessivo pari a 223,9 miliardi di euro.

Il PNRR è in fase di revisione.

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

- digitalizzazione, innovazione, competitività e cultura (46,1 miliardi),
- **rivoluzione verde e transizione ecologica (68,9 miliardi)**,
- infrastrutture per una mobilità sostenibile (31,9 miliardi),
- istruzione e ricerca (28,4 miliardi),
- inclusione e sociale (27,6 miliardi),
- salute (19,7 miliardi).

Queste missioni a loro volta raggruppano **16 componenti** funzionali per realizzare gli obiettivi economico-sociali definiti nella strategia del Governo.

Le componenti si articolano in **48 linee di intervento** per progetti omogenei e coerenti.

I singoli progetti di investimento sono stati selezionati secondo criteri volti a concentrare gli interventi su quelli trasformativi, a maggiore impatto sull'economia e sul lavoro.

Per ogni missione, inoltre, sono indicate le riforme necessarie a una più efficace realizzazione, collegate all'attuazione di una o più componenti.

Gli investimenti previsti dalle sei missioni saranno accompagnati da **politiche di supporto**, ad esempio sul fronte della pubblica amministrazione, del sostegno alla ricerca, del mercato del lavoro, e da riforme, dal fisco alla giustizia.

Dunque ammontano a 68,9 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 6,3 miliardi,
- **transizione energetica** e mobilità locale sostenibile, che potrà contare su 18,2 miliardi,
- efficienza energetica e riqualificazione degli edifici, con 29,3 miliardi,
- tutela e valorizzazione del territorio e della risorsa idrica, con una dotazione di 15 miliardi.

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

Oltre ai **196,5 miliardi tra grants e loans** previsti per l'Italia dal Recovery and Resilience Facility, che il Governo ha deciso di utilizzare integralmente, un ulteriore apporto finanziario è fornito, sempre nell'ambito di **Next Generation EU (NGEU)**, dai 13,5 miliardi di React-EU e dai 1,2 miliardi del Just Transition Fund.

Dei fondi assegnati all'Italia per il **Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza**, una quota pari a 65,5 miliardi di euro arriverà in forma di **sussidi** e 127,6 miliardi di prestiti, ovvero complessivi 193,1 miliardi (a valori 2018), che il Governo ha inteso utilizzare appieno.

Con le revisioni delle previsioni macroeconomiche della Commissione e il cambiamento dell'anno base per il calcolo degli importi, le risorse disponibili per l'Italia sono salite a 196,5 miliardi (a valori correnti 2019) e su questa cifra si basa ora la programmazione del Piano.

In base a quanto stabilito dalla Commissione europea, con la pubblicazione del documento sui pilastri del Next Generation EU, condiviso insieme alle nuove linee guida per accedere ai finanziamenti dello Strumento per la ripresa e la resilienza, il 70% di questi **grants** dovrà essere impegnato tra il 2021 e il 2022, mentre il restante 30%, dovrà essere speso nel 2023.

La versione definitiva del PNRR, rispetto alle versioni preliminari, ha cercato di conciliare due esigenze opposte: allargare la fetta della torta per gli **investimenti pubblici**, portandola al 70%, riducendo

ulteriormente quella dedicata ai sussidi, ma senza sfondare le linee di deficit e debito scritte nei tendenziali di finanza pubblica.

Con l'inserimento dei fondi per il Sud a valere sul **Fondo Sviluppo e Coesione (FSC)**, il **PNRR** arriva a quota **223,9 miliardi di euro** e le risorse complessivamente allocate nelle sei missioni del PNRR sono pari a circa 210 miliardi.

Di questi 144,2 miliardi finanziano "nuovi progetti", mentre i restanti 65,7 miliardi sono destinati a "progetti in essere" che riceveranno, grazie alla loro collocazione all'interno del PNRR, una significativa accelerazione dei profili temporali di realizzazione e quindi di spesa.

Per accedere alle risorse del **Recovery Fund**, gli Stati membri devono presentare le proposte di **Piani nazionali di ripresa e resilienza** strutturate coerentemente con gli obiettivi del Green Deal e con le raccomandazioni specifiche per ogni Paese espresse nel processo del Semestre europeo.

Il termine ultimo per la presentazione dei PNRR a Bruxelles è fissato al 30 aprile 2021.

3.3.8 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..

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,

L'ultimo decreto emanato, 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.

Il DM 4 luglio 2019

Il nuovo decreto 4 luglio 2019 riguardante gli incentivi alle fonti rinnovabili per il triennio 2019-2021 (il "Nuovo DM FER") è stato approvato dai Ministeri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente, è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 186 del 9 agosto 2019 ed è entrato in vigore il 10 agosto 2019.

L'obiettivo della norma è sostenere la produzione di energia da fonti rinnovabili per il raggiungimento dei target europei al 2030 definiti nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), attraverso la definizione di incentivi e procedure indirizzate a promuovere l'efficacia, l'efficienza e la sostenibilità, sia in termini ambientali che economici, del settore.

Il provvedimento, in particolare, incentiva la diffusione di impianti fotovoltaici, eolici, idroelettrici e a gas di depurazione.

La disciplina contenuta nel Nuovo DM FER è in gran parte simile a quella prevista nel DM 2016.

L'accesso agli incentivi potrà avvenire unicamente mediante iscrizione ai registri e partecipazione alle procedure competitive d'asta e diversamente da quanto previsto nel DM 2016, il Nuovo DM FER elimina 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.

Tali categorie sono (A) eolico e fotovoltaico, (A-2) solo per i registri, impianti fotovoltaici i cui moduli sono installati in sostituzione di eternit, e (B) idroelettrico e impianti alimentati a gas.

Ad esse si affianca poi la terza categoria degli impianti oggetto di rifacimento; anche in questo caso la scelta è orientata dalla possibilità di far competere diverse categorie di impianti con analoghe potenzialità di riduzione dei costi.

Sono previsti sette round di registri e aste, vale a dire uno ogni 4 mesi a partire dal primo a settembre 2019 e terminando con l'ultimo a settembre 2021

Viene infine introdotta la possibilità di partecipare alle aste ed ai registri anche agli aggregati costituiti da più impianti appartenenti al medesimo gruppo e che abbiano nel caso dei registri una potenza unitaria

superiore a 20 kW e una potenza aggregata complessiva non superiore a 1 MW, e per le aste una capacità unitaria tra i 20 kW e i 500 kW e una potenza aggregata complessiva non superiore a 1 MW.

Sia per le aste che per i registri è stato introdotto, tra i criteri di priorità, l'antioriorità 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.

Per quanto riguarda le tariffe, è confermato che gli impianti che entreranno in operazione entro 1 anno dall'entrata in vigore del Nuovo DM FER, beneficeranno dalle tariffe più alte previste dal DM 2016.

3.3.9 Rapporto di coerenza della proposta in progetto

In relazione alla tipologia di generazione, il progetto risulta perfettamente coerente con le strategie e la pianificazione nazionale e in particolare risulta in linea con gli obiettivi dichiarati nella SEN 2017 e nel PNIEC 2019.

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.

3.4 Ambito Tematico del progetto _ Strategie e strumenti di programmazione energetica della Regione Puglia

La Regione Puglia, in adesione alle strategie nazionali sopra richiamate e in forza della L. 10/1991 e della riforma al Titolo V della Costituzione (Legge Bassanini), attua la sua politica energetica attraverso il Piano Energetico Ambientale Regionale.

Il PEAR, approvato nel 2007 è tuttora vigente ma ha integrato numerose modifiche e come si dirà è stato adottato ed è in corso di approvazione un nuovo Piano Energetico Ambientale Regionale.

Di seguito si richiamano gli aspetti fondamentali del PEAR vigente e del nuovo PEAR in fase di redazione, soprattutto per ciò che riguarda **gli scenari obiettivo** al 2050.

3.4.1 Il Piano Energetico Ambientale Regionale della Puglia

La Regione Puglia è dotata di uno strumento programmatico, il Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR), adottato con Delibera di G.R. n.827 del 08-06-07, che contiene indirizzi e obiettivi strategici in campo energetico in un orizzonte temporale di dieci anni.

Il PEAR concorre pertanto a costituire il quadro di riferimento per i soggetti pubblici e privati che, in tale campo, hanno assunto ed assumono iniziative nel territorio della Regione Puglia.

Il Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) è lo strumento di pianificazione strategica con cui la Regione Puglia programma ed

indirizza gli interventi in campo energetico sul territorio regionale. In linea generale, la pianificazione energetica regionale persegue finalità atte a contemperare le esigenze di sviluppo economico e sociale con quelle di tutela dell'ambiente e del paesaggio e di conservazione delle risorse naturali e culturali.

Sul fronte della domanda di energia, il Piano si concentra sulle esigenze correlate alle utenze dei diversi settori: il residenziale, il terziario, l'industria e i trasporti.

In particolare, rivestono grande importanza le iniziative da intraprendere per definire misure e azioni necessarie a conseguire il miglioramento della prestazione energetico- ambientale degli insediamenti urbanistici, nonché di misure e azioni utili a favorire il risparmio energetico.

Sul fronte dell'offerta, l'obiettivo del Piano è quello di costruire un mix energetico differenziato per la produzione di energia elettrica attraverso il ridimensionamento dell'impiego del carbone e l'incremento nell'utilizzo del gas naturale e delle fonti rinnovabili, atto a garantire la salvaguardia ambientale mediante la riduzione degli impatti correlati alla produzione stessa di energia. Attraverso il processo di pianificazione delineato è possibile ritenere che il contributo delle fonti rinnovabili potrà coprire gran parte dei consumi dell'intero settore civile.

Prima ancora della scadenza del periodo di efficacia del PEAR approvato nel 2007, la Regione ha avviato un articolato e spesso contraddittorio processo di revisione, che è ancora in corso e rispetto al quale vi sono stati diversi atti deliberativi.

Con Deliberazione della Giunta Regionale **28 marzo 2012, n. 602** sono state individuate le modalità operate per l'aggiornamento del Piano Energetico Ambientale Regionale affidando le attività ad una struttura tecnica costituita dai servizi Ecologia, Assetto del Territorio, Energia, Reti ed Infrastrutture materiali per lo sviluppo e Agricoltura.

Con medesima DGR la Giunta Regionale, in qualità di autorità procedente, ha demandato all'Assessorato alla Qualità dell'Ambiente, Servizio Ecologia – Autorità Ambientale, il coordinamento dei lavori per la redazione del documento di aggiornamento del PEAR e del Rapporto Ambientale finalizzato alla Valutazione Ambientale Strategica.

La revisione del PEAR è stata disposta anche dalla Legge Regionale n. 25 del 24 settembre 2012 che ha disciplinato agli artt. 2 e 3 le modalità per l'adeguamento e l'aggiornamento del Piano e ne ha previsto l'adozione da parte della Giunta Regionale e la successiva approvazione da parte del Consiglio Regionale.

La DGR n. 1181 del 27.05.2015 ha disposto l'adozione del documento di aggiornamento del Piano nonché avviato le consultazioni della procedura di Valutazione Ambientale Strategica (VAS), ai sensi dell'art. 14 del DLgs 152/2006 e ss.mm.ii.

In relazione all'aggiornamento del PEAR proposto nel 2015 con la citata DGR 1181, come si evince dalla Relazione che accompagna la proposta di aggiornamento:

*"...l'aggiornamento del vigente PEAR è riferito specificatamente alle fonti energetiche rinnovabili (FER) ed alle **strategie per garantire il raggiungimento degli obiettivi regionali del Burden Sharing, di cui al DM 15/3/2012**".*

Per definire gli obiettivi del nuovo PEAR si parte dal presupposto che la Puglia ha contribuito in maniera massiccia alla produzione nazionale di energia da FER a fronte di una percentuale di consumo interno più bassa di quella prodotta.

In particolare per ciò che riguarda l'eolico:

"... ammonta a 4,3 TWh la produzione di energia da fonte eolica in Puglia nel 2015, pari al 28,3% dell'intera produzione italiana da questa fonte rinnovabile, grazie a una potenza installata di 2.311 MW che rende il tacco d'Italia la prima regione in termini di eolico installato e consente di coprire i consumi elettrici di circa 1,6 milioni di famiglie, pari al 90% circa della popolazione pugliese (fonte: elaborazione Althesys su dati GSE)."

Per ciò che riguarda il fotovoltaico sono stati installati al suolo oltre 2000 MW, ben 10 volte quanto previsto nel PEAR del 2007.

Partendo da tali dati, con l'aggiornamento del PEAR nella proposta del 2015 sono stati individuati quali obiettivi principali, la disincentivazione delle nuove installazioni di eolico e fotovoltaico di grande taglia sul suolo (consentite limitatamente a siti industriali dismessi e aree produttive) il sostegno a FER poco sviluppate nel territorio regionale (geotermico, solare termodinamico, idrogeno) e soprattutto la promozione dell'efficientamento energetico del patrimonio edilizio.

In definitiva l'aggiornamento del 2015 del PEAR, per ciò che riguarda la produzione di energia elettrica, propone le seguenti azioni:

➤ **per la fonte solare si ritiene che**

"...Non esiste alcun ulteriore margine di sviluppo incoraggiabile nel campo del fotovoltaico su aree agricole, atteso che il trend prefigurato dal vecchio piano è stato surclassato di oltre un ordine di grandezza (oltre 2.000 MW a fronte dei 150-200 MW ipotizzati).

Ulteriore margine di sviluppo nel comparto del fotovoltaico si riferisce a quello "integrato", ovvero solidale o sostitutivo di elementi dell'edificio come i tetti fotovoltaici, coppi ad energia solare (es. tegole fotovoltaiche), moduli integrati a pareti, ad altre strutture già esistenti nelle pertinenze degli edifici, etc....

➤ **per l'eolico onshore, si ritiene che**

"... La potenza eolica installata, a cui va considerata in aggiunta la dotazione impiantistica non ancora installata ma già autorizzata in Puglia, realizza già gli obiettivi prefigurati dal PEAR in edizione 2007, soprattutto se riferito al dato medio nazionale per regioni. In tal senso,

non esiste alcun ulteriore margine per lo sviluppo dell'eolico industriale a terra.

Ciò, unitamente alla scelta di non incoraggiare ulteriormente l'occupazione di suolo da parte di centrali di grossa taglia, determina l'indirizzo di procedere in una dimensione differente che privilegia, anche in questo caso, le soluzioni mini e micro, perfettamente integrate con il patrimonio immobiliare già esistente, specie in aree industriali.

La proposta di aggiornamento del Piano del 2015 non ha avuto esito neanche in termini di adozione, tanto che nel 2017 addirittura è stata annullata la DGR 602/2012 che rappresentava il presupposto giuridico a cui faceva riferimento la proposta di aggiornamento del 2015.

Infatti, con Deliberazione della Giunta Regionale n.ro 1390 del 8 agosto 2017 è stata approvata la riorganizzazione delle competenze e della struttura dei contenuti di piano e contestualmente revocata la Deliberazione di G.R. n.ro 602/2012.

Infine, con Deliberazione della Giunta Regionale n.ro 1424 del 2 agosto 2018 sono stati approvati il Documento Programmatico Preliminare del nuovo PEAR, il relativo rapporto preliminare ambientale e sono state avviate le consultazioni ambientali previste dall'art. 13 del D.lgs 152/2006.

Il PEAR nel DPP individua alcuni macro obiettivi.

Obiettivi Macro ~ Indirizzi e Sviluppo della Pianificazione Energetica

- A _ mix energetico, traiettorie e obiettivi
- B _ sostegno alle fer
- C _ potenzialità dell'infrastruttura elettrica
- D _ soluzione di transizione verso il "no fossil"
- E _ riduzione consumi ed economia circolare
- F _ innovazione e ricerca
- G _ assetto socio economico
- H _ costruzione di scenari energetici
- I _ sostenibilità del mix e competizioni tra le fonti
- J _ garantire la sostenibilità ambientale e paesaggistica nella realizzazione delle fer
- K _ percorsi di copianificazione e sussidiarietà

Quelli che interessano la generazione elettrica da fonte rinnovabile, sono gli obiettivi B, D ed E ovvero:

In relazione all'obiettivo B, trova spazio anche la strategia riferita agli impianti eolici, per i quali si ipotizza:

"Promuovere e sviluppare gli effetti positivi degli impianti FER, eolici compresi per il contributo che offrono in termini di riduzione di

inquinamento di effetti sanitari, allo scopo di pervenire ad una valutazione più complessiva degli effettivi impatti che gli impianti eolici hanno sul territorio, ponendo l'attenzione al tema dell'adeguamento dei criteri di analisi dell'Impatto e delle misure di mitigazione;

Aggiornare il quadro regolamentare nella direzione della valorizzazione del patrimonio tecnologico esistente o che, in caso di progetti di revamping o repowering tesi ad aumentare la producibilità degli impianti esistenti, consentano una riduzione del consumo di suolo, dell'Impatto ambientale e paesaggistico nonché un alleggerimento della densità dei parchi eolici con relativo recupero delle aree dismesse da torri e/o infrastrutture di servizio;

Favorire installazioni di mini turbine eoliche sugli edifici in aree industriali, o nelle loro prossimità o in aree marginali, siti industriali dismessi localizzati in aree destinazione produttiva come definite nell'art. 5 del decreto del Ministero dei Lavori Pubblici del lavoro pubblici 2 aprile 1968, n. 1444, e comunque nel rispetto della normativa in materia di tutela ambientale e paesaggistica".

In merito al cosiddetto Burden Sharing nel DPP del PEAR si ipotizza lo scenario seguente, in controtendenza rispetto a quanto emerso nella Conferenza delle Regioni in merito all'assoluta inadeguatezza di questo strumento a fronte degli ambiziosi obiettivi del PNIEC.

In sostanza la Regione ritiene di aver fatto enormi sforzi per la diffusione delle FER elettriche, a costo di creare forti implicazioni rispetto ad altri importanti obiettivi regionali legati alla tutela del paesaggio e al rafforzamento dell'attrattività turistica.

Tuttavia si registra un forte aumento dei consumi e pertanto la preoccupazione è che la ripartizione degli oneri in termini di burden sharing possa appesantire ancora molto il territorio in termini di consumo di suolo (fotovoltaico) e di impatti cumulativi (eolico).

La Regione Puglia vorrebbe puntare molto sul solare termico e sul risparmio energetico e limitare i nuovi impianti eolici e fotovoltaici di taglia industriale, previa individuazione di aree dedicate.

Tuttavia appare assolutamente necessario che il PEAR venga aggiornato rispetto agli ambiziosi obiettivi previsti dal PNIEC, agli scenari di decarbonizzazione totale previsti per il 2050, al PNRR e alle dinamiche programmatiche e finanziarie susseguenti la pandemia, rispetto a cui il Piano Regionale, anche nella versione in corso di aggiornamento, non fa riferimento in quanto il DPP si basa su dati e contesti precedenti al 2018 e relativi alla sola SEN 2017.

Come premesso, La Regione Puglia ha recepito le Linee Guida Nazionali con l'emanazione del RR 30 dicembre 2010 n. 24 "Regolamento attuativo del Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di

impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia".

In riscontro al DM 10 settembre 2010 (Linee Guida Nazionali) il R.R. 24/2010 individua le aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Il RR 24/2010 è stato implementato con le Linee Guida Energie Rinnovabili Parte Prima e Seconda del Piano Paesaggistico Regionale (PPTR), di cui si è detto nel precedente Capitolo 1.

3.4.2 Rapporto di coerenza della proposta in progetto

Per quanto riguarda gli obiettivi al 2050, 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.

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

La coerenza con il RR 24/2010 e con le Linee Guida specifiche del PPTR, rende di fatto coerente l'intervento anche con il DM 09/2010.

A tal riguardo, come premesso al Capitolo 1 e come si dirà al capitolo successivo, l'impianto non interessa alcuna area considerata potenzialmente inidonea dal DM 10/09/2010;

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 PER al fine raggiungere l'obiettivo di sicurezza, ritiene fondamentale "consentire la realizzazione di nuovi impianti di produzione di energia elettrica da FER, o l'ammmodernamento di quelli esistenti" 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 PEAR in fase di revisione, che da esse deriva e che obbligatoriamente ad esse si deve uniformare, nonché compatibile con le normative specifiche vigenti.

4 QUADRO PROGRAMMATICO/PIANIFICATORIO DI RIFERIMENTO: ANALISI DELLE TUTELE

Dopo aver trattato nel precedente capitolo, gli 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 di rango primario (Leggi Ordinarie, Leggi Regionali, altri atti aventi forza di legge quali Decreti Ministeriali e Decreti Legislativi) in riferimento a vincoli paesaggistici, naturalistici, architettonici, archeologici, storico-culturali, demaniali ed idrogeologici, servitù ed altre limitazioni alla proprietà).

La Pianificazione Ordinaria Generale è riferita ai principali strumenti di governo del territorio vigenti nella Regione Puglia e che si riverbera sulla pianificazione regionale, provinciale e comunale.

La Pianificazione Ordinaria Separata relativa ad alcuni ambiti tematici specifici del territorio, e in essa quella a **prevalente contenuto vincolistico**, si identifica con la pianificazione ambientale e paesaggistica, ossia quella finalizzata alla tutela dei beni ambientali e del patrimonio culturale; i principali strumenti normativi sono di seguito raggruppati in riferimento ai principali ai principali indicatori ambientali e ecosistemici di riferimento (Aree Protette, Paesaggio, Acqua, Aria, Suolo).

Gli strumenti presi in considerazione sono quelli che hanno rilievo anche sugli aspetti paesaggistici e in particolare le leggi nazionali e regionali in materia di tutela dei beni culturali, ambientali e paesaggistici, il PPTR della regione Puglia, il piano dell'Autorità di Bacino del Fiume Ofanto, il Piano Tutela delle Acque, le perimetrazioni delle aree interessate da concessioni minerarie, il PTCP della Provincia di Brindisi, gli strumenti urbanistici vigenti dei comuni interessati (Latiano, Mesagne, Torre Santa Susanna).

Nei precedenti capitoli si è già tenuto conto di quanto riportato nel R.R. 24/2010 e nelle Linee Guida 4.4.1 Seconda del PPTR della Regione Puglia, al fine di individuare le aree non idonee all'installazione di impianti eolici della stessa tipologia di quello proposto in progetto.

Rispetto agli strumenti di pianificazione e tutela esaminati, in calce ad ogni paragrafo viene affrontata la verifica di coerenza Opera/Piano e di compatibilità in relazione alle specifiche norme che regolano la trasformazioni delle aree oggetto di tutela.

Come premesso, la trattazione dei rapporti di conformità riguardanti legislazioni che normano effetti misurabili e direttamente connessi a fenomeni potenzialmente determinati dalle azioni di progetto, **come ad esempio la normativa sull'inquinamento elettromagnetico, sull'impatto acustico, sulla pubblica incolumità rispetto agli effetti sismici, sulla gestione delle terre e rocce da scavo**, troverà più pertinente trattazione all'interno di quelle parti dello Studio di Impatto Ambientale (PARTE TERZA) e delle relazioni specialistiche allegate allo SIA, nelle quali detti fenomeni sono indagati.

4.1 Pianificazione Ordinaria Generale _ Strumenti di Governo del Territorio

A seguire si riportano in sintesi i principali strumenti di Governo del Territorio operanti nella Regione Puglia.

In questa sezione si farà riferimento in sintesi al PTPR, Piano Territoriale Paesaggistico Regionale, ma la struttura e i contenuti programmatici nonché la verifica del rapporto di conformità delle opere con gli aspetti normativi specifici, saranno diffusamente trattati nel paragrafo dedicato al Paesaggio e Beni Culturali.

4.1.1 La Legge Quadro Regionale n. 20 del 07/10/2001

Il modello di programmazione, pianificazione e governo del territorio scelto dalla Regione Puglia risulta chiaramente delineato nella legge quadro regionale, ovvero la LR 20/2001, che disciplina il Documento Regionale di Assetto Generale (DRAG), il Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTCP), a valenza provinciale e i vari strumenti urbanistici di livello comunale (PRG e PUG).

La legge quadro di assetto di governo del territorio è stata ulteriormente definito dalla LR 20/2009 che ha disciplinato il piano sovraordinato previsto dal D.lgs 42/2004 (Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio) ovvero il **Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR)** a valenza paesistica di scala regionale.

La LR 7 ottobre 2001, n. 20 "**Norme generali di Governo e Uso del Territorio**" costituisce dunque il cardine normativo regionale riferito al governo del territorio e nel rispetto delle leggi dello Stato, regola e controlla gli assetti, le trasformazioni e gli usi del territorio.

Attraverso la LR 20 del 2001:

" La Regione Puglia persegue gli obiettivi della tutela dei valori ambientali, storici e culturali espressi dal territorio, nonché della sua riqualificazione, finalizzati allo sviluppo sostenibile della comunità regionale.

1. La presente legge assicura il rispetto dei principi di:

- a) sussidiarietà, mediante la concertazione tra i diversi soggetti coinvolti, in modo da attuare il metodo della copianificazione;*
- b) efficienza e celerità dell'azione amministrativa attraverso la semplificazione dei procedimenti;*
- c) trasparenza delle scelte, con la più ampia partecipazione;*
- d) perequazione.*

Secondo l'art. 3 della Legge Quadro, la pianificazione del territorio pugliese si articola nei livelli regionale, provinciale e comunale.

I soggetti della pianificazione sono la Regione, le Province e i Comuni e partecipano, altresì, alla pianificazione gli enti pubblici cui leggi statali o regionali assegnano la cura di un interesse pubblico connesso al governo e uso del territorio.

4.1.2 Il Documento Regionale di Assetto Generale (DRAG)

Con DGR 3 agosto 2007, n. 1328, è stato definitivamente approvato il Documento Regionale di Assetto Generale (DRAG).

Il DRAG è lo strumento che definisce le linee generali dell'assetto del territorio.

In particolare il DRAG determina (art. 4, comma 3, L.R. 20/2001):

- a) il quadro degli ambiti territoriali rilevanti al fine della tutela e conservazione dei valori ambientali e dell'identità sociale e culturale della Regione;
- b) gli indirizzi, i criteri e gli orientamenti per la formazione, il dimensionamento e il contenuto degli strumenti di pianificazione provinciale e comunale, nonché i criteri per la formazione e la localizzazione dei Piani Urbanistici Esecutivi (RUE) di cui all'art. 15;
- c) lo schema dei servizi infrastrutturali di interesse regionale.

Il DRAG (Documento Regionale di Assetto Generale) è dunque un insieme di atti amministrativi e di pianificazione, da assumere da parte della Regione, inteso a definire un assetto ottimale del territorio regionale, da prefigurare e disciplinare attraverso gli strumenti della pianificazione territoriale regionale, nonché attraverso indirizzi alla pianificazione provinciale e comunale, che con tali strumenti devono risultare compatibili.

Gli obiettivi del DRAG, desumibili dal Programma di mandato dell'Assessorato all'Assetto del Territorio, possono essere sintetizzati nei seguenti punti:

- la tutela e la valorizzazione del paesaggio, attraverso il rinnovamento degli strumenti di pianificazione vigenti secondo le disposizioni del Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio;
- il miglioramento della qualità dell'ambiente e della vita delle popolazioni, attraverso il sostegno all'innovazione delle pratiche di pianificazione locale, perché questa, riconosciuto l'esaurimento della spinta all'espansione urbana, si orienti decisamente verso il recupero dei tessuti urbani consolidati, la riqualificazione delle aree degradate e la bonifica delle aree inquinate;
- la semplificazione del processo di formazione e di verifica delle scelte locali di governo del territorio, promuovendo e sostenendo la pianificazione provinciale e di area vasta, perché questa costituisca quadro di coordinamento ed occasione di servizio per la pianificazione locale, definendo i limiti e le opportunità delle trasformazioni territoriali di grande scala ed orientando la pianificazione locale alla valorizzazione del territorio in un quadro di sviluppo sostenibile;
- una più efficiente e sostenibile dotazione infrastrutturale, promuovendo rapporti virtuosi tra pianificazione territoriale e pianificazione delle infrastrutture, definendo i contenuti e i modi

di uno sviluppo armonico degli insediamenti e della loro dotazione di attrezzature ed infrastrutture e ripristinando le regole fondamentali della buona progettazione urbana ed infrastrutturale;

- la garanzia di una sollecita attuazione delle scelte di governo territoriale, attraverso la più generale costruzione di rapporti sinergici fra il sistema di governo del territorio e le iniziative di tutela ambientale e di programmazione dello sviluppo.

Al DRAG hanno fatto seguito una serie di atti normativi specifici che hanno puntualizzato nel dettaglio gli aspetti programmatici e attuativi e in particolare:

- la LR 7 ottobre 2009, n. 20 "Norme per la pianificazione paesaggistica"
- la LR 10 aprile 2015, n. 19 "Modifiche alla legge regionale 7 ottobre 2009, n. 20 (Norme per la pianificazione paesaggistica)."
- La LR 30 aprile 2019, n. 18 "Norme in materia di perequazione, compensazione urbanistica e contributo straordinario per la riduzione del consumo di suolo e disposizioni diverse".

4.1.2.1 Rapporto di coerenza Opera/Piano

Nel Quadro Sinottico degli Obiettivi specifici e delle relative Azioni da promuovere, la produzione di energia da fonti rinnovabili non viene considerata, essendo materia trattata nel Piano Energetico Ambientale Regionale, nella LR 25/2012, nel RR 24/2010, nella DGR 1329/2010 e nelle Linee Guida Energie rinnovabili 4.4.1 del PPTR, strumenti di cui si è diffusamente argomentato al precedente capitolo 3 e di cui si è verificata la coerenza programmatica dell'opera.

4.1.3 Il Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR)

Con la LR 7 ottobre 2009, n. 20 "Norme per la pianificazione paesaggistica" la Regione Puglia, in attuazione della Legge quadro regionale e del DRAG, ha disciplinato le modalità di redazione, adozione e approvazione del Piano Paesaggistico Regionale

"Al fine di assicurare la tutela e la conservazione dei valori ambientali e l'identità sociale e culturale e lo sviluppo sostenibile del territorio regionale, la Regione, entro dodici mesi dalla data di entrata in vigore della presente legge, approva il Piano paesaggistico territoriale regionale (PPTR) ai sensi del decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42 (Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137), conformemente ai principi espressi nell'articolo 9 della Costituzione, nella Convenzione europea relativa al paesaggio, firmata a Firenze il 20 ottobre 2000, ratificata ai sensi della legge 9 gennaio 2006, n. 14, e nell'articolo 2 dello Statuto regionale".

La Regione attraverso il PPTR realizza l'integrazione del paesaggio nelle politiche urbanistiche, di pianificazione del territorio ed in quelle a carattere culturale, ambientale, agricolo, sociale ed economico, nonché

nelle altre politiche che possono avere un'incidenza diretta o indiretta sul paesaggio.

Il PPTR assume efficacia di piano sovraordinato a scala paesistica e regionale.

Ai sensi dell'art. 145, comma 3, del Codice le previsioni del PPTR sono cogenti per gli strumenti urbanistici dei comuni, della città metropolitana e delle province e non sono derogabili da parte di piani, programmi e progetti nazionali e regionali di sviluppo economico; inoltre esse sono immediatamente prevalenti sulle disposizioni difformi eventualmente contenute negli strumenti urbanistici e negli atti di pianificazione ad incidenza territoriale previsti dalle normative di settore, ivi compresi quelli degli enti gestori delle aree naturali protette, secondo quanto previsto dalle disposizioni normative di cui all'art. 6, comma 4, delle presenti norme.

Ai sensi dell'art. 2, comma 9, L.R.7 ottobre 2009, n. 20 "Norme per la pianificazione paesaggistica", i Comuni e le Province adeguano i propri piani urbanistici generali e territoriali alle previsioni del PPTR entro un anno dalla sua entrata in vigore

I Comuni e le Province adeguano i propri piani urbanistici e territoriali alle previsioni del PPTR entro un anno dalla data della sua entrata in vigore assicurando la partecipazione degli organi ministeriali al procedimento medesimo nei modi stabiliti dallo stesso PPTR.

Entro il medesimo termine, la Regione provvede al coordinamento e alla verifica di coerenza degli atti della programmazione e della pianificazione regionale con le previsioni del PPTR.

Con riferimento alla pianificazione paesaggistica, la Regione Puglia con DGR 1756/2015 ha approvato il Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR), che ha sostituito il precedente Piano Urbanistico Territoriale Tematico per il Paesaggio (PUTT/p), redatto ai sensi della Legge 431/85 (Legge Galasso) ed approvato con DGR n. 1748 del 15 dicembre 2000.

4.1.3.1 Rapporto di coerenza Opera/Piano

Come già anticipato, la struttura e i contenuti programmatici del PPTR nonché la verifica del rapporto di conformità delle opere con gli aspetti normativi specifici, saranno diffusamente trattati nel paragrafo dedicato al Paesaggio e Beni Culturali (§ par. 4.3.1).

Tuttavia si ribadisce che l'impianto risulta coerente con la localizzazione individuata dal PPTR in relazione agli impianti FER per i quali il piano, graduando le tipologie impiantistiche e la taglia in funzione della sensibilità paesaggistica e ambientale del territorio regionale ha disposto apposite limitazioni attraverso le Linee Guida 4.4.1 parte seconda dedicate agli impianti di energia da fonti rinnovabili hanno implementato e precisato i criteri di individuazione delle cosiddette aree inidonee stabilite dal RR 24/2010.

L'impianto non ricade in aree considerate non idonee per gli impianti FER e risulta quindi coerente nell'ottica del PPTR di temperare la

produzione di energia da fonte eolica con le istanze di tutela del paesaggio.

4.1.3.2 Rapporto di compatibilità/conformità Opera/Piano con norme e prescrizioni specifiche

Come premesso al Capitolo 1 e come si vedrà in dettaglio nel paragrafo 4.3.2 per ciò che riguarda i Beni Paesaggistici e culturali oggetto di tutela e per gli Ulteriori Contesti Paesaggistici individuati dal PTPR ai sensi dell'art. 143 del Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio, potenziali interferenze si rilevano esclusivamente per brevi tratti dell'elettrodotto interrato interno ed esterno di collegamento tra gli aerogeneratori e del parco eolico alla RTN; le interferenze, che saranno esplicitate di seguito sono nel complesso relative ad un solo Bene Paesaggistico (corso d'acqua) e Ulteriori Contesti Paesaggistici (formazioni arbustive e strade di interesse paesaggistico).

Le modalità di realizzazione delle opere nei tratti interferenti con BP e UCP, rendono il progetto compatibile con le norme del PPTR (Piano Paesaggistico Territoriale della Regione Puglia)

In definitiva, il progetto risulta compatibile con le norme di tutela vigenti ed è localizzato in aree non ricomprese tra quelle considerate "inidonee" e individuate con RR n. 24/2010 della Regione Puglia in adempimento ai disposto del DM 09/2010.

La compatibilità e conformità con le Norme del PPTR risulta pertanto verificata.

4.1.4 Il Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTCP)

Ai sensi dell'art. 6 della LR 20/2001 il PTCP assume l'efficacia di piano di settore nell'ambito delle materie inerenti la protezione della natura, la tutela dell'ambiente, delle acque, della difesa del suolo, delle bellezze naturali, a condizione che la definizione delle relative disposizioni avvenga nella forma di intese fra la Provincia e le Amministrazioni, anche statali, competenti.

Il Piano territoriale di Coordinamento delle Provincia di Brindisi è stato adottato ai sensi e per gli effetti della L.R. 20/01 art. 7 comma 6. Deliberazione Commissario Straordinario con poteri del Consiglio n. 2 del 06/02/2013.

Ai sensi dell'art. 2 del Piano:

"Il PTCP intende:

a) delineare il contesto generale di riferimento e specificare le linee di sviluppo del territorio provinciale;

b) stabilire, in coerenza con gli obiettivi e con le specificità dei diversi ambiti territoriali, i criteri per la localizzazione degli interventi di competenza provinciale;

c) individuare le aree da sottoporre a specifica disciplina nelle trasformazioni al fine di perseguire la tutela dell'ambiente, con

particolare riferimento ai Siti Natura 2000 di cui alle direttive n. 79/409/CEE e n. 92/43/CEE;

Il PTCP, a partire dal sistema delle conoscenze e delle relative valutazioni e interpretazioni, in conformità con gli indirizzi e le previsioni dei piani di livello sovraordinato o acquisendo il valore di piano di settore a seguito di specifica intesa, di fatto esplica le seguenti funzioni:

- definisce uno schema di assetto del territorio provinciale e individua le trasformazioni territoriali necessarie per conseguirlo, definendone la compatibilità con le esigenze di tutela e valorizzazione delle risorse;
- indica le diverse destinazioni del territorio in relazione all'assetto prefigurato nello schema di assetto, con particolare riferimento alle risorse di rilevanza sovra locale, così come sopra definite;
- individua la localizzazione di massima delle principali infrastrutture, ovvero individua gli ambiti del territorio entro i quali, in relazione ai rilevati caratteri ambientali, paesaggistici e insediativi, collocare le infrastrutture di livello e uso sovralocale, la cui effettiva localizzazione va definita di concerto con i comuni interessati e/o con le amministrazioni competenti;
- definisce il sistema della mobilità di interesse provinciale in coerenza con lo schema di assetto prefigurato, anche attraverso eventuali nuove linee di comunicazione, indicandone la localizzazione di massima, nella accezione definita al punto precedente;
- individua le linee di intervento per la sistemazione idrica, idrogeologica e idraulico forestale e in genere per il consolidamento del suolo e la regimazione delle acque;
- individua le aree nelle quali sia opportuno istituire parchi o riserve naturali, all'interno della specificazione a livello provinciale della rete ecologica regionale;
- definisce le specificazioni a livello del territorio provinciale degli ambiti paesaggistici così come saranno definiti dal nuovo PPTR in base al Codice dei beni culturali e paesaggistici;
- stabilisce concreti riferimenti, anche territoriali, per coordinare le scelte e gli indirizzi degli atti di programmazione e pianificazione dei Comuni, articolando territorialmente i criteri e gli indirizzi per la pianificazione urbanistica comunale definiti a livello regionale nel DRAG/PUG.

In particolare il PTPC esplicita:

- le invarianti strutturali relative al patrimonio territoriale provinciale, individuato nel quadro conoscitivo e dagli strumenti di pianificazione regionale, paesaggistica e ambientale, opportunamente specificato e integrato.
- le invarianti definiscono vincoli e regole di trasformazione relative ai caratteri dei beni costitutivi il patrimonio, ambientali, paesaggistici, infrastrutturali e urbani; i vincoli e le regole sono

finalizzati a garantire la riproducibilità e la non negoziabilità dei valori dei beni patrimoniali nel medio e lungo termine e ad assicurare l'integrità fisica e l'identità culturale del territorio provinciale;

- lo schema di assetto di livello provinciale, comunque definito, costituito dalle grandi scelte insediative, ambientali, dall'armatura infrastrutturale di progetto, dagli impianti di livello provinciale, dai nodi specializzati ecc. che dovranno garantire l'efficienza e la qualità ecologica e funzionale del territorio ed essere coerenti con la riproducibilità e la valorizzazione delle invarianti strutturali.

L'efficacia del PTCP, ai sensi dell'art. 3 del Piano, si estrinseca in una serie di Norme che si articolano fondamentalmente in due categorie, ovvero **Norme Indirette e Misure Dirette**.

Norme indirette:

tali misure possono essere articolate in indirizzi e direttive, a seconda del grado di incisività ad esse attribuito nei confronti degli strumenti di pianificazione locale o delle politiche settoriali provinciali (nel caso in cui uno specifico accordo consenta al PTCP di acquisire valore di piano di settore provinciale):

*a) **gli indirizzi** sono disposizioni volte a fissare obiettivi per la predisposizione dei piani sottordinati, dei piani settoriali del medesimo livello di pianificazione o di altri atti di pianificazione o programmazione degli enti pubblici, riconoscendo ambiti di discrezionalità nella specificazione e integrazione delle proprie previsioni e nell'applicazione dei propri contenuti alle specifiche realtà locali;*

*b) **le direttive** sono disposizioni che devono essere osservate nella elaborazione dei contenuti dei piani sottordinati, dei piani settoriali del medesimo livello di pianificazione o di altri atti di pianificazione o programmazione degli enti pubblici.*

Misure "dirette",** relative alla disciplina e alle azioni nell'ambito delle competenze dirette della Provincia vengono declinate attraverso **prescrizioni e interventi:

*a) **le prescrizioni**, riguardando gli oggetti e i beni la cui competenza è provinciale sono disposizioni che incidono direttamente sul regime giuridico dei beni disciplinati, regolando gli usi ammissibili e le trasformazioni consentite. Le prescrizioni devono trovare piena e immediata osservanza ed attuazione da parte di tutti i soggetti pubblici e privati, secondo le modalità previste dal piano, e prevalgono sulle disposizioni incompatibili contenute nei vigenti strumenti di pianificazione e negli atti amministrativi attuativi;*

*b) **gli interventi**, ovvero azioni la cui attuazione è esercitata nell'ambito delle competenze dirette della Provincia (viabilità provinciale, edilizia scolastica, aree protette, valorizzazione beni culturali); per essi il PTCP deve individuare le priorità e le condizioni per la loro realizzazione, nonché il raccordo con i programmi della amministrazione provinciale nel breve e medio periodo, con esplicito riferimento ai bilanci pluriennali provinciali.*

4.1.4.1 Rapporto di coerenza Opera/Piano

In relazione all'area di intervento e alle opere in esame, dalla sovrapposizione delle cartografie del PTCP di Brindisi e dal confronto con l'apparato normativo, emerge quanto segue.

Rispetto ai Vincoli e Tutele Operanti (§ Tav. 1P) le uniche interferenze riguardano l'attraversamento in un punto del il reticolo idrografico ("Canale Reale") da parte dell'elettrodotto interrato di collegamento della centrale eolica alla RTN, che attraversa l'asta del canale lungo strada esistente e in TOC per un tratto di circa 160 m (80 m per sponda arginale).

Rispetto ai caratteri fisici e fragilità ambientali (§ Tav. 2P), l'unica interferenza si evidenzia in un minimo tratto di elettrodotto interrato di collegamento alla RTN, che per circa 240 m attraversa un'area esondabile (tutelata dal PAI).

Rispetto ai caratteri storici-culturali (§ Tav. 3P del PTCP), l'unica interferenza del progetto risiede nella posizione dell'aerogeneratore A06 e opere civili ed elettriche relative, che ricade in un'area principale interessata dagli interventi della bonifica novecentesca; un tratto di cavidotto interrato lungo strada esistente, di collegamento tra le turbine A02 e A04, lambisce l'ambito di un elemento di interesse archeologico isolato (non riportato nel PPTR).

Rispetto al sistema insediativo e infrastrutturale (§ Tav. 4P del PTCP) non si rileva alcuna interferenza, salvo attraversamenti in TOC da parte dell'elettrodotto interrato di collegamento degli aerogeneratori alla RTN, della rete ferroviaria regionale e della strada Latiano Mesagne, per cui si prevede un potenziamento in quanto asse secondario importante per gli spostamenti a livello territoriale.

Rispetto ai Paesaggi e ai Progetti Prioritari di Paesaggio (§ Tav. 5P del PTCP) il territorio interessato dal progetto ricade a cavallo di 3 Ambiti Paesaggistici Provinciali (A.P.) distinti, ovvero a nord nell'Ambito A.P. C2, paesaggio della Murgia Brindisina Meridionale (stazione utente e parte dell'elettrodotto interrato esterno di collegamento della centrale alla RTN), al centro nell'Ambito A.P. B1, paesaggio della Piana Brindisina (aerogeneratori A01, A02, A03 e cavidotto interno e parte esterno) e a sud nell'Ambito D Paesaggio della Soglia Messapica e del Salento Brindisino (aerogeneratori A01, A02, A03 e cavidotto interno e parte esterno).

Per quanto riguarda I Progetti Prioritari per Il Paesaggio, l'area interessata complessivamente dal progetto prevede il Progetto Prioritario n.2 _ Canale Reale e il Progetto Prioritario n. 5 _ i Territori della Bonifica.

L'unica interferenza si rileva per l'aerogeneratore A06 che ricade nel perimetro del Progetto prioritario n. 5 _ I territori della Bonifica.

In relazione agli impianti eolici, il PTCP, come si dirà, all'art. 60 indica come siti sconsigliati o come inidonee le aree perimetrate come Paesaggi Prioritari.

Per quanto riguarda i Paesaggi e i Progetti Prioritari per il Paesaggio è opportuno precisare che all'art. 34 il PTCP definisce come Progetti prioritari per il paesaggio:

“... le parti di territorio in cui i valori del paesaggio, le criticità presenti e le opportunità di trasformazione richiedono il coordinamento specifico di politiche, programmi, piani e progetti a diverse scale attorno ad obiettivi di tutela, qualificazione e valorizzazione paesistica, da implementare e attuare secondo processi di copianificazione istituzionale e con l'apporto e l'integrazione dei diversi enti e soggetti, pubblici e privati, coinvolti e delle relative risorse che da essi possono essere messi in campo.

2 I Progetti prioritari per il paesaggio possono essere concepiti come ambiti da sottoporre a progetti integrati territoriali con finalità tematiche specifiche derivanti da quelle generali definite per i paesaggi provinciali;

3 Il PTCP individua come Progetti prioritari per il paesaggio, evidenziando che la delimitazione va precisata secondo il processo di copianificazione e con riferimento a individuazioni già precisate dal PUTT/P e dall'istituendo PPTR:

a) l'ambito della fascia costiera;

b) l'ambito dei trulli ;

c)l'ambito degli oliveti storici, come area agricola di interesse paesaggistico e storico,

eventualmente da proporre come Parco paesistico e storico-culturale ;

d) l'ambito del Canale Reale, come tracciato di interesse paesistico, eventualmente da proporre come Parco naturalistico e paesistico;

e) gli ambiti principali della bonifica idraulica del basso brindisino.

E' da sottolineare come il PPTR sia sovraordinato al PTCP, che ne dovrà scontare l'adeguamento ai sensi dell'Art. 97 delle NTA del Piano Paesaggistico, e lo stesso Piano Paesaggistico non ha confermato nella sua stesura vigente, gli ambiti relativi ai Progetti Prioritari individuati dalla Provincia di Brindisi che riguardano l'area interessata dal progetto.

All'art. 36, il PTCP individua obiettivi e azioni strategiche per il Progetto prioritario per il paesaggio n. 2 "Canale Reale" (attraversato dall'elettrodotto esterno):

1 Riguarda il tracciato del Canale dalle sorgenti presso Villa Castelli e le fasce di territorio circostanti il suo corso, comprese anche le parti relative ai centri urbani e le parti insediate ai margini o poste in relazione diretta con esso.

2 Indirizzi:

costituzione del Parco naturalistico-paesistico del Canale Reale

3 Azioni territoriali indicate dal PTCP:

potenziamento delle caratteristiche di naturalità e ricostituzione delle fasce di vegetazione ripariale lungo il Canale ;

riqualificazione paesistica delle infrastrutture in connessione visiva con il Canale e definizione di un sistema dei percorsi connesso all'andamento del Canale come "corridoio trasversale" di fruizione paesistica di livello territoriale;

ridefinizione delle relazioni ambientali, funzionali e visive tra gli insediamenti e il Canale tramite l'incentivazione alla costituzione di aree verdi attrezzate e di uso collettivo lungo le aree libere urbane e periurbane in diretta relazione con il Canale;

recupero degli elementi di valore storico-testimoniale e rafforzamento/costituzione di reti e circuiti di fruizione in stretta relazione al corso del Canale.

4 Azioni e progetti previsti dall'istituendo PPTR

Parco plurivalente" naturalistico e paesistico del Canale Reale;

Progetto di tutela attiva e valorizzazione o ripristino naturalistico dei sistemi di corsi d'acqua perenni (Canale Reale) e del sistema di corsi d'acqua temporanei come corridoi ecologici multifunzionali di connessione tra costa ed entroterra, con particolare attenzione alla tutela e valorizzazione naturalistica delle aree di foce.

All'art. 39, il PTCP individua obiettivi e azioni strategiche per il Progetto prioritario per il paesaggio n. 5:" Territori della bonifica"(in cui ricade l'aerogeneratore A06 e opere relative)

Il progetto prioritario per il territorio della bonifica riguarda il territorio pianeggiante e in parte depresso compreso tra Brindisi e Torchiarolo – S. Pietro Vernotico e situato lungo la fascia meridionale della Provincia comprendente parte della piana agricola di Brindisi e Mesagne e il territorio tra S: Pietro Vernotico e Torre S. Susanna, caratterizzato dai corsi d'acqua canalizzati, dalle canalizzazioni minori, da una trama agricola caratterizzata da segni (strade poderali, filari arborei) disposti in tessiture molto regolari ma su diversi impianti geometrici e da una ridottissima presenza dell'edificato sparso.

2 Indirizzi:

mantenimento dell'attuale configurazione e forma d'uso del territorio agricolo, indirizzando le eventuali dinamiche di trasformazione verso assetti compatibili con l'attuale.

3 Azioni territoriali indicate dal PTCP:

conservazione dell'assetto insediativo basato sulla concentrazione edilizia nei centri e nuclei esistenti e sulla scarsa presenza di edificato sparso in ambito rurale;

conservazione delle trame e dei segni principali della bonifica in termini di struttura e dimensione;

incentivazione del recupero edilizio-tipologico delle masserie e promozione della rifunzionalizzazione di quelle abbandonate co attività compatibili;

promozione delle attività agrituristiche e delle attività di valorizzazione del paesaggio legati ai segni della bonifica (circuiti di fruizione lungo strade e canali, centri documentazione, formazione e ricerca, valorizzazione degli impianti e delle opere idrauliche di valore storico-documentale).

4 Azioni e progetti previsti dall'istituendo PPTR

Azioni e progetti di tutela, restauro e valorizzazione degli elementi del patrimonio culturale legato alle sistemazioni idrauliche, con particolare riferimento ai manufatti di archeologia industriale di Salina Vecchia, manufatti idraulici e reti della bonifica idraulica, sistemi di poderi della Riforma, sistema di masserie dedite alla macerazione del lino, allevamento anguille e raccolta giunchi nei pressi dei Canali Giancola e Siedi.

Rispetto alla Rete Ecologica (§ Tav. 6P del PTCP) si rilevano le seguenti interferenze:

- parte dell'elettrodotto esterno interrato di collegamento tra la centrale eolica e la RTN, ricade in un ambito B) Corridoio ecologico principale, "Corridoio del Canale Reale";
- La stazione elettrica di utenza e parte dell'elettrodotto esterno interrato di collegamento tra la centrale eolica e la RTN, ricadono in un'area C) di Transizione secondaria, relativa ad un'oasi di protezione faunistica ricadente in un'area prevalentemente agricola;
- l'aerogeneratore A06 e opere civili ed elettriche relative, ricade in un'area C) di Transizione secondaria, coincidente con l'area principale di bonifica;

Rispetto al progetto della struttura insediativa a livello sovracomunale (§ Tav. 7P del PTCP), come si evince dall'art. 63 _ Articolazione di sistemi funzionali:

Sono date disposizioni, con riferimento alle strategie, gerarchie e ruoli dei sistemi funzionali, per la ridefinizione della struttura del sistema insediativo provinciale.

Nello specifico i sistemi funzionali, si pongono l'obiettivo di valorizzare le azioni e gli interventi tesi a mitigare i disequilibri dei Comuni più deboli ed a sviluppare le potenzialità degli stessi, affinché le azioni previste possano servire da linee guida in fase di copianificazione e come ricaduta sulla strumentazione urbanistica comunale.

2. I sistemi funzionali sono :

il sistema turistico, articolato in: sottosistema della produzione agricola di eccellenza e del turismo eno-gastronomico e rurale; sottosistema turistico-culturale; sottosistema turistico - balneare -sportivo – benessere;

il sistema di sostegno alla promozione della filiera agro-alimentare;

il sistema funzionale produttivo industriale e artigianale;

il sistema funzionale delle strutture di ricerca;

Sistema dei servizi alla popolazione di livello superiore

3. I sistemi e sottosistemi funzionali, comprendenti gli interventi di salienza provinciale, si esplicitano attraverso:

azioni di indirizzo territoriale;

poli;

centri”.

Allo scopo di attuare efficacemente le previsioni di assetto territoriale del PTCP, il territorio provinciale di Brindisi è stato suddiviso in 5 ambiti di coordinamento della pianificazione urbanistica comunale:

il territorio di Torre Santa Susanna rientra nell' Ambito 3 _ Francavilla Fontana, Villa Castelli, Oria, Torre Santa Susanna, Erchie, mentre i territori comunali di Latiano e Mesagne rientrano nell'ambito 4 _ Brindisi, Latiano e Mesagne.

L'ambito 3 è considerato un Polo Produttivo da Potenziare (PP), con una serie di azioni mirate.

Secondo l'art. 78 del PTCP i settori sui quali si prevede debbano essere orientati i principali interventi sono:

il turistico-culturale, attraverso la creazione di un "sistema cultura" organizzato sull'insieme delle risorse storico architettoniche, testimoniali e archeologiche pianificate in "rete" e collegate alle altre risorse ambientali presenti nel territorio;

l'agriturismo rurale, fortemente connesso con sistemi ed aree di valore storico-paesistico, del quale si prevede la valorizzazione dei prodotti tipici, sperimentazioni di nuove tecnologie e creazione di circuiti enogastronomici;

il sistema produttivo caratterizzato da aziende di medie e piccole dimensioni operanti nel settore del tessile, dell'alimentare, della meccanica, e che presentano problematiche causate dalla dispersione e parcellizzazione; la logistica, che si appoggia alle infrastrutture viarie di livello regionale, la rete ferroviaria regionale e nazionale.

L'ambito 4 è considerato un Polo Produttivo ecologicamente attrezzato da sviluppare

Secondo l'art. 79 del PTCP:

L'ambito, contraddistinto da un sistema insediativo "forte", da una consistente presenza di popolazione e concentrazione di servizi ed attività, è caratterizzato fenomeni di stagnazione e riconversione di assetti (produttivo, servizi, energia, logistica), di ricerca di una nuova identità territoriale.

Le azioni debbono essere orientati in settori che siano in grado di garantire nuove strategie di sviluppo e che strategicamente organizzino interventi selettivi organizzati in reti e sistemi.

Per entrambi gli ambiti 3 e 4, in merito alla Valorizzazione ambientale, infrastrutture e servizi per l'ambiente, il PTCP detta i seguenti indirizzi:

incentivazione degli interventi che utilizzano tecnologie alternative per la produzione di energia, di sistemi di recupero delle acque piovane e riuso delle acque reflue, di sistemi di smaltimento ed approvvigionamento ecocompatibili, eliminazione/riduzione di criticità ambientali.

Per quanto riguarda le politiche di sviluppo energetico (§ art. 57 delle NTA del PTCP) le stesse, con l'obiettivo di disegnare scenari sostenibili per il territorio provinciale ed in grado di introdurre elementi di equilibrio con le componenti ambientali, hanno le seguenti linee di azioni prioritarie:

- sviluppo delle Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) in parallelo con una riduzione nell'impiego di fonti fossili convenzionali, secondo un principio di sostituzione territoriale del mix di fonti energetiche primarie;
- sviluppo delle FER secondo linee guida che permettano di salvaguardare il patrimonio naturale, culturale e paesaggistico del territorio, secondo forme di sviluppo che permettano di prefigurare la massima integrazione tra valenze dei territori e opportunità locali offerte dalla diffusione delle fonti energetiche rinnovabili.

Per quanto riguarda i Progetti Prioritari, le NTA del PTCP fissano i seguenti direttive e indirizzi.

All'art. 60 _ Sviluppo della produzione di energia elettrica da fonti eoliche, il PTCP relativamente al settore della produzione industriale di energia elettrica da fonti eoliche, **intende essere strumento fondamentale in materia di identificazione delle aree non idonee alla implementazione di impianti.**

Il PTCP interviene dunque anche nell'individuazione di siti sconsigliati o aree potenzialmente inidonee, azione che tuttavia non rientra nelle competenze della Provincia, essendo attribuita esclusivamente alle Regioni ai sensi del DM 10/09/2010.

Ad ogni modo, se ne richiamano gli indirizzi.

"2. Il processo di selezione dei siti si deve articolare in una serie di studi preliminari volti a determinare il soddisfacimento dei criteri tecnici indispensabili per la idonea localizzazione. I più significativi riguardano la ventosità dell'area, la distanza dalla rete elettrica in alta tensione, l'esistenza di un buon collegamento con la rete viaria.

In particolare:

la ventosità media del sito deve essere superiore ai 7,5 m/s ed il funzionamento dell'impianto deve essere garantito per almeno 300 giorni/anno;

la distanza dalla rete elettrica in alta tensione deve essere compresa tra 500 m e 3 Km;

la rete viaria deve consentire il transito degli automezzi che trasportano le strutture.

3. In generale vanno privilegiati gli impianti realizzati in aree già interessate da fenomeni di antropizzazione e posti a servizio di attività di piccola o media industria.

4. In tale direzione il PTCP fornisce gli elementi di definizione degli ambiti inidonei a prescindere delle condizioni di valenza energetica dei luoghi e dei siti.

Risultano siti sconsigliati o aree inidonee:

Aree Protette nazionali e regionali istituite ai sensi della Legge n. 394/91 e della Legge Regionale n. 19/97, oasi di protezione ai sensi della L.R. 27/98

aree ricadenti all'interno di Zone Umide e Aree di importanza avifaunistica (Important Birds Areas – IBA – individuate dal Birdlife International);

aree ricadenti all'interno di parchi, aree SIC, ZPS ai sensi della Direttiva 92/43/CEE (cosiddetta Direttiva "habitat") e della Direttiva 79/409/CEE (cosiddetta Direttiva "uccelli") e rientranti nella rete ecologica europea "Natura 2000" e comunque entro un chilometro da questi;

Aree vincolate ai sensi del DLgs 42/2004 e s.m.i.

aree ricadenti all'interno di aree con presenza di aree carsiche, formazioni di doline o grotte;

aree caratterizzate da presenza di specie avifaunistiche protette nidificanti o caratterizzate dalla presenza di canali migratori;

aree ricadenti all'interno di aree con presenza di pozzi ad uso idropotabile (entro i 200 metri);

aree comprese dal PTCP nella rete ecologica provinciale (vedi art. 39)

aree proposte dal PTCP come Progetti Prioritari per il paesaggio (vedi art. 31)

aree classificate dal PTCP come Invarianti strutturali del paesaggio (vedi Titolo IV, Capo 1)

aree classificate dal PPTR come:

contesti storico topografici stratificati;

aree appartenenti alla prevista Rete ecologica regionale;

integrazioni al sistema delle Aree Protette Nazionali e Regionali

5. Per aree ricadenti all'interno di un chilometro da aree umide, parchi, aree SIC, ZPS, così come nel caso di presenza di biotopi o geotopi, la determinazione delle condizioni di non idoneità è definita con un supporto basato su analisi di incidenza (VIncA).

Le criticità rispetto a queste indicazioni che come detto non hanno alcuna rilevanza prescrittiva e di competenza amministrativa, interessano la distanza dalla Stazione Terna che supera i 3 km indicati, la posizione dell'aerogeneratore A06 che ricade nel progetto prioritario di Paesaggio n. 5 _ I territori della

Bonifica e l'elettrodotto interrato di collegamento alla RTN, che attraversa lungo viabilità esistente e in TOC il Canale Reale, facente parte del Progetto Prioritario di Paesaggio n. 2 : Canale Reale.

In definitiva, assunte le specifiche competenze della Provincia di Brindisi, dalla verifica svolta si può attestare una sostanziale coerenza con le politiche di sviluppo energetico, mentre in relazione alle interferenze con i Paesaggi Prioritari, si ritiene che:

senza entrare nel merito delle validità giuridica del PTCP in merito alla possibilità di individuare aree non idonee per le FER, le criticità potenziali siano riferite esclusivamente alla potenziale alterazione percettiva dei luoghi, caratteristica insita in un impianto eolico; ma che nel caso specifico, data la conformazione dell'area e la pressoché costante copertura di colture arboree, tale criticità potenziale viene per lo stesso motivo ridotta e di fatto mitigata; il tema complesso del rapporto tra impianti da FER e Paesaggio e nello specifico del rapporto percettivo tra impianto e contesto, sarà un tema ampiamente trattato nella relazione paesaggistica allegata al Progetto, a cui si rimanda.

4.1.5 La Pianificazione urbanistica del Comune di Latiano

Il Comune di Latiano è dotato di Programma di Fabbricazione e relativo Regolamento Edilizio approvato con Decreto n. 16992/13 del 06.07.1970 e D.R. n. 4562 del 01.10.1975.

Con delibera di C.C. n. 30 del 11/05/1998 sono stati adottati gli atti relativi alla redazione del Piano Regolatore Generale ai sensi della L.R. 56/80.

La redazione del PRG è stata avviata ma con la promulgazione della L.R. 20/01 "Norme generali di governo ed uso del territorio", l'Amministrazione comunale dell'epoca decideva di rinunciare ad un PRG fortemente condizionato dalle prescrizioni e comunque ormai obsoleto dato il lungo lasso di tempo trascorso dalla sua redazione, e di redigere una nuova strumentazione urbanistica – Piano Urbanistico Generale – secondo il disposto della intervenuta e più moderna normativa.

L'incarico per la redazione del PUG veniva conferito con Determina del R.d.P. n. 235 del 25.11.08.

L'Amm.ne Com.le con delibera di G.C. n. 75 del 14.05.09 approvava l'Atto di Indirizzo comprensivo del Documento di Scoping previsto dalla VAS (Valutazione Ambientale Strategica).

Come previsto dal DRAG, su convocazione del Comune di Latiano, è stata tenuta in data 24 settembre 2009, presso gli uffici dell'Assessorato all'Urbanistica della Regione Puglia la 1^a Conferenza di Copianificazione propedeutica alla redazione del Documento Programmatico Preliminare.

Successivamente in data 13.05.2013 è stato adottato e pubblicato nei modi di legge il DPP (Documento Programmatico Preliminare); vi è

stata poi un fase di stasi nell'iter di redazione del PUG, ora ripreso per espressa volontà dell'Amm.ne.

Il notevole lasso di tempo trascorso dall'adozione del DPP, l'entrata in vigore di una serie di provvedimenti nazionali (modifiche al D.Lgs. 42/2004, al D.Lgs. 152/2006, al Regolamento edilizio nazionale, ecc.), regionali (in primis, ma non solo, il PPTR), provinciali (adozione del PTCP) rendono indispensabile ed obbligatorio una revisione/aggiornamento.

Ancora al 2019 risale un aggiornamento del DPP ma non vi è stato alcun atto formale di adozione e né di approvazione del PUG.

Di fatto, allo stato attuale lo strumento urbanistico vigente è ancora il vecchio Programma di Fabbricazione degli anni '70, né è stato prodotto alcun atto di adeguamento ai piani sovraordinati, PPTR e PTCP.

4.1.5.1 Rapporto di coerenza Opera/Piano e di conformità normativa

Il comune di Latiano come detto è interessato da parte dell'elettrodotto interrato di collegamento tra la cabina di smistamento e la RTN, dalla stazione utente che ingloba il gruppo di accumulo.

La stazione utente ricade in adiacenza della SE TERNA 380/150 kV, di futura realizzazione e autorizzata nell'ambito di altro procedimento amministrativo che ha in ogni caso coinvolto il comune di Latiano.

Secondo il Piano di Fabbricazione del comune di Latiano l'impianto ricade in zona agricola.

Il progetto è compatibile con le previsioni della strumentazione urbanistica comunale in quanto ai sensi dell'art. 12 comma 7 Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 gli impianti per la realizzazione di energia elettrica da fonti rinnovabili sono ammessi in zona agricola.

4.1.6 La Pianificazione urbanistica del Comune di Mesagne

Con DGR 21 luglio 2005, n. 1013 avente ad oggetto "Mesagne (BR) - Piano Regolatore Generale L.R. 56/80. Delibera di C.C. n. 32 del 14/07/99. Approvazione definitiva", la Giunta Regionale ha approvato in via definitiva il Piano Regolatore Generale della Città di Mesagne.

A fine 2020 l'amministrazione comunale in carica ha dichiarato di voler procedere alla redazione di un PUG.

Non risultano atti di adeguamento del PRG vigente al PPTR e al PTCP.

4.1.6.1 Rapporto di coerenza Opera/Piano e di conformità normativa

Il comune di Mesagne come detto è interessato da due aerogeneratori e opere relative, dalla cabina di smistamento, da parte di elettrodotto interno di collegamento tra aerogeneratori e cabina di smistamento e da parte dell'elettrodotto interrato di collegamento tra la cabina di smistamento e stazione elettrica.

Tutte le opere ricadono in omogenea agricola "E" disciplinata dall'art. 62 delle NTA e non interessano altre zone.

Le norme di zona non danno alcuna indicazione relativa agli impianti da FER e si riferiscono ai classici parametri edilizi previsti in area rurale.

Il progetto è compatibile con le previsioni della strumentazione urbanistica comunale in quanto ai sensi dell'art. 12 comma 7 Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 gli impianti per la realizzazione di energia elettrica da fonti rinnovabili sono ammessi in zona agricola.

Il progetto è compatibile con le previsioni della strumentazione urbanistica comunale in quanto ai sensi dell'art. 12 comma 7 Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 gli impianti per la realizzazione di energia elettrica da fonti rinnovabili sono ammessi in zona agricola.

4.1.7 La Pianificazione urbanistica del Comune Torre Santa Susanna

Il Comune di Torre Santa Susanna è dotato di Programma di Fabbricazione, adottato con D.C.C. n. 33/11.10.1972, e approvato con D.P.G.R. n. 1203 in data 17.07.1973.

Il Programma di Fabbricazione e il Regolamento edilizio sono stati oggetto di riapprovazione con DCC n. 316 del 25/11/1982 e n. 15 del 29/01/1983.

Con atto deliberativo di G.M. n. 55 del 31.05.2007 l'Amministrazione Comunale di Torre Santa Susanna ha avviato il procedimento di elaborazione e adozione del P.U.G.

Per favorire l'acquisizione della conoscenza dei soggetti deputati e per rendere condiviso il processo di adozione del P.U.G., ai sensi della L. 241/90, il Comune di Torre Santa Susanna ha indetto in data 23.07.2007 la prima Conferenza di copianificazione,

Con Delibera di Consiglio Comunale n. 49 del 29.12.2010, il Comune di Torre Santa Susanna ha proceduto all'approvazione del D.P.P.

E seguita una fase articolata di partecipazione del processo pianificatorio che si è protratta sino a fine 2014 con la pubblicazione di una bozza del PUG da adottare, in cui sono illustrate le previsioni strutturali.

Da allora il processo di formazione del PUG ha avuto un brusco arresto e non vi sono atti deliberativi di adozione e né conseguentemente di approvazione.

L'attenzione si è spostata sulla redazione del Regolamento Edilizio per adeguare quello vetusto vigente risalente agli anni '70 con lo schema di Regolamento Edilizio Tipo approvato dalla Regione Puglia con la DGR del 21 dicembre 2017, n. 2250.

Con deliberazione n. 19 del 29.5.2019. il Regolamento Edilizio Tipo è stato approvato con modifiche del testo aggiornato.

Non risultano atti di adeguamento degli strumenti urbanistici vigenti ai piani sovraordinati (PPTR e PTCP).

4.1.7.1 Rapporto di coerenza Opera/Piano e di conformità normativa

Il comune di Torre Santa Susanna è interessato da 4 aerogeneratori e opere relative e da parte di elettrodotto interno di collegamento tra aerogeneratori e cabina di smistamento.

Tutte le opere ricadono in omogenea agricola.

Il progetto è compatibile con le previsioni della strumentazione urbanistica comunale in quanto ai sensi dell'art. 12 comma 7 Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 gli impianti per la realizzazione di energia elettrica da fonti rinnovabili sono ammessi in zona agricola.

4.1.8 Note su altri strumenti di pianificazione con valenza territoriale a scala regionale

Si fa un breve cenno alle previsioni del **Piano Regionale dei Trasporti (PRT) 2015_2029** e al **Piano Regionale Attività estrattive (PRAE)**.

In merito al PRT, La Regione Puglia attua le politiche-azioni in tema di mobilità e trasporti mediante strumenti di pianificazione e programmazione tra loro integrati tra cui, in particolare:

- il Piano attuativo del Piano Regionale dei Trasporti che per legge ha durata quinquennale, con estensione quindi, nel caso specifico 2015-2019, che individua infrastrutture e politiche correlate finalizzate ad attuare gli obiettivi e le strategie definite nel PRT approvato dal Consiglio Regionale il 23.06.2008 con L.R. n.16 e ritenute prioritarie per il periodo di riferimento;
- il Piano Triennale dei Servizi (da ora in poi PTS), inteso come Piano attuativo del PRT, che attua gli obiettivi e le strategie di intervento relative ai servizi di trasporto pubblico regionale locale individuate dal PRT e ritenute prioritarie.

l'area è attraversata da uno degli assi stradali principali della Regione che collega Brindisi a Taranto (ed ai relativi porti oltre che all'aeroporto di Brindisi ed a quello di Grottaglie).

Sotto l'aspetto della mobilità lenta il territorio è interessato dalla realizzazione della Ciclovia Francigena che si collega sul lato del mar Ionio con la Ciclovia dei tre mari e sul lato adriatico con la Ciclovia adriatica; la ciclovia è inclusa nella programmazione della Mobilità Ciclistica del Piano regionale dei trasporti 2015-2019.

Non vi sono interferenze del progetto con il PRT.

In merito al PRAE, adottato con DGR n. 580 del 15.05.07, le previsioni del Piano non interessano l'area di intervento; l'unico bacino di scavo individuabile è localizzato nel comune di Brindisi (BC 156) comunque a consistente distanza dal confine dalle opere in progetto.

Non vi sono interferenze del progetto con il PRAE

4.2 Pianificazione Ordinaria Separata _ Strumenti di tutela delle aree naturali protette

Il paragrafo è incentrato sulla disamina dei diversi livelli di tutela che riguardano l'area vasta e quella strettamente interessata dal progetto.

Particolare attenzione è rivolta al sistema delle tutele delle aree protette, alla pianificazione paesaggistica e ambientale e ad alcuni piani o norme di settore che interessano nello specifico la tipologia di intervento.

4.2.1 Il sistema delle aree naturali protette

Si citano di seguito le principali categorie di Aree Naturali Protette:

- Aree istituite dalla Legge Quadro sulle Aree Protette (394/91), che 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.

- La Rete Natura 2000

La Rete Natura 2000: costituisce la più importante strategia di intervento per la conservazione della biodiversità presente nel territorio dell'Unione Europea ed in particolare la tutela di una serie di habitat e di specie animali e vegetali rari e minacciati.

I siti della Rete Natura 2000 sono regolamentati dalle Direttive Europee 79/409/CEE, concernente la conservazione degli uccelli selvatici (Direttiva Uccelli), e 92/43/CEE, relativa alla conservazione degli habitat naturali e semi-naturali della flora e della fauna selvatiche (Direttiva Habitat).

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.
- Le Important Bird Areas (IBA)

L'acronimo IBA, Important Bird Areas, identifica le aree strategicamente importanti per la conservazione delle oltre 9.000 specie di uccelli che vi risiedono stanzialmente o stagionalmente.

Tali siti sono individuati in tutto il mondo sulla base di criteri ornitologici applicabili su larga scala da parte di associazioni non governative che fanno parte di BirdLife International, un'associazione internazionale che riunisce oltre 100 associazioni ambientaliste e protezioniste. Le IBA vengono identificate applicando un complesso sistema di criteri che si basa su soglie numeriche e percentuali applicate alle popolazioni di uccelli che utilizzano regolarmente il sito.

- Le Zone Umide Ramsar

Le Zone Umide (Ramsar, Iran, 1971), sono state individuate a seguito della "Convenzione di Ramsar", un trattato intergovernativo che fornisce il quadro per l'azione nazionale e la cooperazione internazionale per la conservazione e l'uso razionale delle zone umide e delle loro risorse.

La Convenzione è l'unico trattato internazionale sull'ambiente che si occupa di questo particolare ecosistema, e i paesi membri della Convenzione coprono tutte le regioni geografiche del pianeta.

La missione della Convenzione è "la conservazione e l'utilizzo razionale di tutte le zone umide attraverso azioni locali e nazionali e la cooperazione internazionale, quale contributo al conseguimento dello sviluppo sostenibile in tutto il mondo".

Le zone umide sono tra gli ambienti più produttivi al mondo. Conservano la diversità biologica e forniscono l'acqua e la produttività primaria da cui innumerevoli specie di piante e animali dipendono per la loro sopravvivenza; tali ambienti sostengono alte concentrazioni di specie di uccelli, mammiferi, rettili, anfibi, pesci e invertebrati.

Le zone umide sono anche importanti depositi di materiale vegetale genetico.

La Convenzione usa un'ampia definizione dei tipi di zone umide coperte nella sua missione, compresi laghi e fiumi, paludi e acquitrini, prati umidi e torbiere, oasi, estuari, delta e fondali di marea, aree marine costiere, mangrovie e barriere coralline, e siti artificiali come peschiere, risaie, bacini idrici e saline.

Al centro della filosofia di Ramsar è il concetto di "uso razionale" delle zone umide, definito come "mantenimento della loro funzione ecologica, raggiunto attraverso l'attuazione di approcci ecosistemici, nel contesto di uno sviluppo sostenibile".

Con il D.P.R. 13/03/1976, n. 448 la Convenzione è diventata esecutiva.

4.2.1.1 Rapporto di coerenza Opera/Piani

Si riportano di seguito le principali aree protette presenti in un ambito di circa 20 km di distanza dall'area interessata dal progetto e la distanza minima degli aerogeneratori dalle stesse.

PARCHI E RISERVE NATURALI			
Area naturale protetta	Codice	Nome	Distanza
Parco Naturale Regionale. L.R. n. 28 del 23.12.2002		Salina di Punta della Contessa.	Km 19,6
Riserva Naturale Orientata Statale		Torre Guaceto	17,3 km
Riserva Naturale Orientata Regionale. L.R. n. 23 del 23.12.2002		Bosco di Santa Teresa e Lucci.	8 km
Riserva Naturale Orientata Regionale. L.R. n. 26 del 23.12.2002		Bosco di Cerano	19 km
RETE NATURA 2000			
ZONE DI TIPO "A"	Codice	Nome	Distanza
Non sono presenti in Area Vasta			
ZONE DI TIPO "B"	Codice	Nome	Distanza
Sito di Interesse Comunitario _ SIC	IT9140006	Bosco Santa Teresa	12,2 km
Sito di Interesse Comunitario _ SIC	IT9140004	Bosco i Lucci	12,2 km
Sito di Interesse Comunitario _ SIC	IT9140007	Bosco Curtupetrizzi	12,5 km
Sito di Interesse Comunitario _ SIC	IT9140009	Foce Canale Giancola	17,9 km
Sito di Interesse Comunitario _ SIC	IT9140005	Torre Guaceto e Macchia San Giovanni	18,9 km
Sito di Interesse Comunitario _ SIC	IT9140001	Bosco Tramazzone	19,1 km
Sito di Interesse Comunitario _ SIC	IT9150027	Palude del Conte _ Dune di Punta Prosciutto	19,3 km
Sito di Interesse Comunitario _ SIC	IT9130001	Torre Colimena	18,6 km
ZONE DI TIPO "C"	Codice	Nome	Distanza

Non presenti in area vasta			
IMPORTANT BIRDS AREAS (IBA)			
Non presenti in area vasta			
ZONE UMIDE CONVENZIONE DI RAMSAR			
Zone Umide RAMSAR	-	Torre Guaceto, zona di mare antistante e territori limitrofi	18 km

Il progetto non interessa alcuna delle aree naturali sopra indicate e le opere hanno distanze tali da non rendere necessaria la V.Inc.A, (Valutazione di Incidenza Ambientale) essendo superiori ai 5 km previsti dalla normativa regionale.

Tuttavia fa parte della documentazione allegata al Progetto e allo Studio di Impatto Ambientale, un apposito Studio Naturalistico che chiarisce le potenziali interferenze indirette delle opere sulle componenti biotiche e abiotiche dei Siti Protetti presenti in Area Vasta e in particolare in relazione agli habitat e alle specie prioritarie che caratterizzano le aree naturali protette prossime al sito di impianto.

4.3 Pianificazione Ordinaria Separata _ strumenti di tutela paesaggistica a prevalente contenuto vincolistico

Si riportano di seguito i principali strumenti di pianificazione sovraordinata che a livello nazionale e regionale hanno come obiettivo la tutela del Paesaggio e le norme che regolano la trasformazione dei territori interessati da Beni Paesaggistici e ulteriori aree di rilevanza paesaggistica e culturale.

4.3.1 Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio D.lgs 42/2004

Il principale riferimento a livello nazionale di tutela dei Beni Culturali e del Paesaggio è il D.Lgs. 42/2004 e ss.mm.ii recante il Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio.

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 D.lgs 42/2004 è stato redatto in conformità agli indirizzi e agli obiettivi della Convenzione Europea del Paesaggio, sottoscritta dai Paesi Europei nel Luglio 2000, ratificata a Firenze il 20 ottobre del medesimo anno e ratificata ufficialmente dall'Italia con L. 14/2006

Tale Convenzione, applicata sull'intero territorio europeo, promuove l'adozione di politiche di salvaguardia, gestione e pianificazione dei paesaggi europei, intendendo per paesaggio il complesso degli ambiti naturali, rurali, urbani e periurbani, terrestri, acque interne e marine, eccezionali, ordinari e degradati [art. 2].

Il D.lgs 42/2004 oltre a identificare i beni archeologici, culturali e paesaggistici oggetto di tutela e a disciplinare le procedure autorizzative in merito, dispone all'art. 143 anche le modalità di redazione dei Piani Paesaggistici di competenza regionale.

La Convenzione Europea del Paesaggio (CEP) e il Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio (D.Lgs. n. 42/2004) impongono una struttura di piano paesaggistico evoluta e diversa dai piani paesistici approvati in attuazione della L. 431/85 negli anni novanta.

Il decreto legislativo 42/2004 è stato successivamente aggiornato ed integrato da atti normativi specifici.

L'ultima modifica significativa 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 nel procedimento di VIA e di cui si è riportato integralmente il testo nel precedente Capitolo 2.

4.3.1.1 Rapporto di compatibilità/conformità Opera/Piano con norme e prescrizioni specifiche

In relazione al progetto, con particolare riferimento all'art. 10 e all'Art. 134 e del Codice, si evidenzia che:

- **Le opere in progetto non interessano Immobili o Aree dichiarati di notevole interesse pubblico ai sensi dell'Art. 136 del Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio.**

In area vasta e zone contermini all'area di progetto sono presenti diversi ambiti di interesse paesaggistico riconosciuti e oggetto dei seguenti decreti di vincolo:

- Dichiarazione di notevole interesse pubblico di una zona nel comune di Torre Santa Susanna _ Località Le Torri _ Codice Sitap 160042 _ vincolo Istituito ai sensi della L. 1497 – Galassino il 01-08-1985 _ G.U. n. 30 del 06-02-1986

Motivazione:

“La zona le Torri nel comune di Torre S. Susanna di notevole interesse perché presenta una natura carsica caratterizzata dal fenomeno delle "risorgive", acque che riemergono dal suolo attraverso fenditure calcaree dopo un lungo percorso sotterraneo”.

Distanza minima degli aerogeneratori 168 m

- Dichiarazione di notevole interesse pubblico di una zona nel comune di Oria _ Località Tre Colli di Oria _ Codice Sitap 160033 _ Vincolo Istituito ai sensi della L. 1497 – Galassino il 01-08-1985 _ G.U. n. 30 del 06-02-1986;

Motivazione:

“La zona denominata "tre colli di Oria", nel comune di Oria, di notevole interesse perché s'innalza su tre alture al margine settentrionale della penisola salentina con un'altitudine massima di una ottantina di metri sulla circostante ed ampia pianura”.

Distanza minima degli aerogeneratori 10,3 km

- Dichiarazione di notevole interesse pubblico di una zona a valle della strada statale 7, nel comune di Oria _ Località Centro Storico Codice Sitap 165004 _ Vincolo Istituito ai sensi della L. 1497 – Galassino il 16-03-1998 _ G.U. n. 124 del 30-05-1998;

Motivazione:

“La città antica di Oria, adagiata sulle ultime propaggini delle murge salentine, appare adeguarsi al rilievo morfologico dei colli emergenti dalla pianura fra le sponde adriatica e ionica, nella superba posizione geografica e nell'incomparabile panorama”.

Distanza minima degli aerogeneratori 10,2 km

- Dichiarazione di notevole interesse pubblico di una zona nel comune di Oria _ Località Castello _ Codice Sitap 160034 _

Vincolo Istituito ai sensi della L. 1497 – Galassino il 16-03-1998 _ G.U. n. 124 del 30-05-1998;

Motivazione:

“La zona ricadente nel comune di Oria di notevole interesse perché contorna il castello di Oria, imponente maniero a due torri. Esso si innalza su un colle che si erge isolato sulla pianura circostante con un'altitudine di una ottantina di metri”.

Distanza minima degli aerogeneratori 10,4 km

- Dichiarazione di notevole interesse pubblico di una zona sita nei comuni di Carovigno e Brindisi _ Località Torre Guaceto _ Codice Sitap 160023 _ Vincolo Istituito ai sensi della L. 1497 – Galassino il 01-08-1985 _ G.U. n. 30 del 06-02-1986;

Motivazione:

“Torre Guaceto nei comuni di Carovigno e Brindisi riveste notevole interesse perché di particolare valore paesaggistico, altresì un'area di interesse ecologico a livello internazionale”.

Distanza minima degli aerogeneratori 18,6 km

- Dichiarazione di notevole interesse pubblico sita nel comune di Brindisi _ Località Apani Punta Penna _ Codice Sitap 160022 _ Vincolo Istituito ai sensi della L. 1497 – Galassino il 01-08-1985 _ G.U. n. 30 del 06-02-1986;

Motivazione:

“La zona costiera Apani-Punta Penna nel comune di Brindisi riveste particolare interesse perché riguarda un tratto di costa sostanzialmente libero da edificazione, notevolmente interessante per la presenza di piccole baie frangiate da scogli e isolotti”.

Distanza minima degli aerogeneratori 18 km

- Dichiarazione di notevole interesse pubblico di una zona a valle della SS 7 nel comune di Brindisi _ Centro di Brindisi _ Codice Sitap 074001 _ Vincolo Istituito ai sensi della L. 1497 – Galassino il 01-08-1985 _ G.U. n. 30 del 06-02-1986

Motivazione:

“Il suddetto paesaggio, seppur antropizzato, di rilevante valore ambientale e visibile da numerosi tratti di strade pubbliche dalla parte opposta dei due Seni del Porto”.

Distanza minima degli aerogeneratori 18 km

- Dichiarazione di notevole interesse pubblico di una zona sita nel comune di Campi Salentina _ Località Serre Sant'Elia _ Codice Sitap NP _ Vincolo Istituito ai sensi della L. 1497 – Galassino il 23-12-1997 _ G.U. n. 52 del 04-03-1998

Motivazione:

“L'area denominata "Serre di S. Elia", ricoperta da manto boschivo e visibile da numerosi tratti di strade pubbliche che la perimetrano, riveste particolare interesse ambientale, risulta sostanzialmente integra nei peculiari aspetti e tratti distintivi”.

Distanza minima degli aerogeneratori 18,4 km

- Dichiarazione di notevole interesse pubblico del Bosco Curto Petrizzi _ Località Bosco Curto Petrizzi _ Codice Sitap 074004 _ Vincolo Istituito ai sensi della L. 1497 – Galassino il 19-05-1971 _ Decreto notificato ad personam in data 26-06-1971;

Distanza minima degli aerogeneratori 12,5 km

Le interazioni con le aree sopra richiamate sono pertanto di tipo indiretto e di natura percettiva; gli aerogeneratori di progetto sono difficilmente distinguibili, perché principalmente schermati da coltivazioni arboricole e in particolare uliveti che interessano gran parte del territorio.

- **Per quanto attiene ai Beni Culturali e di Interesse Storico Archeologico, tutelati ai sensi dell'art. 10 del Codice, non vi sono interferenze dirette da parte delle opere in progetto.**

Si segnala la presenza dell'importante area archeologica di Muro Tenente, da cui gli aerogeneratori distano circa 1,4 km.

Al paragrafo 2.1 si sono riportati centri abitati circostanti con le distanze minime degli aerogeneratori in progetto.

- **Per quanto attiene ai Beni Paesaggistici oggetto di tutela ai sensi dell'art. 142 comma 1 del Codice**, le interferenze sono relative al cavidotto esterno interrato, che attestandosi su viabilità esistente, interessa:

- a) *“i fiumi, i torrenti, i corsi d'acqua... e le relative sponde o piedi degli argini per una fascia di 150 metri ciascuna”*, Beni Paesaggistici soggetti a tutela dall'art. 142 c. 1 lettera c) del D.lgs 42/2004 e identificati, perimetrati e normati anche dal PPTR;

In particolare, rispetto ai corsi d'acqua:

- a) Un tratto di cavidotto esterno interrato attraversa, lungo strada esistente, il corso d'acqua “Canale Reale” e relativa fascia di rispetto di 150 m per sponda;

In relazione all'unica interferenza sopra richiamata, si fa presente che la posa dei cavidotti all'interno della fascia di rispetto dei corsi d'acqua è prevista sempre su viabilità esistente e in corrispondenza del Canale Reale l'attraversamento, per una lunghezza pari a 80 m da ciascuna sponda, verrà eseguito con la tecnologia TOC (trivellazione orizzontale controllata) in modo da non alterare lo stato attuale dei luoghi.

In tal modo non verranno alterate le condizioni idrologiche e paesaggistiche attuali e l'intervento sarà il meno invasivo possibile.

➤ **Aree e beni contermini o di particolare interesse**

Al fine della verifica di compatibilità paesaggistica, si possono considerare anche alcune potenziali interferenze indirette generate dagli aerogeneratori, legate agli aspetti percettivi e relative alle aree contermini in cui ricadono beni paesaggistici soggetti a tutela.

Si considerano localizzati in aree contermini a beni soggetti a tutela, gli impianti eolici ricadenti nell'ambito distanziale di cui al punto b) del paragrafo 3.1. e al punto e) del paragrafo 3.2 dell'allegato 4 delle Linee Guida Ministeriali, pari a 50 volte l'altezza massima fuori terra degli aerogeneratori; nel caso specifico la distanza minima da considerare è pari a circa 10 km.

In relazione agli impianti alimentati da fonti rinnovabili localizzati in aree contermini a quelle sottoposte a tutela ai sensi del decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, il MIBAC esercita i poteri previsti dall'articolo 152 di detto decreto, potendo disporre prescrizioni in termini di distanze.

Per quanto riguarda la compatibilità delle opere con i beni ricadenti in aree contermini e in vista dell'impianto eolico, le interferenze potenziali potrebbero essere di tipo percettivo e per la verifica dai principali elementi di interesse storico culturale si rimanda alla Relazione Paesaggistica.

La caratteristica percettiva che caratterizza l'area in esame non determina dei coni visuali obbligati verso un'unica direzione, non vi sono se non a distanza ragguardevole punti elevati da cui godere di viste panoramiche ad ampio raggio e soprattutto la pressoché continua presenza di colture arboree rende difficile cogliere visivamente l'impianto nel suo insieme, che risulta percepibile spesso in parte e quasi sempre in una se non in una relazione di prossimità.

Lo sguardo verso l'intorno si apre dai cavalcavia, o da alcune situazioni morfologicamente più elevate, nei rari tratti liberi da uliveti.

In tali condizioni percettive anche gli elementi potenzialmente più invasivi (tralicci, capannoni, gli aerogeneratori che punteggiano l'intorno) risultano poco visibili a media e lunga distanza e non deprimono la qualità complessiva del paesaggio storicamente consolidato, i cui elementi risultano perfettamente riconoscibili (laddove le trasformazioni intervenute negli ultimi decenni non ne abbiano alterato radicalmente i caratteri precipui, come purtroppo è assai frequente visitando le principali masserie).

In ogni caso le interferenze potenziali sono da considerarsi totalmente reversibili nel medio periodo e la configurazione insediativa, la regolarità compositiva del layout e la grande distanza che intercorre tra gli aerogeneratori, non determinano un "intrusione" negativa nel paesaggio e evitano gli effetti di affastellamento tra le torri, scongiurando l'insorgere del cosiddetto "effetto selva".

I beni paesaggistici richiamati sono stati recepiti dal PPTR (Piano Territoriale Paesaggistico della Puglia).

Come premesso, per quanto riguarda i i beni architettonici e archeologici non si rende necessaria l'acquisizione dell'Autorizzazione ai sensi dell'Art 21 del Codice da parte della Soprintendenza Archeologia Belle Arti e Paesaggio della Puglia, non essendovi interferenze dirette da parte delle opere.

Per quanto riguarda i Beni oggetto di tutela ai sensi dell'art. 142 del Codice, è necessaria l'Autorizzazione Paesaggistica ai sensi dell'art. 146 del Codice.

Il procedimento di Autorizzazione ai sensi dell'Art. 146 non si svolge autonomamente ma si inserisce all'interno del procedimento di Autorizzazione Unica ai sensi dell'art 12 del D.lgs 387/03 e smi o del procedimento di VIA ai sensi del D.lgs 152/2006 e ss.mm.ii. e i pareri verranno pertanto recepiti in sede di Conferenza di servizi, ai sensi della L. 241/90 e smi.

4.3.2 Il Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR)

Con riferimento alla pianificazione paesaggistica richiamata al precedente paragrafo 4.3.1, la Regione Puglia con DGR 1756/2015 ha approvato il Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR), che ha sostituito il precedente Piano Urbanistico Territoriale Tematico per il Paesaggio (PUTT/p), redatto ai sensi della Legge 431/85 (Legge Galasso) ed approvato con DGR n. 1748 del 15 dicembre 2000.

A far data dall'approvazione del PPTR, ai sensi dell'art 106 comma 8 delle NTA del PPTR, cessa di avere efficacia il PUTT/P.

Sino all'adeguamento degli atti normativi al PPTR e agli adempimenti di cui all'art. 99 perdura la delimitazione degli ATE e degli ATD di cui al PUTT/P esclusivamente al fine di conservare efficacia a i vigenti atti normativi, regolamentari amministrativi della Regione nelle parti in cui ad essi specificamente si riferiscono.

Ai sensi della Circolare esplicativa del 10/06/2016, emessa dell'Assessorato Pianificazione e Assetto del Territorio Regionale, per i comuni dotati di strumenti urbanistici adeguati al PUTT/p si applicano le norme del piano urbanistico vigente.

In tali casi, vige pertanto anche la parte relativa all'adeguamento al PUTT/p, ossia gli indirizzi, direttive e prescrizioni previsti per gli ATD e gli ATE, con i relativi perimetri e le relative norme, ma non come Piano Paesaggistico aggiuntivo al PPTR ma esclusivamente alle stregua di norme di piano urbanistico comunale.

Nessuno dei tre comuni interessati dall'impianto eolico in progetto, ha un PUG approvato né gli stessi comuni hanno provveduto all'adeguamento dei propri strumenti urbanistici vigenti alla disciplina del PPTR.

I processi di formazione del PUG sono ancora in corso e pertanto a prescindere dall'adeguamento al PPTR, valgono per intero le previsioni del PPTR.

Il PPTR persegue le finalità di tutela e valorizzazione, nonché di recupero e riqualificazione dei Paesaggi di Puglia, in attuazione dell'art. 1 della L.R. 7 ottobre 2009, n. 20 "Norme per la pianificazione paesaggistica" della LR 19 dell'aprile 2015 e del D.lgs. 22 gennaio 2004, n. 42.

Il PPTR disciplina l'intero territorio regionale e include tutti i paesaggi della Puglia, non solo quelli che possono essere considerati eccezionali ma, altresì, i paesaggi della vita quotidiana e quelli degradati.

L'intervento, a prescindere dalle interferenze con Beni Paesaggistici e Ulteriori Contesti, in quanto assoggettato alle procedure di VIA rientra tra quelli considerati di Rilevante Trasformazione del Paesaggio ai sensi dell'art.89comma 1 lettera b2) e così come disciplinato dall'art.91 delle stesse NTA del PPTR.

Pertanto, nel rispetto degli obiettivi di qualità e delle normative d'uso di cui all'art. 37, si applica l'intera disciplina di cui al titolo VI delle NTA e relativa alle seguenti strutture e componenti paesaggistiche:

- **Struttura idrogeomorfologica:**
 - Componenti geomorfologiche;
 - Componenti idrologiche.
- **Struttura ecosistemica e ambientale:**
 - Componenti botanico-vegetazionali;
 - Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici.
- **Struttura antropica e storico-culturale:**
 - Componenti culturali e insediative;
 - Componenti dei valori percettivi.

Trovano quindi applicazione gli obiettivi di qualità paesaggistica e territoriale del relativo Ambito Paesaggistico interessato, lo Scenario Strategico che si esplica attraverso i cinque progetti territoriali previsti dal PPTR (§ Elaborato **4.2 Cinque progetti territoriali per il paesaggio regionale**, nonché le Linee Guida indicate all'art. 79, co 1.3. (in particolare le Linee Guida Energie Rinnovabili 4.4.1 parte prima e seconda) e sarà in ogni caso necessario l'accertamento di compatibilità paesaggistica, come disciplinato dall'art.91 delle stesse NTA e dalla LR 19 dell'aprile 2015.

Secondo il PPTR in merito all'individuazione dei paesaggi di Puglia, l'area di intervento rientra nella Regione geografica storica del "**Puglia Grande. La Piana Brindisina 2° liv.**)", nell'ambito "**Ambito 9_ La campagna Brindisina**" e in particolare il parco aerogeneratori, e tutte le opere connesse, rientrano in posizione centrale **nella figura territoriale 9.1 "La Campagna Brindisina"**.

4.3.2.1 Rapporto di compatibilità/conformità Opera/Piano con norme e prescrizioni specifiche

Per quanto riguarda i Beni paesaggistici valgono tutte le considerazioni fatte al paragrafo precedente relativo al D.lgs 42/2004 e si riferiscono esclusivamente al cavidotto interrato esterno che si attesta su viabilità esistente e collega la centrale eolica alla stazione elettrica a 150/380 KV della rete di trasmissione nazionale Terna e relativi raccordi di collegamento in entra/esce sulla Linea Terna a 380 KV “Brindisi-Taranto N.”, da realizzarsi nel Comune di Latiano (BR), a cura della Società “Enel Green Power a s.p.a.” (Pronuncia di costituzione coattiva di servitù Autorizzata dal Servizio LL PP Regionale con DD D.D. n. 327 del 04.06.2013)

L'unica interferenza riguarda l'attraversamento trasversale in territorio di Latiano _ realizzato con tecnica della TOC (Trivellazione Orizzontale Controllata) _ da parte dell'elettrodotto interrato che intercetta un'acqua pubblica, Canale Reale e relativa fascia di rispetto, tutelato ai sensi dell'art. 142 comma 1 lettera c) del D.lgs 42/2004, vincolo recepito dal PPTR.

Si sintetizzano le interferenze delle opere con le componenti paesaggistiche di cui al PPTR, elencando, in un apposito trafiletto e per confronto.

➤ **Componenti Geomorfologiche:**

Beni Paesaggistici:

Non si rileva alcuna interferenza delle opere su tali componenti;

Ulteriori Contesti Paesaggistici:

Non si rileva alcuna interferenza delle opere su tali componenti;

➤ **Componenti idrologiche:**

Beni Paesaggistici:

- a) l'elettrodotto interrato esterno di collegamento alla RTN attraversa su strada esistente e con TOC (per un tratto di circa 160 m) il corso d'acqua pubblica “Canale Reale” e le relative fasce di rispetto di 150 m per sponda (in parte con TOC e in parte lungo strada esistente);

Ulteriori Contesti Paesaggistici:

Non si rileva alcuna interferenza delle opere su tali componenti;

➤ **Componenti Botanico Vegetazionali:**

Beni Paesaggistici:

Non si rileva alcuna interferenza delle opere su tali componenti

Ulteriori Contesti Paesaggistici:

- a) Il cavidotto esterno attraversa in TOC “formazioni arbustive in evoluzione naturale” in corrispondenza del passaggio sul corso d'acqua “Canale Reale”;

➤ **Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici:**

Beni Paesaggistici:

Non si rileva alcuna interferenza delle opere su tali componenti;

Ulteriori Contesti Paesaggistici:

Non si rileva alcuna interferenza delle opere su tali componenti;

➤ **Componenti della Struttura Insediativa:**

Beni Paesaggistici:

Non si rileva alcuna interferenza delle opere su tali componenti;

Ulteriori Contesti Paesaggistici:

Non si rileva alcuna interferenza delle opere su tali componenti;

➤ **Componenti dei valori percettivi:**

Ulteriori Contesti Paesaggistici

- a) Un braccetto di viabilità di servizio necessaria per il raggiungimento dell'aerogeneratore A05, si innesta su una strada di interesse paesaggistico (tracciato che raccorda la SP 69 e la SP 70; la strada è interna e distaccandosi dalla viabilità principale collega Oria a San Pietro Vernotico;
- b) Il cavidotto interno interrato di collegamento tra gli aerogeneratori A05 e A06, si attesta per circa 675 sulla medesima strada di interesse paesaggistico richiamata al precedente punto a), per circa 500 sulla strada di interesse paesaggistico coincidente con la SP 69 e la attraversa;
- c) Un'area di cantiere temporanea e un allargamento temporaneo necessario per il trasporto degli aerogeneratori, entrambi da dismettere a fine cantiere, si pongono a margine della strada di interesse paesaggistico SP 69 richiamata al precedente punto b).

In relazione alle norme del PPTR che disciplinano le interferenze delle opere sopra richiamate, relative come si è detto esclusivamente alle componenti idrologiche, botanico-vegetazionali, e percettive, si considera quanto segue.

➤ **Componenti idrologiche**

Per quanto riguarda i Beni Paesaggistici identificati come “Corsi d'acqua”:

l'art. 46 comma 2 lettera a10) delle NTA del PPTR, tra le prescrizioni indica come ammissibili tutti gli impianti a rete se interrati sotto strada esistente ovvero in attraversamento trasversale utilizzando tecniche non invasive che interessino il percorso più breve possibile.

Pertanto, in virtù dell'attraversamento dell'unico corso d'acqua intercettato, “Canale Reale”, da parte del cavidotto esterno con TOC (Trivellazione Orizzontale Controllata) per circa 160 m e per il restante tratto in interrato lungo viabilità esistente, l'intervento risulta conforme alle norme del PPTR.

In virtù delle modalità di realizzazione delle opere, l'intervento non altererà gli equilibri idrogeologici e morfologici dell'area, né determinerà trasformazioni sugli elementi vegetazionali.



Figura 4.1 Attraversamento del cavidotto esterno su “Canale Reale”;

il passaggio del cavidotto avverrà tramite TOC per 160 m senza interessare l'alveo e le formazioni ripariali; il restante tratto che interessa le fasce di rispetto, avverrà in interrato lungo viabilità esistente.



Figura 4.2 Attraversamento del cavidotto esterno su “Canale Reale” (controcampo)

In magenta, in evidenza il punto di infissione della TOC, posto a circa 80 m dall'argine del corso d'acqua.



Figura 4.3 innesto strada di servizio Aerogeneratore A05 lungo una strada di interesse paesaggistico



Figura 4.4 tracciato del cavidotto interno interrato e allargamento temporaneo lungo la strada di interesse paesaggistico SP 69.



Figura 4.5 punto di attraversamento della SP 69 da parte del cavidotto interno e a destra, un'area da adibire temporaneamente a servizio del cantiere, che sarà smantellata e ripristinata a fine lavori.

➤ **Componenti botanico vegetazionali.**

Le “formazioni arbustive” attraversate dal cavidotto esterno ricadono in prossimità del Canale Reale, in corrispondenza del quale, come già ricordato, il cavidotto sarà realizzato interrato su strada esistente e l'attraversamento dell'asta idrografica (e quindi delle formazioni arbustive) avverrà mediante TOC.

In tal modo, la vegetazione preesistente non verrà danneggiata né verrà manomessa la naturalità del soprassuolo e in generale vengono rispettate tutte le misure di salvaguardia e attuazione indicate all'art. 66 delle NTA del PPTR, ai sensi delle quali l'intervento è ammissibile..

➤ **Componenti dei valori percettivi:**

Per quanto riguarda gli Ulteriori Contesti Paesaggistici:

il cavidotto interno sarà realizzato interrato lungo le strade di interesse paesaggistico con cui interferisce per tutto il suo tracciato senza produrre modifica morfologica e dello stato esteriore dei luoghi; per quanto riguarda la viabilità di servizio e le opere temporanee (allargamento e area di cantiere lungo la SP 69, l'intervento non comporterà la privatizzazione dei punti di vista “belvedere” accessibili al pubblico ubicati lungo la sede stradale, né comprometterà l'intervisibilità e l'integrità percettiva delle visuali panoramiche.

La posa del cavo non richiederà la realizzazione di segnaletica e cartellonistica stradale tale da compromettere l'intervisibilità e l'integrità percettiva delle visuali panoramiche.

Pertanto, l'intervento è ammissibile ai sensi dei comma 4 e 5 dell'art. 88 delle NTA del PPTR.

Evidentemente vi è un'interferenza indiretta sulle strade a valenza paesaggistica o panoramica determinata dalla presenza degli aerogeneratori e in particolare dell'aerogeneratore A95, che si dispone a margine di una strada di interesse paesaggistico sia pure in uno dei pochissimi spazi non interessati da uliveti e quindi visibile solo in una relazione di prossimità.

Tale tema sarà diffusamente trattato nel successivo Capitolo 6.

Per quanto detto, l'intervento risulta compatibile con le norme del PPTR e in particolare con le norme specifiche riferite ai beni paesaggistici ed agli ulteriori contesti paesaggistici interferiti dalle opere di progetto.

- Scenario Strategico: regole di riproducibilità delle invarianti strutturali e obiettivi di qualità.

Il PPTR, a differenza del PUTT/P che era rivolto solo alla tutela del paesaggio, ha una parte progettuale imperniata sullo Scenario strategico che assume i valori patrimoniali del paesaggio pugliese, come definiti e interpretati nel quadro conoscitivo e nell'Atlante del Patrimonio, e li traduce in obiettivi di trasformazione per contrastare le tendenze di degrado paesaggistico in atto e costruire le precondizioni di un diverso sviluppo socioeconomico fondato sulla produzione di valore aggiunto territoriale e paesaggistico.

Lo scenario costituisce l'insieme delle strategie che il PPTR attiva per elevare la qualità paesaggistica e ambientale del territorio regionale, contrastare gli elementi di degrado, favorire la fruizione socioeconomica degli elementi patrimoniali identitari.

Lo Scenario strategico si compone di obiettivi generali riguardanti:

- la realizzazione dell'equilibrio idrogeomorfologico dei bacini idrografici;
- lo sviluppo della qualità ambientale del territorio;
- la valorizzazione dei paesaggi e delle figure territoriali di lunga durata, dei paesaggi rurali storici, del patrimonio identitario culturale-insediativo e della struttura estetico-percettiva dei paesaggi;
- la riqualificazione dei paesaggi degradati delle urbanizzazioni contemporanee;
- la progettazione della fruizione lenta dei paesaggi;
- la riqualificazione, valorizzazione e riprogettazione dei paesaggi costieri;

- la definizione di standard di qualità territoriale e paesaggistica nello sviluppo delle energie rinnovabili e nell'insediamento;

- la riqualificazione e il riuso delle attività produttive, delle infrastrutture e degli insediamenti residenziali urbani e rurali.

In riferimento alla regole di riproducibilità delle invarianti strutturali e agli scenari strategici e alle normative d'uso riferite agli obiettivi di qualità di cui alla scheda d'Ambito La Campagna Brindisina, valga quanto segue.

Per ciò che riguarda la SEZIONE B INTERPRETAZIONE IDENTITARIA E STATUTARIA E SINTESI DELLE INVARIANTI STRUTTURALI, secondo il PPTR e in stretta relazione alla tipologia di intervento e alle caratteristiche dell'area, la riproducibilità dell'invariante strutturale che connota la figura della “La Campagna Brindisina” è garantita da alcune azioni di seguito specificate.

Sezione B _ Invarianti strutturali della figura territoriale (9.1 la campagna irrigua della piana brindisina).

Rispetto alle invarianti vengono di seguito riportati esclusivamente gli elementi rappresentativi dell'area di progetto anche rispetto alla localizzazione e alle potenziali interazioni determinate dalla realizzazione dell'impianto eolico, tralasciando i riferimenti al litorale e al paesaggio costiero.

- Dalla salvaguardia dell'integrità dei profili morfologici che rappresentano riferimenti visuali significativi nell'attraversamento dell'ambito e dei territori contermini;
- Dalla salvaguardia della continuità e integrità dei caratteri idraulici, ecologici e paesaggistici del sistema idrografico endoreico e superficiale e dalla loro valorizzazione come corridoi ecologici multifunzionali per la fruizione dei beni naturali e culturali che si sviluppano lungo il loro percorso;
- Dalla salvaguardia dei varchi presenti tra i centri che si sviluppano lungo la Statale 7;
- Dalla salvaguardia del patrimonio rurale storico e dei caratteri tipologici ed edilizi tradizionali; nonché dalla sua valorizzazione per la ricezione turistica e la produzione di qualità (agriturismi);
- Dalla salvaguardia e dal mantenimento delle tracce idrauliche (canali, idrovore) e insediative (poderi, borghi) che caratterizzano i paesaggi delle bonifiche;

Rispetto alle regole di riproducibilità delle invarianti strutturali, il progetto non inficia le azioni previste.

Certamente la presenza di aerogeneratori determina una modifica dell'assetto esteriore dei luoghi, inevitabile, e dunque il tema della visibilità insito in un impianto eolico va affrontato più che altro in termini di percezione culturale (§ Relazione Paesaggistica).

Tuttavia, la pressoché costante presenza di colture arboree a margine delle strade e l'assenza di punti rilevati da cui godere di

viste panoramiche (ad eccezione di Oria, da cui l'impianto risulta esterno al cono visuale dei 10 km) rende l'impianto percepibile prevalentemente in una relazione di prossimità e in ogni caso il numero ridotto di aerogeneratori e l'elevata interdistanza mitigano le eventuali alterazioni del quadro visivo attuale.

Per ciò che riguarda La SEZIONE C "SCENARIO STRATEGICO" e la SEZIONE C2: GLI OBIETTIVI DI QUALITÀ (PAESAGGISTICA E TERRITORIALE) E NORMATIVA D'USO, si evidenzia una sostanziale coerenza con il PPTR, anche in merito agli obiettivi di qualità indicati e agli scenari strategici di valorizzazione previsti.

Per il territorio in esame interessato dal progetto, i principali obiettivi di qualità da perseguire sono i seguenti:

" 1. Garantire l'equilibrio geomorfologico dei bacini idrografici;

1.1 Promuovere una strategia regionale dell'acqua intersettoriale, integrata e a valenza paesaggistica;

1.3. Garantire la sicurezza idrogeomorfologica del territorio, tutelando le specificità degli assetti naturali;

1.4 Promuovere ed incentivare un'agricoltura meno idroesigente.

2. Migliorare la qualità ambientale del territorio;

2.2 Aumentare la connettività e la biodiversità del sistema ambientale regionale;

2.7 Contrastare il consumo di suoli agricoli e naturali a fini infrastrutturali ed edilizi;

3. Valorizzare i paesaggi e le figure territoriali di lunga durata;

4. Riquilibrare e valorizzare i paesaggi rurali storici;

4.1 Valorizzare i caratteri peculiari dei paesaggi rurali storici;

5. Valorizzare il patrimonio identitario culturale insediativo;

5.1 Riconoscere e valorizzare i beni culturali come sistemi territoriali integrati;

5.2 Promuovere il recupero delle masserie, dell'edilizia rurale e dei manufatti in pietra a secco.

6. Riquilibrare i paesaggi degradati delle urbanizzazioni contemporanee.

6.4 Contenerne i perimetri urbani da nuove espansioni edilizie e promuovere politiche per contrastare il consumo di suolo;

6.8 Potenziare la multifunzionalità delle aree agricole periurbane.

11. Garantire la qualità territoriale e paesaggistica nella riqualificazione, riuso e nuova realizzazione delle attività produttive e delle infrastrutture."

Di particolare interesse per la tipologia impiantistica in progetto, sono gli obiettivi di qualità precedentemente riportati ai numeri 6.8 e 11.

A questi si aggiungono quelli generali seguenti relativi alle fonti energetiche rinnovabili.

Nell'Elaborato 4.1 "Obiettivi generale e specifici dello scenario", si fa esplicito riferimento all'obiettivo n.10 (si richiamano in particolare alcune azioni, tra le 11 indicate), ovvero:

10) Garantire la qualità territoriale e paesaggistica nello sviluppo delle energie rinnovabili

10.2 rendere coerente lo sviluppo delle energie rinnovabili sul territorio con la qualità e l'identità dei diversi paesaggi della Puglia;

10.3 favorire l'uso integrato delle FER sul territorio, promuovendo i mix energetici più appropriati ai caratteri paesaggistici di ciascun ambito;

10.4 garantire alti standard di qualità territoriale e paesaggistica per le diverse tipologie degli impianti di energie rinnovabili;

10.8 limitare le zone in cui è ammessa l'installazione di impianti eolici, e favorire l'aggregazione intercomunale.

- Scenario Strategico: i cinque progetti territoriali per il paesaggio regionale.

Lo Scenario strategico comprende altresì cinque progetti territoriali per il paesaggio regionale attuativi dagli obiettivi generali, la cui finalità essenziale è elevare la qualità paesaggistica dell'intero territorio attraverso politiche attive di tutela e riqualificazione in cinque campi che rivestono primaria importanza anche per le interconnessioni che li legano ad altre politiche regionali.

Essi sono:

- la Rete Ecologica Regionale (coordinato con l'Ufficio Parchi regionale), per rafforzare le relazioni di sinergia/complementarità con le politiche di conservazione della natura e della biodiversità;

- il Patto città-campagna (coordinato con le misure di politica agro-forestale e di riqualificazione urbana), per rafforzare le funzioni pregiate delle aree rurali e riqualificare i margini urbani, e così arrestare il lungo ciclo dell'espansione urbana e i relativi inaccettabili livelli di consumo di suolo, mediante il recupero dei paesaggi degradati delle periferie, la ricostruzione dei margini urbani, la realizzazione di cinture verdi perturbane, di parchi agricoli multifunzionali;

- il Sistema infrastrutturale per la mobilità dolce (coordinato con il Piano regionale dei trasporti), per rendere fruibili, sia per gli abitanti che per il turismo escursionistico, enogastronomico, culturale ed ambientale, i paesaggi regionali, attraverso una rete integrata di mobilità ciclopedonale, ferroviaria e marittima che recupera strade panoramiche, sentieri, ferrovie minori, stazioni, attracchi portuali, creando punti di raccordo con le grandi infrastrutture di viabilità e trasporto;

- la Valorizzazione e riqualificazione integrata dei paesaggi costieri specie nei waterfront urbani, i sistemi dunali, le zone umide, le

urbanizzazioni periferiche, i collegamenti infrastrutturali con gli entroterra costieri, la navigabilità dolce;

- i Sistemi territoriali per la fruizione dei beni culturali e paesaggistici censiti dalla Carta dei beni culturali per integrare questi ultimi nelle invariati strutturali delle figure territoriali e paesistiche e negli altri progetti territoriali per il paesaggio regionale.

Infine, fanno parte dello Scenario strategico i Progetti integrati di paesaggio sperimentali e, in coerenza con l'art. 143 comma 8 del Codice, una serie di Linee Guida.

Per quanto riguarda la Rete Ecologica Regionale e la Biodiversità, l'area di progetto non è interessata da Sistemi di Naturalità (principali o secondari).

In merito alla valenza del territorio interessato dal progetto in ordine alla conservazione della biodiversità e all'attenzione da porre nell'implementazione della rete ecologica in ordine al paesaggio rurale, il PPTR fa riferimento al Corridoio del Corso d'acqua Canale Reale e a un corso d'acqua episodico che attraversa l'area di intervento (entrambi rappresentano connessioni ecologiche su vie d'acqua permanenti o temporanee).

L'area di intervento è attraversata da un asse della connessione ecologica terrestre.

Al territorio interessato dall'impianto, come si evince dall'Elaborato 3.2.7. b della Scheda di Ambito viene attribuita una valenza ecologica Basso o Nulla.

"La piana, che dall'entroterra brindisino, copre buona parte del comune di Mesagne, Torre Santa Susanna ed Oria fino a Francavilla Fontana, ha valenza ecologica scarsa o nulla.

Presenta vaste aree agricole coltivate in intensivo a vigneti, oliveti e seminativi.

La matrice agricola ha pochi e limitati elementi residui ed aree rifugio (siepi, muretti e filari).

Nessuna contiguità a biotopi e scarsi gli ecotoni.

In genere si rileva una forte pressione sull'agroecosistema che si presenta scarsamente complesso e diversificato".

Per quanto riguarda il Patto città-campagna, l'intero progetto ricade nella cosiddetta "campagna profonda" e risulta esterno al perimetro dei Paesaggi Rurali e a quello dei Parchi Agricoli Multifunzionali di riqualificazione e valorizzazione.

In torno ai centri urbani prevale la campagna abitata che occupa in modo pervasivo l'intero periplo urbano ed è andata sviluppandosi in misura notevole e preponderante laddove le condizioni idrogeologiche forniscono le acque di una abbondante falda idrica superficiale.

Per quanto riguarda il sistema infrastrutturale per la mobilità dolce, l'area in cui ricadono gli aerogeneratori non è interessata da assi strutturali.

Si segnala a nord, tra Latiano e Mesagne un tratto delle piste ciclabili regionali (extraregionali) facente capo alla rete CY.RO.N.MED (rete ciclabile del mediterraneo_itinerari pugliesi), inserita nel piano del settore trasporti della Regione.

Il piano prevede una rete che percorre tutti i territori provinciali, gli itinerari principali, con una serie di varianti.

Sono stati individuati sulla viabilità esistente, tendenzialmente a basso traffico, dove sono stati previsti specifici interventi da realizzare ai fini della percorribilità turistica.

A sud, in prossimità di Torre Santa Susanna, passa la "Ciclovia de La Greenway dell'Acquedotto Pugliese" che corre principalmente su viabilità di servizio dell'acquedotto già esistente.

La greenway è costituita dal Canale Principale dell'acquedotto Pugliese che parte da Caposele fino al Salento leccese (per il quale è stato approvato uno studio di fattibilità nel tratto da Venosa a Grottaglie e nel tratto Bari-Gioia del Colle) e dalle diramazioni per Foggia-Lesina-Gargano a Nord, per Lecce-Salento a Sud, per Ginosa e lungo la Valle dell'Ofanto in direzione est-ovest.

La greenway rappresenta una vera e propria spina dorsale della mobilità lenta regionale che connette l'area della Capitanata al Salento passando per l'Alta Murgia e la Valle d'Itria.

Per quanto riguarda i Sistemi territoriali per la fruizione dei beni culturali e paesaggistici, l'area in cui ricadono gli aerogeneratori non è interessata da Contesti Topografici Stratificati (CTS).

Si segnala tra Latiano e Mesagne (a nord dell'area aerogeneratori e attraversato dall'elettrodotta interrato) il CTS n. 24 "Via Appia Oria - Mesagne" : "Il CTS si estende tra Oria, Latiano, Mesagne e si contraddistingue per la concentrazione di siti lungo la Via Appia.

I siti interessati vanno dalla preistoria all'età contemporanea e confermano il ruolo strategico della zona (vd. Mad. di Gallana)" ed il relativo fattore aggregante... Il tratto della Via Appia tra Taranto e Brindisi, descritto nella Tabula Peutingeriana con la stazioni di Pria, Mesochorum e Scamnum, costituì per secoli la via istmica tra i porti di Taranto e Brindisi favorendo complesse modalità insediative."

Gli aerogeneratori ricadono in un Paesaggio Tematico Puntuale denominato "Paesaggio degli Ulivi" (§ elaborato 4.2.5 della Scheda d'Ambito)

In relazione a questa interferenza bisogna precisare quanto segue, estrapolato dallo stesso PPTR (§ Elaborato 4.2 del PPTR dedicato ai 5 progetti territoriali).

Al fine di Trattare i beni culturali (puntuali e areali) in quanto sistemi territoriali integrati nelle figure territoriali e paesistiche di appartenenza per la loro valorizzazione complessiva, sia i CTS che gli areali tematici presentano i seguenti caratteri: riguardano aree territoriali di una certa dimensione comprendenti oltre ai beni culturali presenti e le loro aree di

pertinenza, aree agricole, parti storiche di città, sentieri strade, fiumi, boschi ecc:

Il passaggio dalla fruizione del singolo bene alla fruizione dei sistemi territoriali che li comprendono richiede non solo una perimetrazione di salvaguardia, ma un vero e proprio progetto di fruizione culturale, territoriale e paesaggistica del sistema stesso, che innanzitutto presuppone la verifica della perimetrazione dell'area attraverso uno studio dei caratteri ambientali, urbanistici, infrastrutturali e paesaggistici dell'area stessa.

Per ognuno dei sistemi territoriali individuati è necessario dunque definire una procedura progettuale sotto la guida dell'Osservatorio regionale del Paesaggio.

L'inserimento nel sistema normativo dei criteri e dei metodi di definizione dei CTS e degli areali tematici di paesaggio, consente di considerare l'attuale progetto territoriale regionale come un avvio di un processo che può portare un continuo arricchimento non solo dei singoli beni ma anche della loro aggregazione in sistemi territoriali, attraverso l'attività dell'Osservatorio del paesaggio.

Di fatto al momento i Paesaggi Tematici Puntuali sono solo accennati e ad essi non corrisponde né una precisazione dei limiti

Non si rilevano per l'area altre indicazioni di cui allo scenario strategico della scheda d'ambito.

Gli impianti eolici non vengono citati nella Scheda d'ambito del PPTR se non nella Sezione B.2.3.1 tra le criticità potenziali relative agli allineamenti morfologici afferenti maggiormente alle propaggini della murgia interna e sino ad Oria, e non interessano l'area di progetto.

Tra i Fattori di rischio ed elementi di vulnerabilità della figura territoriale per gli aspetti morfologici sopra citati, vengono indicati:

"Alterazione e compromissione dei profili morfologici con trasformazioni territoriali quali: cave, impianti tecnologici, in particolare impianti eolici e fotovoltaici".

Viceversa in termini di criticità potenziale, particolare attenzione viene rivolta agli impianti fotovoltaici e al consumo di suolo agricolo che determinano:

"l'intero ambito ospita uno dei poli produttivi di energie rinnovabili da fonte fotovoltaica più importanti della regione Puglia e d'Italia.

L'attuale diffusione degli impianti fotovoltaici ha determinato l'occupazione di significative porzioni della Superficie Agricole Utile (SAU)".

In generale, non si evidenziano elementi di criticità dell'impianto soprattutto in relazione al ridotto consumo di suolo che determina la realizzazione del parco eolico, alle sue peculiari caratteristiche di elevata interdistanza tra gli aerogeneratori, al suo carattere di totale reversibilità (se rapportato al medio periodo).

➤ Le Linee Guida sulle FER

In relazione all'obiettivo generale dello Scenario Strategico di garantire lo sviluppo delle FER e la qualità territoriale e paesaggistica, si richiama che proprio **per contemperare interessi pubblici fondamentali, ovvero la Tutela dell'Ambiente con il contrasto ai cambiamenti climatici e alle emissioni di gas climalteranti attraverso la produzione di energia da fonti rinnovabili** (con tecnologie e relativi impatti totalmente reversibili nel medio periodo che utilizzano esclusivamente le risorse disponibili in natura, in attuazione dei trattati internazionali e Comunitari vincolanti sottoscritti dalla Stato Italiano e in conformità alle normative susseguenti), **e la Tutela del Paesaggio, dei valori paesaggistici e identitari dei luoghi**, il legislatore ha emanato le Linee Guida ministeriali (DM 10/09/2010) in materia di autorizzazione e corretta localizzazione degli impianti da fonti rinnovabili.

La Regione Puglia attraverso il RR 24/2010 e le Linee Guida 4.4.1 del PPTR ha recepito Le Linee Guida Ministeriali, individuato le aree inidonee e graduato gli interventi proprio per raggiungere tali obiettivi propri dello Scenario Strategico.

Per ciò che concerne gli aspetti di modifica percettiva e in merito all'obiettivo del PPTR di superare la più volte richiamata criticità per cui "La diffusione di pale eoliche nel territorio agricolo, senza alcuna programmazione ed attenzione per i valori paesaggistici dell'area, produce un forte impatto visivo e paesaggistico." si rappresenta che gli aerogeneratori non interessano alcuna area ritenuta inidonea dalle normative nazionali e regionali vigenti e in particolare dal RR 24/2010 e dalle Linee Guida del PPTR relative agli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili.

In riferimento alle Linee Guida Energie Rinnovabili del PPTR si evidenzia infatti una sostanziale compatibilità del progetto, sia in termini localizzativi che di layout, che come detto non ingenera disordine né "effetto selva" e non pregiudica la comprensione dei caratteri del contesto o la fruizione degli elementi di pregio.

Le Linee Guida Energie Rinnovabili del PPTR come detto recepiscono e integrano il RR 24/2010 (emanato in attuazione del DM 10 settembre 2010), prescrivendo la tipologia impiantistica ammissibile per le varie componenti paesaggistiche e identificando le aree considerate inidonee alla realizzazione di impianti eolici di grande taglia.

Il progetto non ricade in alcuna area identificata di particolare sensibilità indicate nel DM 10 settembre 2010 (art. 17 e Allegato III), così come ulteriormente specificate dal RR 24/2010 (l'elenco è riportato già nel capitolo 1 introduttivo).

Le opere non ricadono in alcuna area ritenuta inidonea o critica per impianti di grande taglia, sia in relazione ai Beni Paesaggistici e sia in relazione agli Ulteriori Contesti Paesaggistici individuati dal PPTR, e rispettano le indicazioni delle Linee Guida Energie Rinnovabili 4.4.1 parte prima e seconda sia in merito ai criteri

stabiliti per la localizzazione e sia per la tipologia e potenza installabile.

Come precedentemente esplicitato, sia il RR 24/2010 che le Linee Guida del PPTR consentono *“La realizzazione delle sole opere di connessione relative ad impianti esterni alle aree e siti non idonei è consentita previa acquisizione degli eventuali pareri previsti per legge”*.

Come già evidenziato, le modalità realizzative delle opere interferenti con BP o UCP e relative esclusivamente ad alcuni tratti del cavidotto interrato interno ed esterno e a minimi tratti di viabilità di progetto, sono compatibili con le norme tecniche di attuazione del PPTR.

4.4 Pianificazione Ordinaria Separata _ Strumenti di settore sovraordinati e operativi, di tutela del suolo, delle acque, del patrimonio forestale e dell'aria.

Di seguito saranno esaminati i principali strumenti aventi prevalente carattere vincolistico in materia di difesa del suolo e altri strumenti settoriali operativi aventi come obiettivo il corretto utilizzo e la tutela di beni primari come l'acqua e l'aria.

4.4.1 Vincolo Idrogeologico RDL n. 3267/1923

Il Vincolo Idrogeologico è stato istituito e regolamentato con Regio Decreto n. 3267 del 30 dicembre 1923 e con Regio Decreto n. 1126 del 16 maggio 1926; sottopone a tutela quelle zone che per effetto di interventi, quali movimenti terra o disboscamenti, possono con danno pubblico perdere la stabilità o turbare il regime delle acque.

Nelle aree gravate da vincolo idrogeologico è necessario acquisire preventivamente l'autorizzazione in deroga al vincolo per eseguire interventi comportanti movimenti terra e trasformazioni di uso del suolo.

La legge fondamentale forestale, contenuta nel Regio Decreto, infatti stabilisce che sono sottoposti a vincolo per scopi idrogeologici i terreni di qualsiasi natura e destinazione che, per effetto di forme di utilizzazione contrastanti con la natura del terreno possono con danno pubblico subire denudazioni, perdere la stabilità o turbare il regime delle acque.

Per proteggere il territorio e prevenire pericolosi eventi e situazioni calamitose quali alluvioni, frane e movimenti di terreno, sono state introdotte norme, divieti e sanzioni.

Il vincolo idrogeologico, in generale, non preclude comunque la possibilità di trasformazione o di nuova utilizzazione del territorio.

Il R.D. 1126/1926 all'art. n° 21 prevede una procedura autorizzativa per gli interventi che ricadono su terreni vincolati saldi (quelli che non sono lavorati da più di 5 anni) o boscati, mentre all'art. 20 prevede una procedura di comunicazione (da presentare 30 giorni prima del

presunto inizio dei lavori) per gli interventi che ricadono su terreni vincolati soggetti a periodica lavorazione (terreni seminativi).

Le autorizzazioni non vengono rilasciate quando esistono situazioni di dissesto reale, se non per la bonifica del dissesto stesso o quando l'intervento richiesto può produrre i danni di cui all'art. 1 del R.D. 3267/23.

La Regione Puglia ha decentrato parte delle competenze in materia di Vincolo Idrogeologico agli Enti Locali con RR. 9 del 2015 "Norme per i terreni sottoposti a vincolo Idrogeologico".

4.4.1.1 **Rapporto di compatibilità/conformità Opera/Piano con norme e prescrizioni specifiche**

Nessuna delle opere previste in progetto interessa aree soggette a vincolo idrogeologico.

Tuttavia il progetto parte da alcuni dati oggettivi, da studi effettuati e prevede alcune modalità realizzative che garantiscono il massimo rispetto delle condizioni idrogeomorfologiche.

- Il rilevamento geomorfologico di campagna non evidenzia fenomeni di dissesto idrogeologico;
- Sia il cavidotto interno che quello esterno, interrati, che si sviluppano quasi integralmente lungo viabilità esistente, attraversano aree pianeggianti e/o a modeste pendenze, prive di evidenti tracce di dissesto idrogeologico;
- Per la realizzazione del cavidotto, i movimenti di terra corrispondono alle opere di scavo necessarie alla posa in opera del cavidotto e successivo reinterro con lo stesso materiale precedentemente scavato, e risultano estremamente contenuti, senza aggravio dei carichi in superficie né tantomeno modifica della morfologia e relativo deflusso superficiale e profondo delle acque;
- I rilievi geologici di superficie non hanno evidenziato segni morfologici e fenomeni di erosione e scalzamento dei fianchi degli alvei, tanto da poter parlare di una marcata stabilità generale dell'area, così come anche l'omogeneità geolitologica dei terreni affioranti ne è una garanzia.

Inoltre:

- Le opere non interessano aree boscate o terreni saldi;
- Tutte le opere sono realizzate in aree che non mostrano segni di movimenti o dissesti in atto, ancorché superficiali, che possano potenzialmente inficiare la stabilità dei terreni e conseguentemente delle opere medesime;
- Analogamente dal confronto con le cartografie del PAI (Piano Stralcio di Assetto Idrogeologico), le aree interessate dalle opere non sono classificate come a rischio idraulico, ad eccezione di un'area di modesta estensione che viene attraversata lungo viabilità esistente e per circa 250 m;

- Gli aerogeneratori e le relative piazzole sono stati ubicati in terreni sostanzialmente pianeggianti e ciò comporta una limitazione degli sbancamenti, che in ogni caso saranno realizzati in regime di compensazione totale tra scavi e rinterri;
- A ultimazione del montaggio degli aerogeneratori, le piazzole di stoccaggio, le aree di logistica del cantiere e gli allargamenti stradali necessari per il transito dei mezzi pesanti, saranno rimossi e le aree saranno ripristinate alla situazione ante operam;
- Le stesse piazzole di cantiere saranno ridotte per le necessità della sola fase di esercizio e di manutenzione degli aerogeneratori;
- I plinti saranno completamente rinterrati;
- Scarpate e rilevati saranno inerbiti/cespugliati, sia in corrispondenza delle piazzole, sia lungo la viabilità e sia nelle aree interessate dalla realizzazione della stazione elettrica di utenza e delle altre opere prossime alla SE TERNA;
- Per ciò che riguarda la viabilità, non saranno previste significative opere di scavo e rinterri in quanto verrà assecondata la morfologia dei luoghi;
- Le strade saranno imbrecciate, permeabili e non asfaltate e sarà sempre assicurato, con cunette e fossi di guardia, il corretto deflusso delle acque meteoriche e il loro convogliamento verso i recapiti naturali esistenti;
- Non saranno previste opere di scavo e rinterri significative in quanto verrà assecondata la morfologia dei luoghi e non saranno modificati gli argini dei corsi d'acqua e dei fossi, che saranno attraversati in TOC;
- Per quanto riguarda i tratti di cavidotto, gli stessi sono previsti tutti interrati lungo viabilità esistente e di progetto e pertanto la loro realizzazione non comporta eradicamento di specie arboree e arbustive.
- In tutti i casi le opere non comporteranno alterazione della vegetazione di golena lungo le rive dei fossi.

Da quanto descritto sulle condizioni geomorfologiche e geolitologiche e idrogeologiche delle aree di intervento e sulla stabilità delle aree stesse, e in merito alle modalità realizzative degli interventi interferenti, si può asserire che gli stessi, così come previsti e descritti negli elaborati di progetto, non comporteranno turbativa all'assetto idrogeologico del suolo.

4.4.2 Piano Stralcio di assetto Idrogeologico (PAI)

Le Autorità di Bacino Distrettuali, dalla data di entrata in vigore del D.M. n. 294/2016, a seguito della soppressione delle Autorità di Bacino Nazionali, Interregionali e Regionali, esercitano le funzioni e i compiti in materia di difesa del suolo, tutela delle acque e gestione delle risorse

idriche previsti in capo alle stesse dalla normativa vigente nonché ogni altra funzione attribuita dalla legge o dai regolamenti.

Con il DPCM del 4 aprile 2018 (pubblicato su G.U. n. 135 del 13/06/2018), emanato ai sensi dell'art. 63, c. 4 del decreto legislativo n. 152/2006, è stata infine data definitiva operatività al processo di riordino delle funzioni in materia di difesa del suolo e di tutela delle acque avviato con Legge 221/2015 e con D.M. 294/2016.

L'Autorità di Bacino Distrettuale dell'Appennino Meridionale, in base alle norme vigenti, ha fatto proprie le attività di pianificazione e programmazione a scala di Bacino e di Distretto idrografico relative alla difesa, tutela, uso e gestione sostenibile delle risorse suolo e acqua, alla salvaguardia degli aspetti ambientali svolte dalle ex Autorità di Bacino Nazionali, Regionali, Interregionali in base al disposto della ex legge 183/89.

L'area di progetto ricade nel Piano Stralcio di Assetto Idrogeologico redatto dall'Autorità di Bacino della Puglia.

il Piano di Bacino stralcio per l'Assetto Idrogeologico (P.A.I.), approvato dal Comitato Istituzionale dell'Autorità di Bacino della Puglia con Deliberazione n. 39 del 30.11.2005, è un piano territoriale di settore, che individua nel bacino idrografico l'ambito fisico di riferimento per gli interventi di pianificazione e gestione territoriale.

Esso produce efficacia giuridica rispetto alla pianificazione di settore, ivi compresa quella urbanistica, ed ha carattere immediatamente vincolante per le Amministrazioni ed Enti Pubblici, nonché per i soggetti privati.

Finalità del P.A.I. sono il miglioramento delle condizioni di regime idraulico e della stabilità geomorfologica del territorio, necessario a ridurre gli attuali livelli di pericolosità e a consentire uno sviluppo sostenibile nel rispetto degli assetti naturali, della loro tendenza evolutiva e delle potenzialità d'uso.

Il P.A.I. presenta una duplice valenza, conoscitiva e programmatica:

come strumento di natura conoscitiva, in continuo aggiornamento, esso raccoglie e organizza il quadro sulla pericolosità idrogeologica in funzione dell'acquisizione di nuove conoscenze in campo scientifico e tecnologico, dall'occorrenza di eventi idrogeologici, dalla realizzazione di opere di mitigazione, oltre che dagli studi ed approfondimenti contenuti nei quadri conoscitivi dei Piani Urbanistici, all'interno di tavoli tecnici di copianificazione.

4.4.2.1 Rapporto di compatibilità/conformità Opera/Piano con norme e prescrizioni specifiche

Gli aerogeneratori di progetto e opere relative così come la stazione elettrica di utenza e il gruppo di accumulo non ricadono in alcuna area sottoposta a tutela per pericolo d'inondazione né in aree sottoposte a tutela per pericolo di frana né interessano elementi areali, lineari o puntuali contrassegnati da fattori di rischio.

Le interferenze sono le seguenti:

- l'elettrodotto esterno di collegamento alla RTN, realizzato in cavo interrato lungo viabilità esistente, intercetta per un tratto di circa 250 m un'area di Alta Pericolosità idraulica (AP).
- Lo stesso elettrodotto interrato intercetta un'acqua pubblica (Canale Reale in territorio di Latiano);
- L'elettrodotto interrato lungo viabilità esistente da consolidare, di collegamento tra gli aerogeneratori A01 e A02, attraversa aste del reticolo idrografico definite come corsi d'acqua episodici.

Dalla perimetrazione del PAI Puglia e come mostra la figura successiva si evince che le opere in progetto non interessano aree perimetrate ad eccezione di un breve tratto di cavidotto MT interrato che ricade in aree perimetrali AP.

Si precisa che il cavidotto MT verrà posato su strada esistente e non modificherà l'assetto idraulico attuale.

Ai sensi delle NTA del PAI Puglia ed in particolare dell' art. 10 “Disciplina delle fasce di pertinenza fluviale” è necessario verificare la sussistenza delle condizioni di sicurezza idraulica; il comma 2 dell'art. 10 così recita:

“All'interno delle fasce di pertinenza fluviale sono consentiti tutti gli interventi previsti dagli strumenti di governo del territorio, a condizione che venga preventivamente verificata la sussistenza delle condizioni di sicurezza idraulica, come definita all'art. 36, sulla base di uno studio di compatibilità idrologica ed idraulica subordinato al parere favorevole dell'Autorità di Bacino”.

L'art. 36 delle NTA definisce la sicurezza idraulica come:

“Condizione associata alla pericolosità idraulica per fenomeni di insufficienza del reticolo di drenaggio e generalmente legata alla non inondabilità per eventi di assegnata frequenza. Agli effetti del PAI si intendono in sicurezza idraulica le aree non inondate per eventi con tempo di ritorno fino a 200 anni”.

In relazione all'area AP e all'attraversamento delle aste del reticolo minore, per definire gli interventi e le modalità realizzative, in ossequio alle NTA del PAI è stato redatto un adeguato studio idraulico rispondente ai requisiti minimi stabiliti dal Piano, finalizzato a determinare le aree allagabili in regime di moto permanente e a verificare la compatibilità con i livelli di piena attesi per un tempo di ritorno di 200 e 500 anni.

Secondo lo studio di compatibilità, la realizzazione degli interventi non inciderà in alcun modo sull'attuale regime idrologico ed idraulico dell'area attraversata e le opere previste sono in sicurezza idraulica anche in virtù delle modalità realizzative di seguito indicate.

Per ciò che riguarda l'attraversamento del Canale Reale, l'elettrodotto sarà realizzato in TOC, con punti di infissione esterni alla fascia di rispetto di 75 m dal piede d'argine e in ogni caso al di fuori delle aree allagabili determinate in regime di moto permanente con tempo di ritorno pari a 200 anni

Le opere stradali di adeguamento e di accesso alle piazzole, nell'unico tratto interferente riguardano il consolidamento e l'adeguamento di strade interpoderali esistenti o interventi temporanei di raccordo che saranno ripristinati a fine cantiere.

Le strade saranno imbrecciate, permeabili e non asfaltate e sarà sempre assicurato, con cunette e fossi di guardia, il corretto deflusso delle acque meteoriche e il loro convogliamento verso i recapiti naturali esistenti.

Non saranno previste opere di scavo e rinterrati significative in quanto verrà assecondata la morfologia dei luoghi e non saranno modificati gli argini dei corsi d'acqua e dei fossi.

In corrispondenza del reticolo minore (linee di impluvio e corsi d'acqua episodici) le opere saranno realizzate avendo cura di salvaguardare la vegetazione di sponda esistente e assicurando il naturale flusso idraulico dei fossi attraversati, con l'utilizzo di manufatti (Tubi ARMCO, Tombini o altro) opportunamente dimensionati in modo da consentire il passaggio delle portate con periodo di ritorno pari a 200 anni garantendo le condizioni di sicurezza idraulica.

L'intubamento interesserà tratti non eccedenti i 20 metri.

Per quanto riguarda i tratti di cavidotto interferenti con il reticolo idrografico principale, gli stessi sono previsti tutti interrati lungo viabilità esistente e di progetto e pertanto la loro realizzazione non comporta eradicamento di specie arboree e arbustive.

In altri casi, laddove gli esiti dello studio di compatibilità idraulica lo consentono, in corrispondenza dei tratti di attraversamento dei corsi d'acqua si provvederà allo staffaggio del cavidotto alle opere esistenti lungo strada.

In tutti i casi le opere non comporteranno alterazione della vegetazione di golena lungo le rive dei fossi.

Le opere interferenti sopra citate, sia in relazione agli esiti dello Studio di compatibilità effettuato e sia in virtù delle modalità realizzative, sono pertanto da ritenersi compatibili con gli obiettivi e la disciplina di tutela del PAI.

Per maggiori dettagli si rimanda alla relazione idraulica e ai relativi allegati.

4.4.3 Piano di Tutela delle Acque (PTA)

Il Piano di Tutela delle Acque (PTA), introdotto dal D.Lgs. 152/2006, è l'atto che disciplina il governo delle acque sul territorio.

Il PTA costituisce uno strumento dinamico di conoscenza e pianificazione, che ha come obiettivo la tutela integrata degli aspetti qualitativi e quantitativi delle risorse idriche, al fine di perseguirne un utilizzo sano e sostenibile.

Con Delibera di Consiglio n. 230 del 20 ottobre 2009 è stato approvato il Piano di Tutela delle Acque Regionale.

Il PTA pugliese contiene i risultati dell'analisi conoscitiva e delle attività

di monitoraggio relativa alla risorsa acqua, l'elenco dei corpi idrici e delle aree protette, individua gli obiettivi di qualità ambientale dei corpi idrici e gli interventi finalizzati al loro raggiungimento o mantenimento, oltreché le misure necessarie alla tutela complessiva dell'intero sistema idrico.

Con Delibera di Giunta Regionale n. 1333 del 16/07/2019 è stata adottata la proposta relativa al primo aggiornamento che include importanti contributi innovativi in termini di conoscenza e pianificazione:

- delinea il sistema dei corpi idrici sotterranei (acquiferi) e superficiali (fiumi, invasi, mare, ecc) e riferisce i risultati dei monitoraggi effettuati, anche in relazione alle attività umane che vi incidono;
- descrive la dotazione regionale degli impianti di depurazione e individua le necessità di adeguamento, conseguenti all'evoluzione del tessuto socio-economico regionale e alla tutela dei corpi idrici interessati dagli scarichi;
- analizza lo stato attuale del riutilizzo delle acque reflue e le prospettive di ampliamento a breve-medio termine di tale virtuosa pratica, fortemente sostenuta dall'Amministrazione regionale quale strategia di risparmio idrico.

La normativa vigente prevede che il PTA elabori un programma di misure volto al conseguimento, entro il 2015, degli obiettivi di:

- mantenimento o raggiungimento per i corpi idrici significativi superficiali e sotterranei dell'obiettivo di qualità ambientale corrispondente allo stato di "buono";
- mantenimento, ove già esistente, dello stato di qualità ambientale "elevato";
- mantenimento o raggiungimento, per i corpi idrici a specifica destinazione, degli obiettivi di qualità per specifica destinazione, salvo i termini di adempimento previsti dalla normativa previgente.

A tal fine il PTA ha perimetrato i principali bacini idrografici che interessano il territorio regionale, individuando i corpi idrici superficiali e sotterranei.

Il Piano ha individuato 227 bacini idrografici principali per tutta la regione; per i corpi idrici significativi sono stati analizzati i corsi d'acqua (area garganica), le acque di transizione (area garganica ed area salentina), le acque marine costiere dell'intera regione ed i corpi idrici artificiali (presenti soprattutto nella zona settentrionale della regione).

Per l'analisi delle acque sotterranee il PTA ha suddiviso il territorio regionale in Acquiferi.

Il territorio di interessato dal progetto è stato incluso nell'Acquifero del Salento.

Il PTA ha, inoltre, definito dei comparti fisico-geografici del territorio che risultano meritevoli di

tutela perché di strategica valenza per l'alimentazione dei corpi idrici sotterranei, individuando una prima zonizzazione territoriale, indicando le "Zone di protezione speciale idrogeologica"

distinguendole in quattro tipologie A, B, C e D, con le relative misure di salvaguardia.

Il Piano individua inoltre delle "Aree di vincolo d'uso degli acquiferi" distinguendo tra "aree vulnerabili da contaminazione salina ed aree di tutela quali-quantitativa" con specifiche limitazioni per i prelievi.

4.4.3.1 Rapporto di compatibilità/conformità con norme e prescrizioni specifiche

Il territorio in cui ricade il progetto non risulta interessato da alcuna "Zona di protezione speciale idrogeologica".

Parte dei territori comunali di Mesagne e Torre Santa Susanna, come risultano essere interessati dalla perimetrazione riguardante **aree di tutela quali-quantitativa e aree vulnerabili da contaminazione salina**.

Come indicato all'art. 95 del D.Lgs 152/06, la tutela quantitativa della risorsa concorre al raggiungimento degli obiettivi di qualità attraverso una pianificazione delle utilizzazioni delle acque volta ad evitare ripercussioni sulla qualità delle stesse e a consentire un consumo idrico sostenibile.

La realizzazione dell'impianto eolico non produce alcuna alterazione degli acquiferi superficiali e sotterranei né introduce modifiche o variazioni del naturale deflusso delle acque meteoriche.

In particolare:

- L'intervento non rientra tra quelli esclusi e in ogni caso non comprometterà la vulnerabilità degli acquiferi 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 interrato 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;
- In progetto non è prevista la terebrazione di nuovi pozzi emungenti;
- Non è prevista l'apertura di nuove cave;
- Il progetto non interessa sorgenti e zone di rispetto

In relazione alle interferenze con i corpi idrici superficiali, le interferenze sono relative ad attraversamenti di cavidotti interrati lungo viabilità esistente e saranno realizzati in TOC senza alterazione dell'alveo o mediante staffaggio alle opere d'arte esistenti, in ogni caso senza alterazione del flusso idraulico, come meglio precisato al paragrafo precedente dedicato al PAI.

Inoltre, la realizzazione del cavidotto non comporterà negli ambiti di tutela:

- Eliminazione di essenze vegetazionali di alcun genere e tipo;
- Movimenti di terra che possono alterare in modo sostanziale il profilo del terreno, soprattutto perché il cavidotto sarà realizzato su strada esistente;
- Attività estrattive e discariche di rifiuti;
- Impianti di trattamento ed immissione dei reflui, captazione e accumulo delle acque;

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 utente 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.

4.4.1 Note in merito ad altri strumenti normativi

Come anticipato al Capitolo 1 e nella premessa di questo capitolo, la trattazione dei rapporti di conformità riguardanti legislazioni che normano effetti misurabili e direttamente connessi a fenomeni potenzialmente determinati dalle azioni di progetto, **come ad esempio**

la normativa sull'inquinamento elettromagnetico, sull'impatto acustico o sulla pubblica incolumità rispetto agli effetti sismici, o la sicurezza del volo a bassa quota, troverà più pertinente trattazione all'interno di quelle parti dello Studio di Impatto Ambientale (PARTE TERZA) e delle relazioni specialistiche allegate allo SIA, nelle quali detti fenomeni sono indagati in dettaglio.

In particolare.

Il rischio sismico e la normativa specifica saranno trattati nella **Relazione geologica studio di compatibilità geomorfologica;**

La normativa sull'impatto acustico e la verifica del progetto in merito al rispetto ai limiti di pressione acustica verso i recettori sensibili, saranno trattati nella **Relazione di previsione dell'impatto acustico dell'impianto;**

La normativa sull'impianto elettromagnetico e il rispetto dei limiti di norma previsti, saranno trattati nella **Relazione sull'impatto elettromagnetico dell'impianto;**

il tema della gestione dei rifiuti e la specifica normativa saranno trattati nel **Piano preliminare di utilizzo in sito delle terre e rocce da scavo** e nel **Piano di gestione dei rifiuti.**